T
621.314
016

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

# "ANALISIS DEL TIEMPO DE VIDA DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA"







TESIS DE GRADO

PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE :

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

ESPECIALIZACION : POTENCIA

PRESENTADA POR :

GUIDO O. OCHOA MALDONADO



GUAYAQUIL-ECUADOR

1986

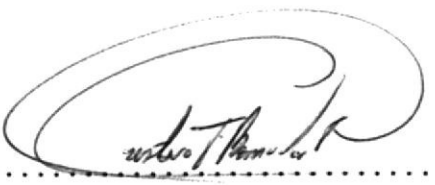
# AGRADECIMIENTO

Al Ing. JOSE LAYANA CHANCAY,
Director de Tesis, por su ayuda
y colaboración para la realiza-
ción de este trabajo.

# DEDICATORIA

A MIS PADRES

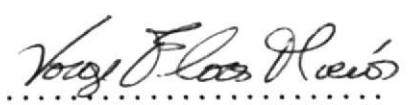
A MIS HERMANOS



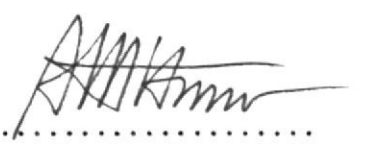
Ing. Gustavo Bermúdez Flores
SUB-DECANO DE LA FACULTAD
DE INGENIERIA ELECTRICA



Ing. José Layana Ch.
DIRECTOR DE TESIS



Ing. Jorge Flores Macías
MIEMBRO PRINCIPAL



Ing. Alberto Hanze Bello
MIEMBRO PRINCIPAL

# DECLARACION EXPRESA

"La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta tesis, me corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL".

(Reglamento de Exámenes y Títulos profesionales de la ESPOL).



GUIDO O. OCHOA MALDONADO

# RESUMEN

El presente trabajo tiene como finalidad estudiar el tiempo de vida esperada de un transformador de potencia cuando opera a la intemperie para cualquier condición de carga. Se implementó este estudio por medio de un programa de computadora para el Sistema IBM de la ESPOL. Previamente se hace un análisis matemático de las ecuaciones para el cálculo de las temperaturas y pérdidas de vida, expuestas en los manuales estándares y revistas técnicas internacionales.

Usando las características térmicas y eléctricas dadas por el fabricante, el programa a ejecutarse será válido para cualquier número de días que se tengan en los registros de información de una Empresa Eléctrica. Los cálculos de la pérdida de vida se basan en el método que consiste en determinar las temperaturas del aceite y del devanado para cada hora de un ciclo diario de carga.

Se analizará también, que la sobrecarga que es capaz de soportar un transformador es limitada en razón de la reducción de la vida esperada del transformador. Esto incidirá en mayores ganancias económicas logradas por la mejor utilización de carga de los transformadores.

INDICE GENERAL


| | Pág. |
|---|---|
| RESUMEN | VI |
| INDICE GENERAL | VII |
| INDICE DE FIGURAS | XI |
| INDICE DE TABLAS | XIII |
| INTRODUCCION | 15 |
| CAPITULO I | |
| GENERALIDADES | 18 |
| 1.1 Reseña histórica de los transformadores de potencia del tipo seco y sumergido en líquido | 18 |
| 1.2 Incidencia de las pérdidas eléctricas en la producción de calor del transformador | 25 |
| 1.2.1 Pérdidas en el cobre | 26 |
| 1.2.2 Pérdidas por histéresis | 29 |
| 1.2.3 Pérdidas por corrientes parásitas | 33 |
| 1.3 Clasificación de los transformadores según su sistema de refrigeración | 38 |
| 1.4 Vida esperada de un transformador considerando las leyes de envejecimiento del aislamiento | 43 |
| 1.5 Efectos de las sobrecargas | 47 |
| CAPITULO II | |
| AISLAMIENTO, CARGA Y VIDA DE LOS TRANSFORMADORES | 50 |
| 2.1 Clases de aislamiento en los transformadores | 50 |
| 2.1.1 Importancia del sistema de aislamiento | 54 |
| 2.1.2 Envejecimiento del aislamiento y su influencia en la vida de un transformador | 60 |

Pág.

2.2 Criterios para determinar un sistema de aislamiento . 67

2.3 Condiciones de servicio . . . . . 71

2.4 Formas de transmisión de calor en los transformadores . 76

CAPITULO III

EVALUACION DE LA TEMPERATURA . . . . . 82

3.1 Incidencia de la temperatura en los transformadores sumergidos en líquido . . . . . 82

3.1.1 Diagrama térmico básico . . . . . 82

3.1.2 Límites de temperatura de elevación . . . 86

3.2 Temperaturas transientes en el calentamiento de los transformadores . . . . . 88

3.2.1 Ecuación térmica general . . . . . 88

3.2.2 Temperatura transiente de elevación del tope del aceite para n=1 . . . . . 91

3.2.3 Temperatura transiente de elevación del tope del aceite para n≠1 . . . . . 94

3.3 Temperaturas de estado estable en los aceites y en los devanados . . . . . 101

3.4 Determinación de las temperaturas en los transformadores del tipo seco . . . . . 112

3.5 Constante de tiempo de los transformadores . . . 117

CAPITULO IV

EFECTO DE LAS SOBRECARGAS EN LA VIDA DE LOS TRANSFORMADORES 129

4.1 Tipos de sobrecarga . . . . . 129

4.1.1 Limitaciones de temperatura . . . . 131

4.1.2 Limitaciones de sobrecarga en otros componentes

Pág.

del transformador . . . . . 135

4.2 Análisis térmico considerando variaciones de cargas cíclicas . . . . . 143

4.3 Porcentajes de pérdidas de vida del transformador para los diferentes tipos de carga . . . . . 153

4.4 Análisis económico de la pérdida de vida de un transformador . . . . . 158

4.5 Alternativas recomendables cuando existe sobrecalentamiento . . . . . 167

CAPITULO V

CALCULOS POR COMPUTADORA DE LA PERDIDA DE VIDA POR SOBRECARGA . . . . . 183

5.1 Descripción general . . . . . 183

5.2 Conversión del ciclo de carga efectivo a uno equivalente . . . . . 187

5.3 Ecuaciones para el cálculo de temperaturas y pérdida en los transformadores sumergidos en líquido y del tipo seco . . . . . 191

5.4 Diagramas de flujo . . . . . 204

5.5 Listado de programas . . . . . 223

5.6 Ejemplos de aplicación . . . . . 242

CAPITULO VI

PERSPECTIVA DE LOS MODERNOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA . 301

6.1 Futuro de los transformadores de potencia sumergidos en líquido y del tipo seco . . . . . 301

Pág.

6.2 Validez de las guías de carga existentes . . . 315

6.3 Consideraciones económicas en la selección y operación de los transformadores de potencia . . . . 319

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES . . . . . 336

APENDICES . . . . . 340

BIBLIOGRAFIA . . . . . 367

# INDICE DE FIGURAS


| Nº | | Pág. |
|---|---|---|
| 1.1 | Bucle de histéresis . . . . . | 34 |
| 1.2 | Camino ideal del flujo de corrientes parásitas . | 34 |
| 2.1 | Clases de aislamiento en un transformador . . | 57 |
| 2.2 | Disposición del aislamiento básico en un transformador de potencia . . . . . | 59 |
| 2.3a | Curva de vida esperada de los transformadores de potencia sumergidos en líquido . . . . | 65 |
| 2.3b | Curva de envejecimiento relativo de los transformadores de potencia del tipo seco . . . . | 66 |
| 2.4 | Analogía entre un sistema de detención de agua y el sistema de aislamiento . . . . . | 72 |
| 2.5 | Comparación en el aspecto económico . . . | 72 |
| 3.2 | Temperatura del cobre y del aceite siguiendo a un incremento de carga . . . . . | 124 |
| 3.3 | Comparación de las curvas térmicas entre transformadores del tipo seco y del tipo sumergido en líquido a carga nominal . . . . . | 124 |
| 3.4 | Temperatura transiente de elevación del aceite en el calentamiento . . . . . | 127 |
| 3.5 | Temperatura transiente de elevación del aceite en el enfriamiento . . . . . | 127 |
| 4.1 | Curvas de vida esperada de transformadores de potencia sumergidos en aceite considerando adicionalmente la vida del aislamiento de las boquillas. . . | 147 |

| Nº | | Pág. |
|---|---|---|
| 4.2 | Ciclo de carga formado por pasos de carga constante | 147 |
| 4.3 | Modelo en el cual el campo de transformador justifica el costo que involucra un aumento acelerado en la pérdida de vida de un transformador . . . . | 166 |
| 4.4 | Modelo en el cual la ganancia adicional justifica la pérdida de vida de un transformador . . . | 166 |
| 4.5 | Acción del calor y la humedad en el desarrollo de la degradación de un compuesto celuloso . . . | 168 |
| 4.6 | Relación térmica de un transformador de mediana potencia sumergido en aceite . . . . . | 176 |
| 4.7 | Sistema típico de enfriamiento externo forzado en aceite . . . . . | 182 |
| 5.1 | Ciclo de carga asumido . . . . . | 189 |
| 5.2 | Ciclo de carga real . . . . . | 189 |
| 6.1 | Preservación del aceite con el tanque conservador . | 304 |
| 6.2 | Tanque del tipo sellado . . . . . | 304 |
| 6.3 | Tanque del tipo gas-aceite sellado . . . | 306 |
| 6.4 | Tanque del tipo automático de presión atmosférica de un gas inerte . . . . . | 306 |
| 6.5 | Incremento de las pérdidas en un transformador de 1.000 KVA . . . . . | 323 |
| 6.6 | Variación de la eficiencia en transformadores de igual capacidad, pero con diferente relación de pérdidas . . . . . | 323 |
| B.1 | Hoja de diseño de pantalla para crear archivos de datos del programa "ATVTP" . . . . | 358 |

# INDICE DE TABLAS


| Nº | | Pág. |
|---|---|---|
| 1.1 | Tasa de inflamabilidad de ciertos elementos . . | 21 |
| 1.2 | Clasificación de los transformadores en base a su capacidad y medio refrigerante . . . . | 24 |
| 2.1 | Clasificación térmica de los aislamientos eléctricos según la IEC . . . . . | 53 |
| 2.2 | Cantidades de los materiales usados en los modernos transformadores de potencia sumergidos en aceite . | 61 |
| 2.3 | Valores de las constantes de la ecuación de Arrhenius para transformadores de potencia sumergidos en aceite | 63 |
| 2.4 | Clasificación de los transformadores según su capacidad y forma de construcción . . . . . | 69 |
| 2.5 | Comparación en el aspecto técnico . . . | 73 |
| 2.6 | Factores de corrección de la resistencia dieléctrica para altitudes superiores a los 1100 m . . | 75 |
| 3.1 | Capacidades límites de las temperaturas de elevación | 87 |
| 3.2 | Valores de n y m para los distintos tipos de transformadores. . . . . | 110 |
| 3.3 | Temperaturas de los transformadores del tipo seco a carga nominal . . . . . | 115 |
| 4.1 | Limitaciones de temperatura para los distintos tipos de sobrecarga de un transformador sumergido en aceite con temperatura de elevación de 65°C . . . | 132 |
| 4.2 | Sobrecargas con vida esperada normal en los transformadores del tipo seco. . . . . | 136 |

| Nº | | Pág. |
|---|---|---|
| 4.3 | Límites de temperatura a carga nominal de los transformadores de potencia . . . . . | 155 |
| 4.4 | Pérdidas de vida diaria de los transformadores de potencia sumergidos en aceite . . . . . | 159 |
| 4.5 | Comparación de los porcentajes de costos anuales típicos de los sistemas de generación y transmisión . | 162 |
| 6.1 | Comparación de las características típicas de los transformadores secos y sumergidos en líquidos . . | 313 |
| 6.2 | Capacidad de los transformadores . . . . . | 319 |

# INTRODUCCION

El transformador es un elemento vital en todo sistema eléctrico de potencia y representa una parte substancial de la inversión total de un sistema de distribución y potencia. De él depende el abastecimiento de energía eléctrica para los usuarios de una Empresa Eléctrica, o para las diversas operaciones (muchas veces interrumpibles) de una industria moderna. En un transformador el aislamiento es el elemento más importante, puesto que tiene que resistir constantemente los efectos producidos por todos los fenómenos que se presentan en las líneas de transmisión y distribución, que producen tensiones muy variables y de gran intensidad. Todo esto ocurre mientras el material se deshidrata químicamente y consume su vida que es la del transformador.

El propósito de la presente tesis es estudiar el tiempo de vida esperada de un transformador de potencia, cuando opera a la interperie con cargas que no sobrepasan las características nominales del transformador, y cuando se producen sobrecargas que podrían darse en situaciones de emergencia y/o en casos, en los que por razones económicas se requiere cumplir con un programa establecido por una Empresa Eléctrica.

Para determinar el tiempo de vida esperada de un transfor

mador se requiere conocer el peso del núcleo y devanados, el peso del tanque y accesorios, el peso del aceite, las pérdidas en vacío y a plena carga, el tipo de enfriamiento y su capacidad nominal correspondiente, la temperatura de elevación promedio del devanado sobre la temperatura ambiente, el ciclo diario de carga y la temperatura ambiente.

Lo determinante en un transformador para soportar una sobrecarga es la capacidad de sus devanados y su sistema de enfriamiento. Pero se debe reconocer que existen ciertas limitaciones, tales como la expansión del aceite, la presión en transformadores sellados, cambiadores de taps, terminales de las boquillas y la capacidad térmica del equipo asociado con el transformador tales como cables, disyuntores, switches de desconexión y transformadores de corriente.

Usando las características térmicas y eléctricas de un transformador se determinarán las temperaturas del tope del aceite y del punto más caliente del devanado para cada hora del ciclo diario de carga. Para el cálculo de la vida esperada, se utiliza en el programa la ecuación de Arrhenius que es función de la temperatura del punto más caliente del devanado, y cuyas constantes dependen de las curvas de envejecimiento aplicables al sistema de aislamiento dado.

Finalmente, se hará un análisis económico respecto a la operación y pérdida de vida de los transformadores.

Se hará especial mención en los transformadores de potencia sumergidos en aceite, puesto que los aceites minerales, a pesar de todas las investigaciones realizadas, continúan siendo los aislantes/refrigerantes más ampliamente usados en nuestro medio, debido a su disponibilidad y aceptación técnica.

# CAPITULO I

# GENERALIDADES

## 1.1. RESEÑA HISTORICA DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA DEL TIPO SECO Y SUMERGIDOS EN LIQUIDO.

Puesto que el fluído dieléctrico que rodea al núcleo, los devanados y al aislamiento sólido de un transformador determina la clasificación de los transformadores en secos y sumergidos en líquidos, se hará una revisión histórica de los dieléctricos tanto líquidos como gaseosos considerando su función de aislante/refrigerante.

### MEDIO AISLANTE/REFRIGERANTE LIQUIDO

Los primeros transformadores construídos entre 1884 y 1886 no contenían ningún aislamiento líquido, pero poco tiempo después se vió la necesidad de tener un medio aislante más efectivo que el aire, fue así que en 1892 la General Electric usó por primera vez aceite mineral (del tipo parafínico) en la construcción de transformadores y ya en la primera década de este siglo se tenían cinco clases de aceites con base parafínica. Estos aceites tienen esa denominación, porque sometidos a un proceso de destilación dan como resultado la cera parafínica.

Con el transcurso de los años se obtuvieron nuevas variedades de aceites parafínicos con mejores propiedades que los aceites iniciales (una de ellas es la reducción del gran porcentaje de agua que se tenía en un principio). Una de las propiedades que originó inconvenientes es el bajo punto de congelación (-10°C) que tienen estos aceites, especialmente cuando se tiene grandes unidades instaladas al exterior sujetas a variaciones extremas de temperatura.

En la década de los 20 se comenzó a reemplazar los aceites de base parafínica con los de base naftínica que tienen un menor punto de congelación (-40°C), variando la calidad de estos aceites según la cantidad y tipo de aditivos usados. Con el uso de los aceites naftínicos se dieron cuenta que la formación de lodo era mucho más rápida que con los aceites parafínicos y que el lodo formado es insoluble y difícil de removerlo. Este problema tiene solución puesto que con el uso de inhibidores o retardadores se demora la oxidación y en el peor de los casos la recuperación del aceite por otro aceite de igual o mejor calidad.

El uso de líquidos sintéticos tales como el askarel fue una alternativa para evitar los riesgos de incendio y explosión asociados a los transformadores su-

mergidos en aceite. El askarel (se empezó a utilizar en los transformadores a partir de 1933) también conocido como bipenil policlorinado (PCB) toma los nombres en el mecado de Aroclor, Pyranol, Inerteen, Chlorextol, Saf-T-Kuhl, etc. La selección del material aislante sólido en un medio de askarel es más crítica que cuando el aislante es el aceite mineral. Esto se debe fundamentalmente a que ciertos aislantes sólidos como los varnices son solubles en el askarel. Aún más se ha prohibido la venta y construcción de transformadores que contengan askarel porque representan un peligro por contaminar el medio ambiente (véase el artículo 502-26 del National Electrical Code).

En los últimos años se han hecho esfuerzos por obtener un líquido a prueba de fuego y sin las restricciones ambientales del askarel. El resultado ha sido el líquido de silicón. Silicón es un término genérico dado a la familia de los polímeros líquidos lineales comprendidos entre los silicatos y los polímeros orgánicos. Básicamente este fluído es menos inflamable que el aceite mineral como lo clasifica la UL (Underwriter's Laboratory) en base a pruebas de la ASTM (American Society for Testing and Materials), tal como se indica en la Tabla 1.1.

| TASA DE INFLAMABILIDAD | |
|---|---|
| Agua | 0 |
| R-113 | 0 |
| Askarel | 1 - 2 |
| Silicón | 4 - 5 |
| Aceite mineral | 20 - 30 |
| Kerosina | 30 - 40 |
| Alcohol etílico | 60 - 70 |
| Gasolina | 90 - 100 |
| Eter | 100 |

TABLA 1.1 TASA DE INFLAMABILIDAD DE CIERTOS ELEMENTOS

Probablemente el líquido de silicón no ha reemplazado totalmente al askarel debido al alto costo del fluído y por generación de hidrógeno al producirse un salto de arco eléctrico. A pesar de todos los descubrimientos en este campo los aceites minerales (naftínicos y parafínicos) continuan siendo los aislantes refrigerantes más usados debido a su disponibilidad y características técnicas.

MEDIO AISLANTE/REFRIGERANTE NO LIQUIDO

En los transformadores del tipo seco el medio aislan

te/refrigerante puede ser :

- Aire
- Nitrógeno
- Fluorogases

Los primeros transformadores construídos fueron los aislados con aire, los cuales tenían un gran espacio entre bobinas. Actualmente los transformadores con medio de aire tienen un sistema de aislamiento de 220°C, o también denominado del tipo H (véase la Tabla 2.1 del próximo capítulo). Los materiales sólidos asociados con esta clasificación incluye resina epoxi, (epoxi es el resultado de la unión de un átomo de oxígeno con dos átomos de carbono, formando cadenas), mica, polvo de cuarzo, vidrio enlozado, fibras textiles tratadas y mica con varnices de silicón. Naturalmente el costo de un aislamiento de este tipo influye bastante en el costo del aparato.

El nitrógeno es un mejor dieléctrico que el aire, y su resistencia dieléctrica se incrementa aún más si está sometido a presión. El $SF_6$ es alrededor de $2\frac{1}{2}$ veces mejor dieléctrico que el $N_2$ bajo las mismas condiciones de presión. La ventaja del nitrógeno sobre el exafluoruro de azufre es el precio de los gases. La desventaja es la limitación de espacio, ya

que un transformador del tipo seco con nitrógeno como medio ocupa un mayor volumen que uno del mismo tipo pero con $SF_6$, también el nitrógeno no apaga efectivamente un arco si no hay gran espaciamiento entre los devanados y por eso solamente las unidades de pequeño KVA y bajos voltajes pueden usar el $N_2$. En las unidades llenas de nitrógeno el ruido es otro problema característico.

Las razones por las cuales podrían escogerse como dieléctricos los gases en vez de los líquidos son las siguientes :

- Características eléctricas
- No es tóxico
- Inerte a otros materiales del transformador
- Estabilidad en el rango aplicable de temperatura
- Precios

Los gases que podrían usarse según las conveniencias son el $SF_6$ y los fluorocarbones $C_2F_6$ (hexafluoroethylene ó R-116), $C_3F_8$ y $C_4F_8$, teniendo presente que los transformadores del tipo seco deben usarse en áreas no expuestas a descargas atmosféricas (véase Tabla 1.2). En lo que va de la presente década el hexafluoruro sulfúrico ($SF_6$) es considerado como el gas más apropiado para usarse en transformadores. La mayor

| TAMAÑO Y LOCALIZACION | AISLANTE - REFRIGERANTE | | | L O C A L I Z A C I O N | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | TIPO SECO | SUMERGIDO EN LIQUIDO | | EXTERIOR A LA INTERPERIE | MONTADO EN POSTE | SUBTERRANEO |
| | aire o gases | ACEITE | PCB | | | |
| Transformador de potencia (> 500 KVA) | X | XX | X | XX | - | X |
| Transformador de Distribución (< 500 KVA) | X | XX | X | - | XX | X |
| Situado a la interperie | X | X | X | | | |
| Situado en locales interiores subterráneos, etc. | XX | - | XX | | | |

XX : La mayoría de las unidades caen en esta categoría.

Tabla 1.2 CLASIFICACION DE LOS TRANSFORMADORES EN BASE A SU CAPACIDAD Y MEDIO REFRIGERANTE (3)

ventaja de un sistema aislado con $SF_6$ es de ser no inflamable, no tóxico, y no explosivo; aunque en un transformador de este tipo existan inconvenientes en las mediciones (de presión, temperatura, etc.) y en el mantenimiento mismo. Las subestaciones que tienen espacios o terrenos limitados tienen como única alternativa usar transformadores aislados por $SF_6$.

## 1.2. INCIDENCIA DE LAS PERDIDAS ELECTRICAS EN LA PRODUCCION DE CALOR DEL TRANSFORMADOR.

Aunque los modernos transformadores de potencia operan con altas eficiencias, todavía es materia de estudio lo referente a las pérdidas. Las pérdidas totales de un transformador consisten en la suma de las pérdidas en vacío más las pérdidas con carga, manifestadas en forma de calor, por lo que se requiere de un diseño apropiado del sistema de aislamiento con el fin de disipar el calor producido. Generalmente los fabricantes especifican las pérdidas en vacío, así como también las pérdidas con carga de un transformador.

### PERDIDAS EN VACIO

Las pérdidas en vacío de un transformador son aproximadamente constantes para cualquier condición de car

ga. Estas pérdidas están formadas por las pérdidas en el núcleo, pérdidas en el devanado primario debido al paso de la corriente de excitación y las pérdidas dieléctricas en el aislamiento. Comparadas con las pérdidas en el núcleo, los dos últimos tipos de pérdidas son muy pequeñas, por lo que normalmente se conoce como pérdidas en vacío a las pérdidas que se producen en el núcleo del transformador.

Las pérdidas en el núcleo tienen como principal contribuyente las pérdidas de histéresis, siguiendo en orden de importancia las pérdidas debidas a las corrientes parásitas (corrientes de eddy) inducidas en el núcleo.

PERDIDAS CON CARGA

A estas pérdidas se las llama también pérdidas en el cobre o pérdidas $I^2R$, constan principalmente de las pérdidas producidas al circular la corriente de carga por la resistencia de ambos devanados, y de las pérdidas debidas a las corrientes parásitas (que representan un pequeño porcentaje del total de las pérdidas con carga).

1.2.1. PERDIDAS EN EL COBRE

La resistencia de un conductor de cobre es di

rectamente proporcional a su longitud L, e inversamente proporcional a su sección A, de acuerdo a la fórmula

$$R = \rho \frac{L}{A} \qquad (1.1.)$$

Donde $\rho$, es la constante de proporcionalidad llamada resistividad que es, a su vez, función de la temperatura del conductor, dada por

$$\rho = \rho_o \left( 1 + \frac{\theta}{234.5 + T} \right) \qquad (1.2.)$$

Donde:

$\theta$ : Temperatura de elevación sobre la temperatura T dada en °C.

T : Temperatura de referencia (°C)

$\rho_o$: Resistividad a la temperatura T

Como el valor de $\rho$ dado en las tablas es 0°C, la ecuación (1.2.) se reduce a :

$$\rho = \rho_o \left( 1 + \frac{\theta}{234.5} \right) \qquad (1.3)$$

La resistencia calculada con las fórmulas (1.1) y (1.3) corresponde a la densidad de co

rriente uniforme en toda la sección del conductor. En tales condiciones, la correspondiente pérdida $I^2 R$ es directamente proporcional a la resistencia.

En los devanados de los transformadores reales la densidad de corriente nunca es completamente uniforme. Los flujos de dispersión no actúan uniformemente sobre todas las partes de la sección de un conductor dado, con el resultado de que algunos sectores se convierten en el asiento de fems inducidas mayores o menores que en otros, estableciéndose por tanto, diferencias de potencial entre diversos puntos de la sección. Las corrientes así establecidas son corrientes parásitas superpuestas sobre la corriente media uniformemente distribuída, traduciéndose en pérdidas adicionales en la carga que pueden ascender a una cantidad que oscila entre el 10 y el 30% de las pérdidas ohmicas puras. Estas pérdidas en la carga se reducen empleando devanados formados por dos o más conductores (generalmente conductor de tira o de cinta) en paralelo, aislados ligeramente uno de otros excepto, claro está, en sus bornes.

El conductor (si existen dos hilos en paralelo) suele desarrollar una fem que difiere ligeramente de la interior, por lo que si no se equilibra tal condición, fluirá una corriente para igualar las diferencias de potencial, lo que producirá pérdidas; este inconveniente puede evitarse (como es costumbre en los transformadores de potencia) transponiendo las dos partes de las bobinas.

Igual procedimiento se sigue cuando el conductor está formado por más de dos hilos en paralelo, como es el caso de los transformadores de gran capacidad.

Evidentemente, las pérdidas en carga debidas a las corrientes parásitas en los devanados son inversamente proporcionales a la resistencia del devanado, por lo que disminuirán con el aumento de temperatura, mientras que la mayor parte de las pérdidas $I^2 R$ para un valor dado de corriente (un valor típico es el 80%), aumentan con la temperatura.

### 1.2.2. PERDIDAS POR HISTERESIS

Las pérdidas por histéresis son producidas por

un fenómeno afin a la fricción molecular, ya que las partículas más pequeñas del núcleo tienden a alinearse primero en un sentido, y después en el otro, a medida que el flujo varía periódicamente.

Supongamos que la sección transversal de un núcleo de hierro es A, que la longitud de su circuito magnético es l y que está devanado con una bobina de N espiras. A medida que la corriente de excitación varía cíclicamente desde -Im hasta +Im, el flujo variará desde $-\phi m$ hasta $+\phi m$ de la forma que se muestra en la Figura 1.1. Sobre la curva ascendente ab, una variación en la excitación desde Ni hasta N(i + di) en el tiempo dt irá acompañada por un aumento en el flujo $d\phi$, con lo que la fem inducida de esta forma en el devanado es :

$$e = -N \frac{d\phi}{dt}$$

Que ha de compensarse mediante un componente igual y opuesta de la tensión aplicada, si ha de mantenerse la corriente. Por tanto la potencia instantánea proporcionada por el circuito de excitación es igual a (-e)i, por lo que la energía proporcionada en el intervalo

dt es :

$$dw = (-e)i\ dt = Ni\ d\phi$$

Que es proporcional a la superficie del elemento diferencial rayado en la Figura 1.1, de lo que se deduce que la energía consumida mientras el bucle es recorrido desde a hasta b , queda representada por el área Oabp.

Cuando la excitación se reduce a cero, el flujo sigue la curva bc, ésta se disminuye mientras la corriente conserva su sentido original. La fem inducida cambia de signo, con la que la energía vuelve al circuito de alimentación en una cantidad proporcional al área bpc. Continuando análogamente punto por punto alrededor del bucle hasta alcanzar el punto de partida, la energía neta consumida por ciclo completo queda representada por el área encerrada por el bucle, o sea,

$$W = \int_{-\phi}^{+\phi} Ni\ d\phi \qquad (1.4)$$

Reemplazando Ni = Hl y $d\phi$ = AdB, resulta :

$$W = Al \int_{-Bm}^{+Bm} H.dB \qquad (1.5)$$

Que demuestra que las pérdidas por histéresis son proporcionales al volumen del núcleo (=Al) y al área del bucle de histéresis trazado en función de B y H. W estará dada en joules si la densidad de flujo B tiene unidades de weber/$m^2$ y la fuerza magnetizante H dada en amperio-vuelta/m.

La integral que aparece en las ecuaciones (1.4) y (1.5) no puede resolverse por métodos matemáticos porque la relación funcional entre las variables es desconocida, pero por experimentación se ha llegado al resultado de que el área del bucle es proporcional a $B_m^x$. El valor de x para el acero dulce es de 1.6, pero el acero de silicio utilizado en la actualidad se caracteriza por valores de x que oscilan entre 1.7 y algo más de 2.

El término Al en la ecuación (1.5) puede sustituirse por $M/\delta$, donde M es la masa del núcleo y $\delta$ la densidad del material del núcleo. Por tanto, si la frecuencia de alternancia de

flujo es f cps. los vatios de pérdida por histéresis serán :

$$P_h = \eta \frac{M}{\delta} f B_m^x \qquad (1.6)$$

Donde $\eta$ es una constante de proporcionalidad característica del material del núcleo, dependiendo su magnitud de las unidades en que estén expresadas M, $\delta$ y Bm.

## 1.2.3. PERDIDAS POR CORRIENTES PARASITAS

Existen pérdidas por corrientes parásitas en los devanados y el núcleo de un transformador. Las pérdidas por corrientes parásitas en los devanados fueron explicadas necesariamente en el punto 1.2.1., por lo que se tratará específicamente de las pérdidas por corrientes parásitas, inducidas en el núcelo del transformador.

La Figura 1.2 representa la sección transversal de un núcleo laminado, siendo su espesor t y su anchura ct, donde c es un factor considerablemente mayor que la unidad. Se supone que la longitud L del núcleo (en sentido perpendicular a la sección transversal) es la u-

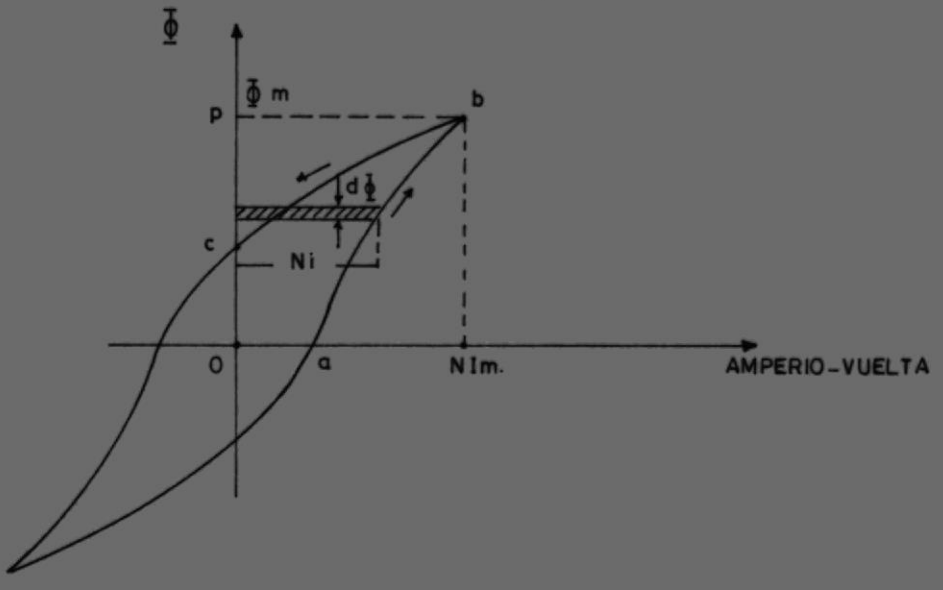



FIG. 1.1. BUCLE DE HISTERESIS (4)

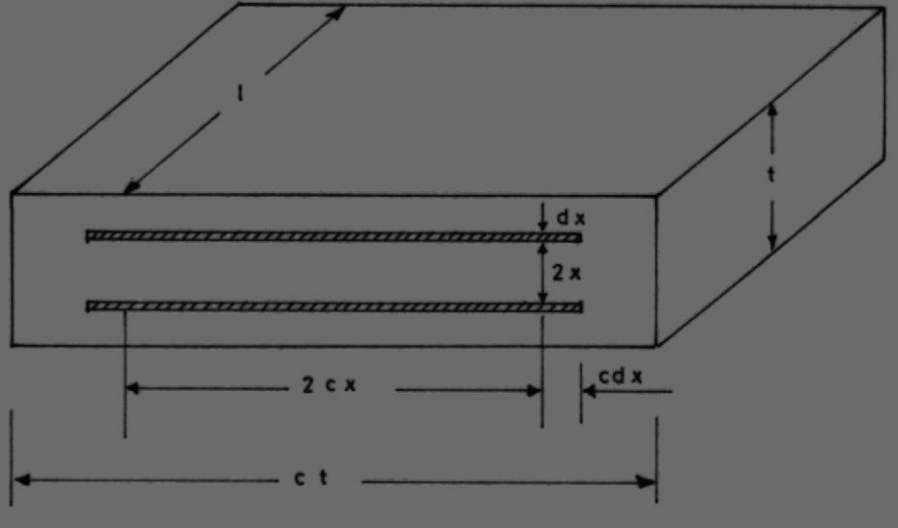



FIG. 1.2. CAMINO IDEAL DEL FLUJO DE CORRIENTES PARASITAS. (4)

nidad y que la densidad de flujo está uniformemente distribuída sobre la sección transversal, que varía armónicamente con el tiempo y que su valor máximo es Bm.

Puede considerarse que la sección transversal está formada por un conjunto de elementos limitados por rectángulos semejantes, de los que el más interior tiene los lados 2x y 2cx, y el más exterior los lados 2(x+dx) y 2c(x+dx). La alternancia del flujo dentro del rectángulo interior establecerá una fem que a su vez dará origen a la corriente a considerar. El flujo máximo correspondiente al elemento de una lámina interior es $4cx^2Bm$, puesto que en un ciclo tanto la fem como el flujo magnético varían por ser senosoidales cuatro veces, la variación total del flujo por ciclo será $4(4cx^2Bm)$, por tanto el flujo total cortado por segundo será $16\ f\ Bmcx^2$, donde f es el número de ciclos por segundo, o sea la fem media inducida en el elemento será :

$$E_{med} = 16\ f\ B_m cx^2$$

y la fem eficaz será :

$$V = \frac{\pi}{2\sqrt{2}}\ E_{med} = \frac{8\pi}{\sqrt{2}}\ f\ B_m cx^2$$

Esta fem actúa en el camino elemental cuya resistencia es

$$\rho\left(\frac{4cx}{dx}+\frac{4x}{cdx}\right)=\frac{4\rho x}{dx}\cdot\frac{c^2+1}{c}$$

Donde $\rho$ es la resistividad del material, por tanto los vatios de pérdida en el elemento serán :

$$dP_e=\frac{V^2}{R}=\frac{32\pi^2 f^2 B_m{}^2 c^2 x^4}{\frac{4\rho x}{dx}\left(\frac{c^2+1}{c}\right)}$$

$$dP_e=\frac{8\pi^2 f^2 B_m x^3 dx}{\rho}\left(\frac{c^3}{c^2+1}\right)$$

y las pérdidas totales :

$$P_e=\frac{8\pi^2 f^2 B_m{}^2}{\rho}\cdot\frac{c^3}{c^2+1}\int_0^{t/2} x^3 dx$$

$$=\frac{\pi^2 f^2 B_m{}^2}{8\rho}\cdot\left(\frac{c^3 t^4}{c^2+1}\right)$$

El volumen del hierro en que ocurren dichas pérdidas es $V= M/\delta = t.ct.1$, por tanto

$$P_e=\frac{\pi^2}{8\rho}\cdot\frac{M}{\delta} f^2 B_m^2 t^2\frac{c}{c+1} \qquad (1.7)$$

Puesto que c es mucho mayor que la unidad, puede suponerse que :

$$\frac{C^2}{C^2+1} = 1$$

Por lo que (1.7) se reduce a :

$$P_e = \varepsilon \frac{M}{\delta} f^2 B_m{}^2 t^2 \qquad (1.8)$$

Donde $\varepsilon$, constante de proporcionalidad que hay que determinar experimentalmente, suele ser considerablemente mayor que el valor teórico indicado por las precedentes deducciones. La diferencia entre el valor real y el valor teórico de la constante se explica de una parte por el hecho de que la densidad de flujo no se distribuye uniformemente sobre la sección transversal tal como se había supuesto, sino que tiende a concentrarse hacia la superficie exterior de las chapas, y por otra causa de que el aislamiento entre las chapas no es perfecto, con el resultado de que los verdaderos caminos de las corrientes parásitas no son tan sencillos como los supuestos.

La deducción de la fórmula básica (1.8) demuestra que las pérdidas por corrientes parásitas son inversamente proporcionales a la resistividad del material del núcleo, lo que justifica en gran parte el empleo del acero

al silicio en la construcción de los núcleos para transformadores, ya que su resistividad es superior a la del acero dulce que se utilizaba anteriormente. El acero al silicio tiene, además, la ventaja de que carece del efecto de "envejecimiento" que hace que las pérdidas en el núcleo de acero dulce aumenten con el uso.

## 1.3. CLASIFICACION DE LOS TRANSFORMADORES SEGUN SU SISTEMA DE REFRIGERACION.[3,20]

Esta clasificación se la hace para los dos tipos generales de transformadores: transformadores sumergidos en líquidos y transformadores del tipo seco.

### a) TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN LIQUIDO

Los transformadores sumergidos en líquido de acuerdo al medio aislante pueden clasificarse en los siguientes tipos :

TIPO I : Aceite mineral no inhibido
TIPO II : Aceite mineral inhibido
TIPO III : Askarel

El enfriamiento o refrigeración de estos transformadores puede ser por aire o por agua, por lo cual

se clasifican según el sistema de enfriamiento en: [1,3,20].

- Transformador sumergido en aceite, con enfriamiento natural (auto-enfriado): Clase OA.
  El aceite en el cual están sumergidos el núcleo y las bobinas es enfriado por la circulación natural del aire sobre la superficie de enfriamiento.

- Transformador sumergido en aceite, con enfriamiento natural/enfriamiento forzado de aire : Clase OA/FA.
  Este transformador es básicamente igual al de clase OA, sólo que se han añadido ventiladores con el fin de incrementar la transferencia de calor desde la superficie de enfriamiento.

- Transformador sumergido en aceite, con enfriamiento natural/enfriamiento forzado de aire : Clase OA/FA/FA.
  Este transformador es uno de clase OA/FA al cual se le incrementa aire forzado sobre la superficie de enfriamiento, de tal forma que se tiene tres ratings para carga nominal.

- Transformador sumergido en aceite, con enfriamiento por agua : Clase OW.

Aquí el enfriamiento se realiza por la circulación natural del aceite caliente sobre la superficie de agua enfriada.

- Transformador sumergido en aceite, con enfriamiento por agua/enfriamiento natural: Clase OW/A. A diferencia del anterior, este transformador tiene una capacidad de enfriamiento mediante la circulación natural del aire sobre la superficie de enfriamiento.

- Transformador sumergido en aceite, con enfriamientos forzados de aceite y de aire: Clase FOA. En este tipo se dispone de intercambiadores de calor que transfieren el calor del aceite al aire.

- Transformador sumergido en aceite, con enfriamientos forzados de aceite y de agua: Clase FOW. En este tipo se dispone de intercambiadores de calor desde el aceite al agua, para lo cual se tiene circulación de aire forzado sobre la superficie de enfriamiento.

- Transformador sumergido en aceite, con enfriamiento natural/enfriamiento forzado de aire/enfriamiento forzados de aceite y aire: Clase OA/FA/FOA.

Este transformador se diferencia del transformador clase OA/FA/FA, en la circulación de aceite forzado sobre el núcleo y arrollamientos.

- Transformador sumergido en aceite, con enfriamiento natural/enfriamientos forzados de aceite y aire/enfriamientos forzados de aceite y aire: Clase OA/FOA/FOA.

  La diferencia de este tipo con el anterior estriba en el hecho de que ahora se dispone de controles auxiliares de enfriamientos por etapas, de acuerdo a las capacidades de carga que se quiera lograr en el transformador.

b) TRANSFORMADORES DEL TIPO SECO

Los transformadores del tipo seco, tienen como medio aislante lo siguiente :

- Aire, gases (R-113, nitrógeno, etc.)
- Compuesto seco (papel, resina, barniz, etc.)

Según su sistema de enfriamiento los transformadores del tipo seco se clasifican en :

- Transformador tipo seco, con enfriamiento natural (autoenfriado) : Clase AA.

  En este transformador el enfriamiento se realiza por la circulación natural del aire exterior.

- Transformador tipo seco, con enfriamiento natural/enfriamiento forzado de aire : Clase AA/FA.

  Los transformadores de este tipo tienen además de la circulación natural del aire, una circulación forzada de aire a través de ventiladores y ductos de ventilación.

- Transformador tipo seco, con enfriamiento forzado de aire : Clase AFA.

  Aquí sólo se tiene enfriamiento forzado de aire, pudiendo este enfriamiento constar de una o más etapas, según las condiciones de carga a la que está sometido el transformador.

- Transformador tipo seco, con refrigeración natural, no ventilado : Clase ANV.

  Los transformadores de este tipo son construídos de tal manera que no hay circulación de aire externo a través del transformador.

- Transformador tipo seco, sellado y con refrigeración natural : Clase GA.

  Los transformadores de esta clase desde su etapa de construcción tiene un sello hermético que evita la acción de agentes externos nocivos que puedan dañar la integridad de los elementos internos, pudiendo ser el aislamiento aire, nitró

geno o halocarbón halogenado R-113 (conocido químicamente como triclotrifluoretano).

## 1.4. VIDA ESPERADA DE UN TRANSFORMADOR CONSIDERANDO LAS LEYES DE ENVEJECIMIENTO DEL AISLAMIENTO.

En el punto 2.1. del próximo capítulo se verá cuan importante es en la vida de un transformador su sistema de aislamiento. Más precisamente la vida del transformador es la vida del aislamiento sólido del papel celuloso, puesto que el fluído que lo rodea puede ser regenerado o cambiado durante el tiempo de servicio del transformador.

Factores tan complejos, tales como: esfuerzos eléctricos y mecánicos, envejecimiento térmico, generación de gases a elevadas temperaturas hacen que parezca imposible determinar cálculos significativos de la vida esperada de un transformador. Sin embargo, se ha demostrado en pruebas experimentales que los materiales siguen ciertas leyes de envejecimiento que se indicarán a continuación :

### LEY DE ARRHENIUS

Los aislamientos se deterioran debido al envejecimiento térmico de acuerdo a reacciones químicas. Tal envejecimiento es función del tiempo y de la tempera

tura, producto de reacciones químicas que varían con la temperatura. Esto puede ser representado por la siguiente relación química establecida por Arrhenius:

$$\ln L = \frac{B}{T} + A \qquad (1.9)$$

Donde:

ln : Logaritmo en base e

L : Vida esperada en horas, días, meses, etc.

A : Constante determinada por las clases de esfuerzos impuestos al aislamiento.

B : Constante determinada según la clase de material usado en el aislamiento del sistema.

T : Temperatura absoluta en grados Kelvin (°C + 273)

La ecuación (1.9) puede representarse gráficamente[15] como una recta de la forma $y = B_x + A$, donde :

$y = \ln L$

$B = \frac{Y}{x}$ = Pendiente de la recta

$x = 1/T$

Para evaluar las constantes A y B de esta recta, es necesario conocer dos puntos. De resultados experimentales en un cierto tipo de aislamiento se ha obtenido :

$(T_1 , L_1) = (100°C, 100.000 \text{ horas})$

$(T_2 , L_2) = (180°C, 100 \text{ horas})$

Evaluando las constantes A y B la ecuación de Arrhenius resulta para este caso :

$$\ln L = \frac{14.573}{T} - 27,56$$

Es muy común representar la ecuación de Arrhenius en términos del envejecimiento relativo respecto a una temperatura de referencia $T_o$.

Evaluando (1.9) para la temperatura $T_o$ se tiene:

$$\ln L_o = \frac{B}{T_o} + A \qquad (1.10)$$

Para cualquier otra temperatura $T_x$:

$$\ln L_x = \frac{B}{T_x} + A \qquad (1.11)$$

Restando (1.11) de (1.10) miembro a miembro :

$$\ln L_o - \ln L_x = B \left( \frac{1}{T_o} - \frac{1}{T_x} \right)$$

$$\ln \frac{L_o}{L_x} = B \left( \frac{1}{T_o} - \frac{1}{T_x} \right)$$

Finalmente :

$$E_r = e^{B\left(\frac{1}{T_o} - \frac{1}{T_x}\right)} \qquad (1.12)$$

Con la ecuación (1.12) se calcula el envejecimiento relativo $E_r = (L_o/L_x)$ de un aislamiento. Puede notarse en esta ecuación que cuando $T_x$ es igual a la temperatura de referencia el valor de $E_r$ es igual a uno.

REGLAS DE ENVEJECIMIENTO[3,14]

El deterioro de un sistema de aislamiento depende de la temperatura y del tiempo. En pruebas realizadas en papel celuloso sumergido en aceite y en gases se ha demostrado que el envejecimiento del dieléctrico se duplica por cada incremento de seis a diez grados centígrados.

La vida térmica de un aislamiento de la clase 105 (véase Tabla 2.1 del próximo capítulo) se rige por la regla de los 8°C. Esto significa que la vida del aislamiento disminuye la mitad por cada incremento de temperatura de 8°C o también se duplica por cada decremento de 8°C.

Recientes experimentos muestran que esta relación de vida y temperatura es aceptable en muchos tipos de aislamiento hasta los 140°C.

La regla de los 8°C es la más conocida y debido a evidencias de que el calor puede ser más crítico, existe la tendencia de reemplazarla por la regla de

los 6°C, tal como lo establece la International Electrotechnical Commission (IEC) para el rango de temperaturas entre 80°C a 140°C.

## 1.5. EFECTOS DE LAS SOBRECARGAS[5]

Para carga nominal los transformadores pueden resistir satisfactoriamente las solicitaciones para las cuales fueron diseñados con el fin de alcanzar una vida esperada normal. Si se excede el nivel nominal de ciertos límites de carga se corre el grave riesgo de tener fallas prematuras en la unidad. La cuantificación de estos riesgos es muy difícil y es más importante identificar los efectos potenciales de sobrecargas que varían según las condiciones particulares de uso y del tipo de transformador.

Durante la sobrecarga de los transformadores de potencia pueden darse los siguientes casos :

a) Desprendimiento de gases en el aislamiento sobrecalentado de los devanados y cables conductores que pueden comprometer su integridad dieléctrica. Esto es tema de mucho interés en recientes publicaciones (Working Group on Guides for Loading Insulation Life Subcommitte - IEEE).

b) Deterioro de las propiedades eléctricas y mecánicas del aislamiento de las bobinas por envejecimiento térmico. A esto se refiere la "vida característica" que es la base de los cálculos existentes en las actuales guías de carga.

c) Desprendimiento de gases del aislamiento adyacente a las partes metálicas calentadas por el flujo electromagnético parásito.

d) Degradamiento térmico acumulativo de las propiedades mecánicas de las partes estructurales del aislamiento, más una reducción temporal de su capacidad mecánica a elevadas temperaturas.

e) Deformación permanente en los conductores, materiales aislantes o partes estructurales producidas por expansiones térmicas a las temperaturas de sobrecarga.

f) Rotura del empaque de los terminales o bushings producida por la elevación de la presión interna a niveles de corriente arriba del nominal.

g) Degradamiento del contacto resistivo de los cambiadores de tap debido al aumento de la descomposición del aceite en la parte más caliente del contacto. Esto puede ocurrir en operaciones prolongadas de sobrecarga de los transformadores sumergidos en aceite.

h) El equipo auxiliar interno del transformador puede estar sujeto a efectos similares a los arriba mencionados.

i) Derramamiento de aceite producto de su expansión puede ocurrir en operaciones arriba de los valores de diseño (véase Tabla 3.1 del capítulo 3). En este tipo el derrame de aceite es más bien un inconveniente que un riesgo de operación.

En el punto 4.1 se hará un análisis de los diferentes tipos de sobrecarga y sus correspondientes limitaciones térmicas.

# CAPITULO II

# AISLAMIENTO, CARGA Y VIDA DE LOS TRANSFORMADORES

## 2.1. CLASES DE AISLAMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES

Tanto los transformadores sumergidos en líquido como los del tipo seco requieren de materiales aislantes sólidos especialmente en las partes donde existe una gran diferencia de potencial.

Rodeando al núcleo, los devanados y al aislamiento sólido se encuentra el fluído dieléctrico (líquido, aire o gas) que junto a los aislantes sólidos forman lo que se denomina el sistema de aislamiento del transformador.

En los núcleos laminados de los transformadores, se disminuye aún más las corrientes de eddy, colocando entre láminas adyacentes una fina capa aislante que presenta un camino de gran resistencia a dichas corrientes. Tradicionalmente esta capa aislante sólida ha sido el varniz, pero los fabricantes actuales tienden a usar tratamientos de fosfatos y resinas orgánicas que son más resistentes al calor que los varnices. En los transformadores de potencia de gran capacidad (>30 MVA) se aplica magnesio en las primeras etapas de fabricación para obtener un mayor ais-

lamiento entre láminas, logrando mejores resultados que con el uso acostumbrado de papel y mezclas de caolín con polvo fino de piedra, puesto que además de incrementarse la resistencia del aislamiento se ha reducido su espesor (con los modernos tratamientos el espesor del recubrimiento es del orden de $3 \times 10^{-3}$ pulgadas).

Los materiales aislantes más usados en los devanados son el papel Kraft (o de pulpa sulfítica) y papel comprimido (o de Fuller) con los cuales se obtiene un buen aislamiento entre las vueltas individuales y capas de los devanados. En los devanados de bajo voltaje, se utiliza una capa de esmalte en el aislamiento entre espiras, pero en aislamientos sujetos a grandes voltajes siempre se requiere del papel, pudiendo usarse una combinación de papel y esmalte a la vez. Todos los tipos de devanados están provistos de ductos construídos de papel o madera (espaciadores) con el fin de permitir la circulación del líquido o aire hacia la parte superior de las bobinas. Considerando el aislamiento entre devanados y el aislamiento respecto a la tierra, se utiliza para el efecto papel comprimido de la mejor calidad, así como también, ciertos tipos de resinas sintéticas que se adhieren entre sí.

El efecto de la temperatura sobre los materiales aislantes sólidos es tan significativo que se ha escogido las características térmicas como la base para la clasificación de los materiales aislantes sólidos mostrada en la Tabla 2.1.

Las temperaturas que se indican en la tabla no significan las temperaturas de operación a la cual deben estar los materiales aislantes en un medio ambiente en particular (líquido, aire o gas) ni las temperaturas de elevación especificada en la placa de los transformadores. Esta clasificación por temperaturas se refiere sólamente a la evaluación térmica de los materiales aislantes, teniéndose por ejemplo que algunos materiales cuando operan en líquidos dieléctricos pueden operar a mayores o menores temperaturas que las registradas cuando el material está expuesto al aire.

Aunque las características térmicas de los materiales aislantes son las de mayor importancia, deben considerarse también otros factores tales como fortaleza mecánica y resistencia a la humedad para una mejor utilización de los materiales aislantes.

| CLASE Y DESIGNACION | TEMPERATURA MAXIMA PERMISIBLE | MATERIALES TIPICOS |
|---|---|---|
| Clase 90 (Y) u (0) | 90°C | Celulosa no impregnante, seda - algodón |
| Clase 105 (A) | 105°C | Celulosa no impregnante, algodón o seda; resina fenólica |
| Clase 120 (B) | 120°C | Triacetato celuloso |
| Clase 130 | 130°C | Mica, fribra de vidrio, asbesto con aglutinante orgánico |
| Clase 155 (F) | 155°C | Igual que la clase 120 pero con aglutinante apropiado |
| Clase 185 (H) | 185°C | Igual que la clase 120 pero con aglutinante de silicón |
| Clase 220 | 220°C | Igual que la clase 185 |
| Clase sobre 220 (C) | arriba de 220°C | Mica, porcelana, cristal de cuarzo y materiales orgánicos similares |

TABLA 2.1 CLASIFICACION TERMICA DE LOS AISLAMIENTOS ELECTRICOS SEGUN LA IEC (Comisión Internacional Electrotécnica).[3]

## 2.1.1. IMPORTANCIA DEL SISTEMA DE AISLAMIENTO

Los materiales aislantes sólidos deben poseer dos propiedades fundamentales para que cumplan su función satisfactoriamente:

a) Deben poder resistir las solicitaciones tanto eléctricas como mecánicas debidas a los voltajes de operación.

b) Deben ser un aislamiento de tan baja conductividad (muy mal conductor) que disipe cualquier corriente por pequeña que sea.

De acuerdo a estas propiedades el sistema de aislamiento debe estar formado por materiales que cumplan las siguientes funciones :

- Resistir los sobrevoltajes que ocurren en operaciones normales de cargas. Aquí se incluyen las ondas transientes y de impulso.

- Resistir las solicitaciones mecánicas y térmicas (calor) debidas a un cortocircuito.

- Ser un material que permita una buena transferencia de calor hacia el medio refrigerante, no permitiendo una acumulación excesiva de calor.

- Mantener las características antes mencionadas durante un perído de vida aceptable, bajo condiciones normales de operación y un adecuado mantenimiento del transformador.

Cualquier debilitamiento del material aislante puede ocasionar la falla del transformador. Se considera afectado el aislamiento cuando ha perdido una parte significativa de las propiedades originales y la continuación del proceso de deterioro inevitablemente conducirá a fallas mecánicas y/o eléctricas del transformador.

La selección del aislamiento se hace generalmente en base a los posibles sobrevoltajes a que puede estar sometido y considerando las pérdidas de sus propiedades originales al transcurrir cierto tiempo bajo solicitaciones normales de operación que podría denominarse tiempo de envejecimiento normal del aislamiento. Para que el aislamiento se mantenga en condiciones aceptables se requiere alcanzar lo que se denomina la coordinación del aislamiento, objetivo que se logra al conocer las partes y características más importantes del sistema de aislamiento.

## COMPONENTES DEL AISLAMIENTO

El aislamiento del transformador puede pertenecer a cualquiera de las tres siguientes categorías :

a) AISLAMIENTO MAYOR.- Corresponde a la parte del aislamiento comprendidas entre los devanados de alta y baja tensión (correspondientes a la misma fase) y también a la parte del aislamiento entre los devanados y tierra. A estas secciones algunas normas de la IEEE las denominan el corazón del aislamiento del transformador.

b) AISLAMIENTO MENOR.- Es el aislamiento entre vueltas adyacentes de un devanado y entre diferentes secciones del mismo.

c) AISLAMIENTO ENTRE FASES.- Es el aislamiento comprendido entre los devanados de diferentes fases.

En la Figura 2.1, se muestran los aislamientos antes mencionados, y en la Figura 2.2 se indica la disposición del aislamiento clase 105 de un transformador de potencia sumergido en aceite.

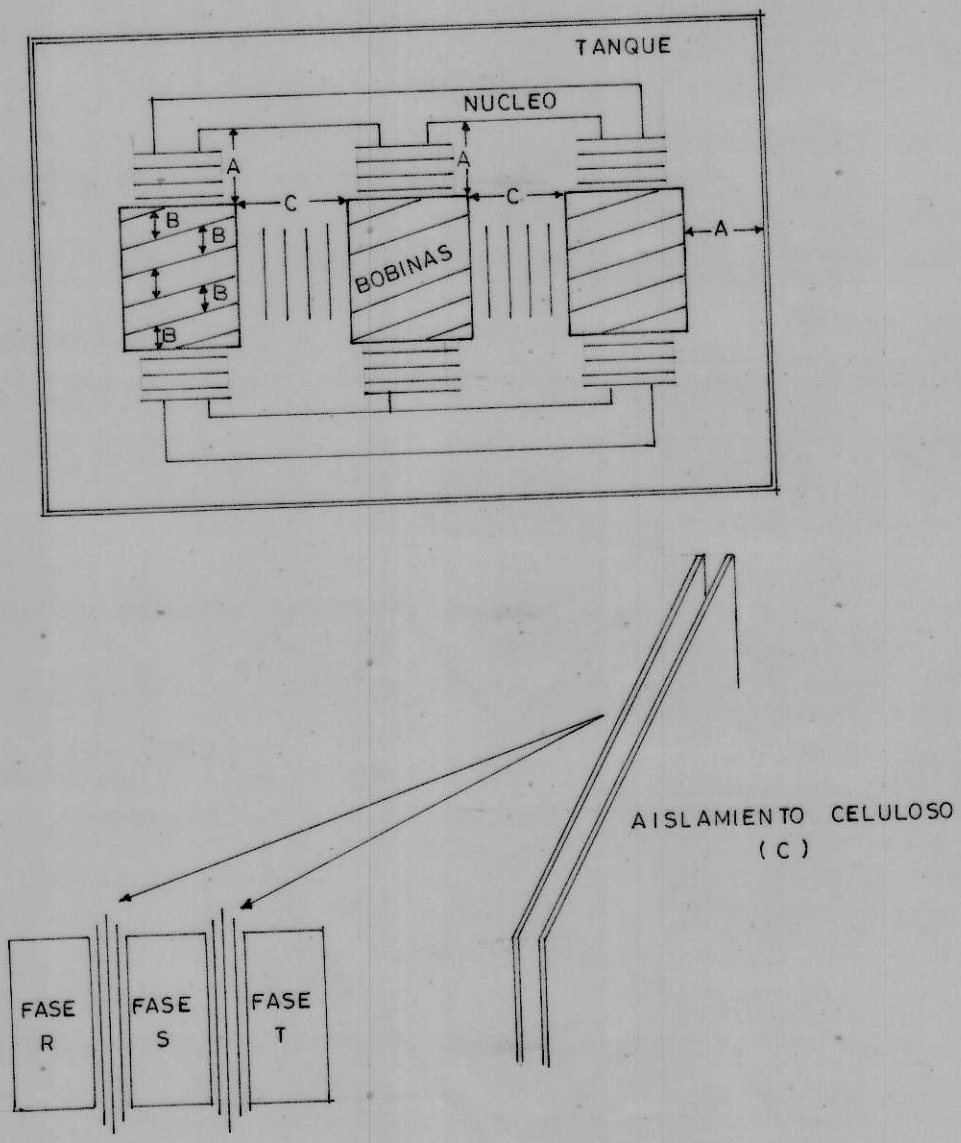



FIG. 2. 1. CLASES DE AISLAMIENTO EN UN TRANSFORMADOR [3] :

A ) AISLAMIENTO MAYOR

B ) AISLAMIENTO MENOR

C ) AISLAMIENTO ENTRE FASES

El papel Kraft se caracteriza por tener una mayor estabilidad térmica que otros materiales aislantes tales como el papel de manila que se uso en un principio, además se ha probado experimentalmente que el papel Kraft envejece más lentamente bajo los efectos de la humedad que el papel manila. De ahí la razón por la que sigue siendo uno de los aislantes más utilizados.

En los transformadores de capacidades mayores de 200 KVA, los devanados están formados por hilos esmaltados con algún tipo de resina y después al ser enrollado forman el cable que luego es revestido con papel. En los transformadores sumergidos en aceite construídos a partir de 1960 se ha usado un tipo de resina conocido como formvar que es un polivinil fenólico modificado.

Como puede observarse en la Fig. 2.2 también existen estructuras laminadas que constan de capas formadas con papel Kraft y un aglutinante resinoso, pudiendo también ser formadas por capas de materiales reforzados de papel, madera, vidrio, etc., pegadas entre sí.

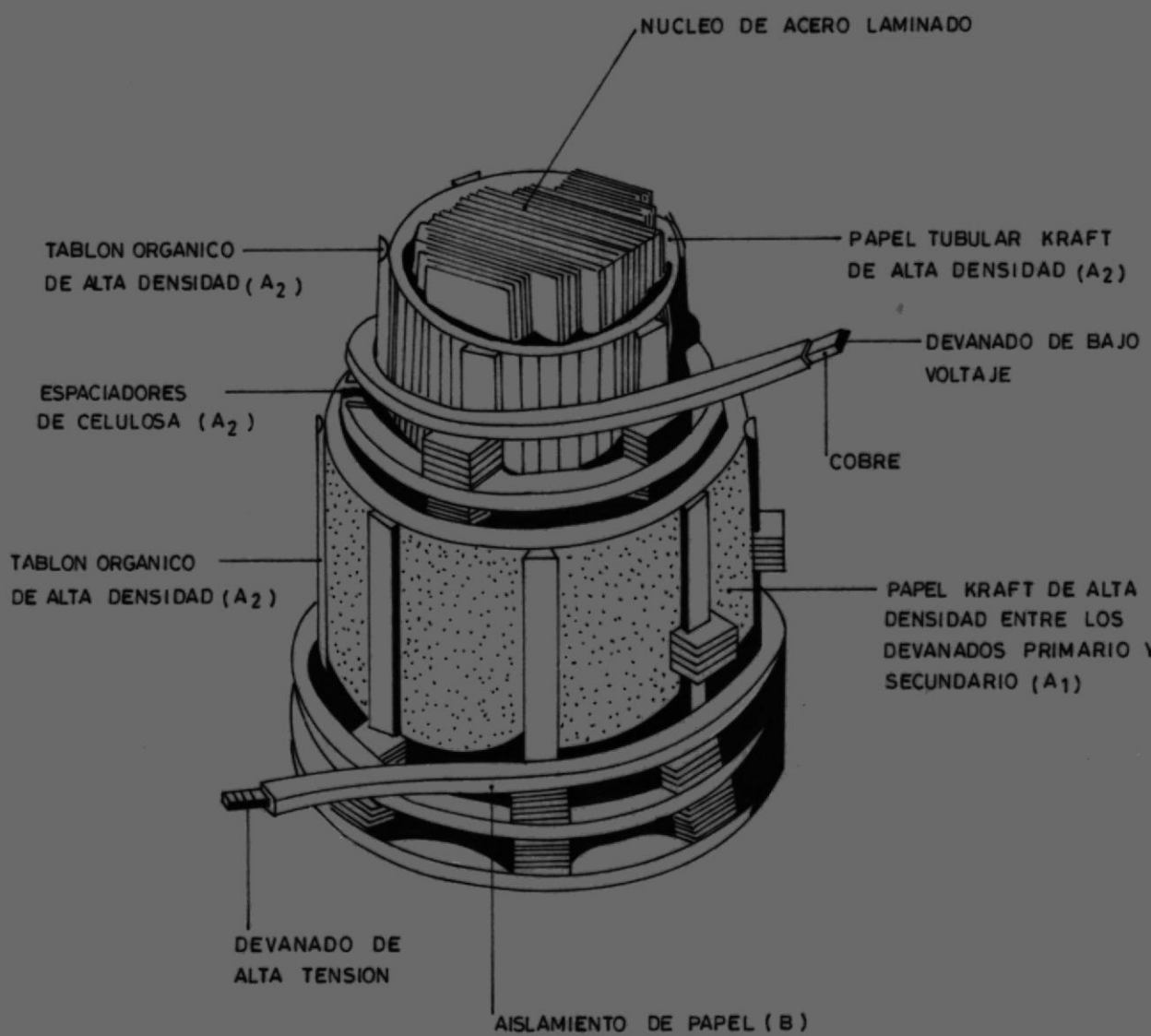



FIG. 2.2. DISPOSICION DEL AISLAMIENTO BASICO EN UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA, MOSTRANDOSE: EL AISLAMIENTO ENTRE DEVANADOS DOS ( MAYOR A1 ), EL AISLAMIENTO A TIERRA ( MAYOR A2 ) Y EL AISLAMIENTO DEL CONDUCTOR ( MENOR B ).[3]

La combinación aceite mineral-celulosa es la forma más común, menos cara y de mayor confiabilidad de los sistemas de aislamientos existentes y representa además la parte más débil del transformador y requiere por lo tanto el mayor cuidado para garantizar la vida del transformador. Es impresionante saber cuanto papel tiene un transformador especialmente al compararlo con el peso del aislamiento líquido. La Tabla 2.2 muestra esta comparación, observándose que el peso de la cantidad de papel es aproximadamente diez veces el peso del aceite mineral. Esto hace presumir que la vida de un transformador podría ser medida en términos de la vida del sistema de aislamiento, particularmente del aislamiento sólido, y efectivamente esa es la realidad.

### 2.1.2. ENVEJECIMIENTO DEL AISLAMIENTO Y SU INFLUENCIA EN LA VIDA DE UN TRANSFORMADOR.

Todos los materiales aislantes del tipo fibroso, en el aire o en el aceite, tienen la propiedad de que su resistencia mecánica se altera (disminuye) por la influencia de la temperatura y del tiempo. El grado de envejecimien

| KVA | KV | LBS. DE ACERO (núcleo) | LBS. DE COBRE (bobinas) | SISTEMA DE AISLAMIENTO | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | | LBS. DE PAPEL | LBS. DE ACEITE (*) |
| 3.000 | 13,2 | 9.000 | 3.500 | 1.000 | 100 |
| 10.000 | 115,0 | 34.000 | 10.500 | 3.540 | 330 |
| 16.000 | 115,0 | 40.000 | 11.000 | 4.050 | 480 |
| 20.000 | 132,0 | 58.000 | 13.000 | 5.760 | 600 |
| 30.000 | 154,0 | 79.000 | 21.000 | 8.020 | 730 |
| 40.000 | 230,0 | 116.000 | 16.000 | 10.600 | 980 |

(*): Cálculo en base a 8.25 libras/galón de aceite mineral

Tabla 2.2 CANTIDADES DE LOS MATERIALES USADOS EN LOS MODERNOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA SUMERGIDOS EN ACEITE.

to aumenta muy rápidamente cuando la temperatura sobrepasa ciertos límites. Se ha demostrado que la rapidez de envejecimiento aumenta el doble por cada 6 a 8°C (según el material) de incremento de temperatura y que la resistencia mecánica ( a la tracción) de los materiales aislantes sumergidos en aceite expuestos al aire, disminuye mucho al cabo de unos siete años aproximadamente de estar sometidos a una temperatura de 105°C.

El aceite mineral también envejece con la temperatura y con el tiempo, sobre todo si está expuesto al aire, el cual provoca la formación de lodos. Si se protege el aceite mineral del contacto con el aire, la formación de lodos se retarda mucho, cualquiera que sea la temperatura. Es por esta razon por la que los transformadores sumergidos en aceite se proveen con tanques de expansión o conservadores, o bien llevan una capa de gas inerte.

La práctica de recurrir a la sobrecarga de los transformadores bajo diversas circunstancias influye en la incidencia del envejecimiento térmico en la vida de los transformadores, es

pecialmente en las unidades de grandes MVA. En base a pruebas realizadas en modelos de transformadores que simulan a los transformadores reales se ha determinado curvas como las de la Figura 2.3 que indican una correlación entre la vida del aislamiento y la temperatura. Expresando la ecuación (1.11) de Arrhenius en términos del logaritmo en base 10 se tiene :

$$\log \text{VIDA (horas)} = A + \frac{B}{T}$$

Los valores de las constantes A y B (según el proyecto Nº 507 de la IEEE de reciente publicación)[6] para los transformadores de potencia obtenidos de las pruebas experimentales se muestran en la Tabla 2.3.

| TEMPERATURA DE ELEVACION PROMEDIO DEL DEVANADO SOBRE LA TEMPERATURA AMBIENTE | CONSTANTES | |
|---|---|---|
| | A | B |
| 55°C (Transformadores construídos antes de 1963) | -14,1333 | 6.972,15 |
| 65°C (Construídos después de 1963) | -13,391 | 6.972,15 |

TABLA 2.3 VALORES DE LAS CONSTANTES DE LA ECUACION DE ARRHENIUS PARA LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA SUMERGIDOS EN ACEITE.[3, 6]

El aislamiento adyacente a los devanados está sujeto a las mayores solicitaciones térmica del sistema de aislamiento. Considerando una temperatura del punto más caliente del devanado de 110°C constante se tiene de la Figura 2.3a que el aislamiento celuloso de un transformador del tipo 65°C de elevación, estará totalmente deriorado después de 7.42 años. Este tiempo es muy alejado de la realidad, porque en la práctica si bien es cierto que un transformador podría sobrecargarse, también hay que tener presente que la temperatura del punto más caliente del devanado disminuye apreciablemente en las horas de poca carga.

Aún más los valores de A y B son obtenidos de pruebas efectuadas en pequeños modelos de transformadores, los cuales tienen solicitaciones dieléctricas y mecánicas mucho menores que los transformadores de potencia (>500 KVA) reales.

Experiencias en los campos del diseño y mantenimiento coinciden que un transformador de potencia podría tener una vida útil de más de 50 años. Teniendo en cuenta factores tales como la depreciación, solicitaciones del sis-

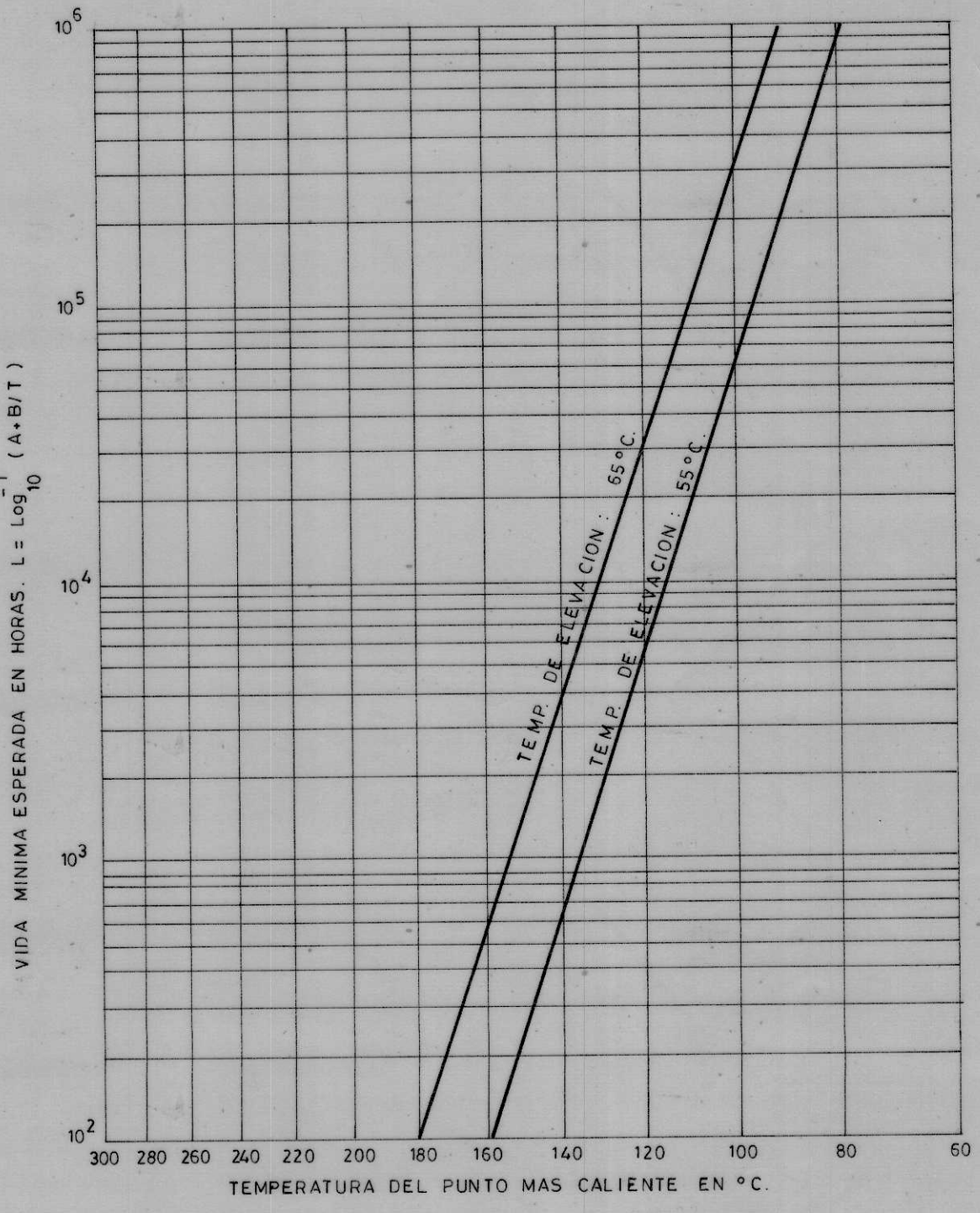



FIG. 2. 3. a. CURVA DE VIDA ESPERADA DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA SUMERGIDOS EN ACEITE.(6)

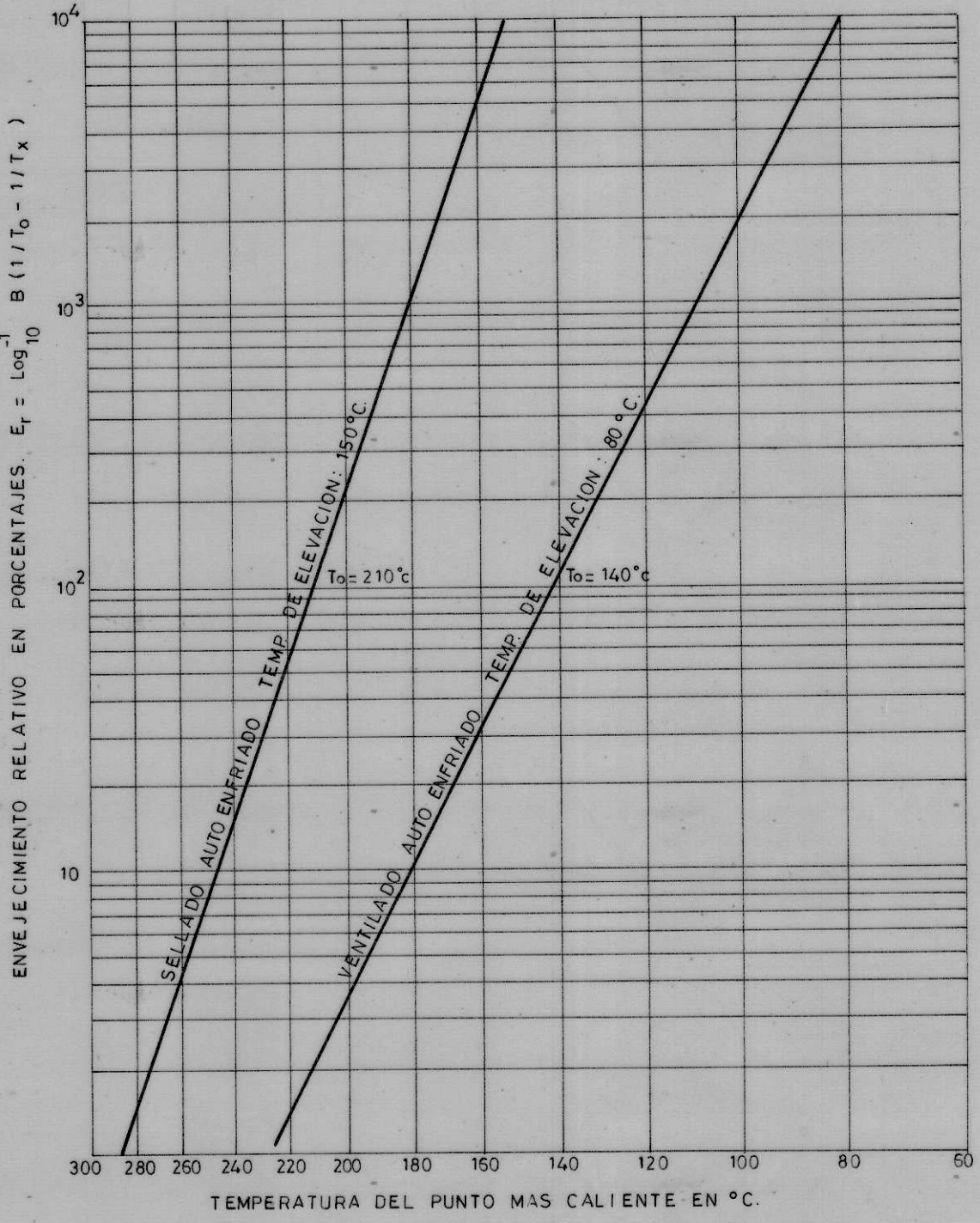



FIG. 2.3.b. CURVA DE ENVEJECIMIENTO RELATIVO DE LOS TRANSFORMADORES DEL TIPO SECO.[18]

tema de aislamiento y el hecho de que las empresas aseguradoras no dan un tiempo de confiabilidad mayor de 20 años se considera que la vida esperada de un transformador podría ser de 20 a 40 años, y por esta razón muchas Empresas Eléctricas, exceptuando las fallas por defectos o accidentes, estiman la vida de sus transformadores de potencia en un tiempo promedio de 30 años.

## 2.2. CRITERIOS PARA DETERMINAR UN SISTEMA DE AISLAMIENTO

La selección de un sistema de aislamiento por parte de los fabricantes, incluye por lo menos cinco factores :

- Disposición del núcleo
- Capacidad
- Clase de aislante/refrigerante
- Localización del aparato
- Nivel básico de impulso (clase de aislamiento)

a) DISPOSICION DEL NUCLEO.- Muchos fabricantes especifican sus transformadores de acuerdo a la disposición de los devanados respecto al núcleo, separándolos en dos tipos básicos que son el transformador tipo acorazado y el de tipo de columnas. Si

los devanados rodean al núcleo que ocupa una parte central, el transformador es del tipo de columnas. Cuando el núcleo es el que rodea los devanados, formándoles una cubierta, el transformador es del tipo acorazado. En ambos tipos el núcleo está formado por laminaciones, aisladas entre sí con el fin de disminuir las corrientes parásitas inducidas.

b) CAPACIDAD.- Los transformadores con capacidades mayores de 500 KVA (véase la Tabla 2.4) se los clasifica como transformadores de potencia. El manejar grandes cantidades de potencia implica el requerimiento de mayor cantidad de material aislante que en los transformadores de distribución (<500 KVA) y se están desarrollando nuevos materiales con mayor fortaleza mecánica para resistir los cortocircuitos y otras anormalidades.

c) CLASE DE AISLANTE/REFRIGERANTE.- Para los transformadores sumergidos en líquido los medios aislantes más comúnmente usados son aceite y askarel, siendo el enfriamiento por aire el más utilizado. Por problemas de contaminación ambiental el askarel o PCB está siendo reemplazado por otro substituto sintético. También debe tenerse presente los métodos de preservación del aceite que son:

| CLASIFICACION SEGUN CAPACIDAD | CLASIFICACION SEGUN FORMA DE CONSTRUCCION | |
|---|---|---|
| | TIPO DE COLUMNAS | TIPO ACORAZADO |
| Potencia (>500 KVA) | XX | X |
| Distribución (<500 KVA) | X | - |

TABLA 2.4 CLASIFICACION DE LOS TRANSFORMADORES SEGUN SU CAPACIDAD Y FORMA DE CONSTRUCCION.[5]

respiradero (usado en las unidades antiguas), tanque conservador y el sellamiento de la unidad.

En los transformadores del tipo seco el aire o gases (tal como el $SF_6$) es el aislante/refrigerante y por esta razón tienen una resistencia o fortaleza a las ondas de voltajes muy inferior (aproximadamente la mitad) de la que se tiene en los transformadores sumergidos en aceite.

d) LOCALIZACION DEL APARATO.- Según la clase del medio aislante, se determina si una unidad es apta para operar en "interiores" o "exteriores". Normalmente las unidades del tipo seco y las sumergi

das en líquido resistente al fuego/explosión se las usa en interiores y sus equipos auxiliares si son sumergidos en aceite deben encerrarse en bóvedas de acuerdo a lo exigido por el NEC y las ordenanzas municipales. Los transformadores sumergidos en aceite se los usa en exteriores, pueden estar sujetos a mayores voltajes debido a las posibles descargas atmosféricas.

e) NIVEL BASICO DE IMPULSO.- Inicialmente la clase de aislamiento de los devanados primarios y secundarios dependía del voltaje nominal de operación. Este aislamiento no podía resistir los sobrevoltajes transientes causados por descargas atmosféricas, maniobras en el sistema, etc. Actualmente es más importante expresar el aislamiento en términos del nivel básico de aislamiento (o simplemente BIL) en vez de la clase de aislamiento.

El BIL es el valor de cresta de la onda de sobrevoltaje que puede resistir satisfactoriamente el sistema de aislamiento de una unidad. El valor del BIL de una unidad está comprendido entre 2 y 3.5 veces el voltaje normal de operación, dependiendo del grado de confiabilidad deseado (véase Figura 2.4).

Al comprar un transformador el Ingeniero Eléctrico debe conocer los factores que incidieron en la selección de su sistema de aislamiento. Luego de analizar los criterios técnicos antes mencionados se escoge el tipo más conveniente (véase la Tabla 2.5) de transformador. Al determinar cierto tipo de unidad se presentan una serie de limitaciones, siendo la más importante el costo del aparato y de los equipos asociados. La Figura 2.5 muestra una comparación en los precios de los distintos transformadores.

## 2.3. CONDICIONES DE SERVICIO

Según los manuales ANSI [12,18,20] se consideran las siguientes condiciones usuales de servicio de los transformadores:

a) La temperatura ambiente del aire en los alrededores de la unidad no debe exceder de 40°C y la temperatura ambiente promedio durante un período de 24 horas no debe exceder de 30°C.

b) La altitud no debe exceder de 3300 pies (1100 metros).

c) La carga máxima será igual a la nominal, pudiendo operar con voltajes mayores que el nominal y frecuencias inferiores a la de placa, siempre y cuando la temperatura del punto más caliente del deva

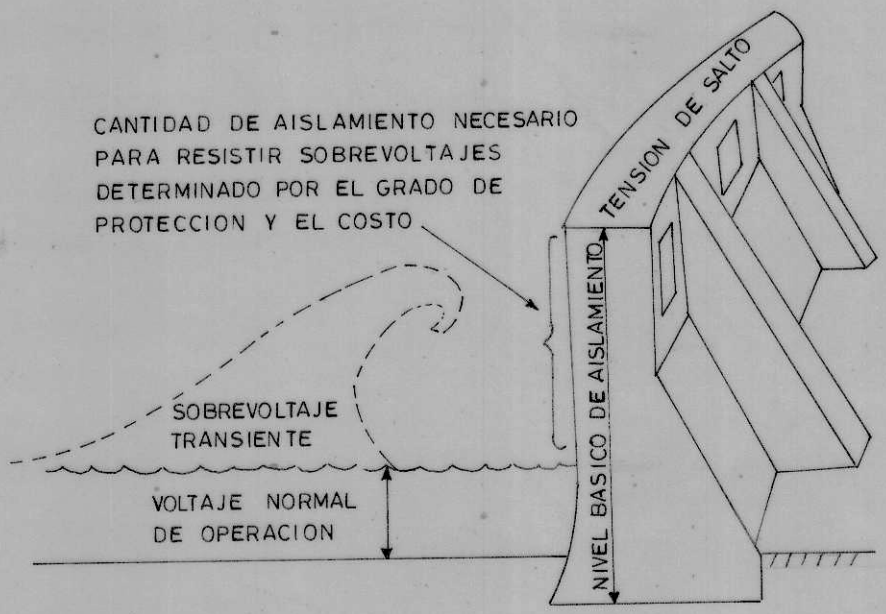
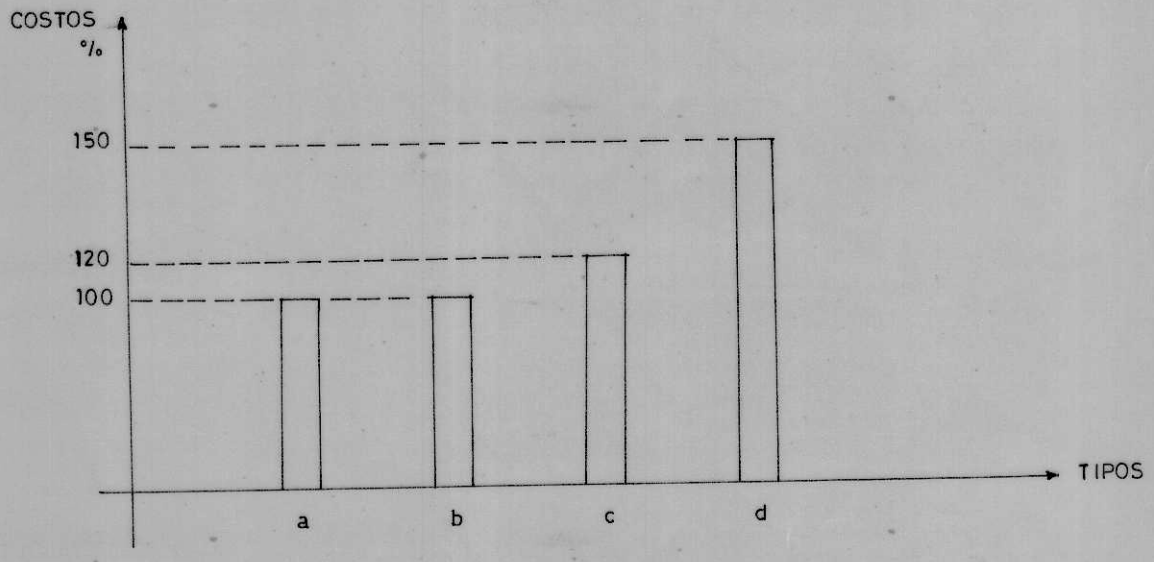



FIG. 2.4. ANALOGIA ENTRE UN SISTEMA DE DETENCION DE AGUA Y EL SISTEMA DE AISLAMIENTO.[3]




a : SUMERGIDO EN ACEITE
b : SUMERGIDO EN ASKAREL
c : TIPO SECO VENTILADO
d : TIPO SECO SELLADO

FIG. 2.5. COMPARACION EN EL ASPECTO ECONOMICO[2]

| TIPO DE TRANSFORMADOR | SUMERGIDO EN LIQUIDO | | TIPO SECO | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | ACEITE | ASKAREL | ABIERTO VENTILADO | SELLADO CLASE B | SELLADO CLASE H |
| Intensidad de prueba de impulso | 100% | 100% | 50% | 50% | 50% |
| Pérdidas totales 75°C | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% |
| Aislamiento | Clase A | Clase A | Clase B | Clase B | Clase H |
| Capacidad de incremento de temperatura promedio | 55°C | 55°C | 80°C | 120°C | 120°C |
| Incremento límite de temperatura | 65°C | 65°C | 110°C | 140°C | 120°C |
| Nivel de ruido | x db | x db | x+10db | x+10db | x+10db |
| Peso | 100% | 125% | 80% | 125% | 125% |
| Instalaciones Interiores | NO | SI | SI | SI | SI |
| Instalaciones Exteriores | SI | SI | NO | SI* | SI* |
| Resistencia al fuego y explosivo | NO | SI | SI | SI | SI |
| Mantenimiento aislante | Normal | NO frec. | NO | NO | NO |
| Limpieza interna | NO | NO | SI | NO | NO |
| (*) : Debe existir la debida protección de sobrevoltajes | | | | | |

TABLA 2.5 COMPARACION EN EL ASPECTO TECNICO

nado no exceda los límites permisibles. Al operar con carga nominal para cualquier posición del tap se tienen las siguientes condiciones :

- El voltaje secundario no deberá exceder del 105% del voltaje nominal.
- El factor de potencia de la carga será mayor o igual que 0.8.
- La frecuencia más baja de operación tendrá un valor del 95% de la frecuencia nominal.

Cualquier condición diferente a las expuestas anteriormente se considera como no usual. En lo que se refiere a la resistencia dieléctrica de los transformadores, ésta decrece al incrementarse la altitud debido a que la densidad del aire disminuye con la altura (véase Tabla 2.6).

Entre las condiciones inusuales de servicio se tienen :

- Aparición de humos o gases explosivos, polvo en grandes cantidades, excesiva humedad, filtración de agua a través del tanque.
- Vibraciones anormales, derrumbe, impacto de la unidad, sismos, etc.

| A L T U R A | | FACTOR DE CORRECCION DE LA RESISTENCIA DEL DIELECTRICO |
|---|---|---|
| (PIE) | (METRO) | |
| 3.300 | 1.100 | 1,00 |
| 4.000 | 1.200 | 0,98 |
| 5.000 | 1.500 | 0.95 |
| 6.000 | 1.800 | 0,92 |
| 7.000 | 2.100 | 0,89 |
| 8.000 | 2.400 | 0,86 |
| 9.000 | 2.700 | 0.83 |
| 10.000 | 3.000 | 0,80 |
| 12.000 | 3.600 | 0,75 |
| 14.000 | 4.200 | 0,70 |
| 15.000 * | 4.500 | 0,67 |

(*) : Una altura de 15.000 pies (4.500 m.) se considera como máxima para los transformadores.

TABLA 2.6 FACTORES DE CORRECCION DE LA RESISTENCIA DIELECTRICA PARA ALTITUDES SUPERIORES A LOS 3.300 PIES (1.100 m.)

- Temperaturas ambiente fuera del rango normal.
- Problemas de mantenimiento
- Variación del ciclo de carga
- Desbalanciamiento de voltajes
- Cortocircuitos de larga duración
- Condiciones no usuales de voltajes incluyendo los sobrevoltajes, transientes, resonancia, maniobras, etc.
- Existencia de campos magnéticos de gran poder.

## 2.4. FORMAS DE TRANSMISION DE CALOR EN LOS TRANSFORMADORES

El calor desarrollado por las pérdidas en los transformadores se transmite de tres maneras distintas a saber : por conducción, convección y radiación.

a) CONDUCCION DEL CALOR.- La cantidad de calor transmitido a través de un substancia, por conducción, es proporcional a la diferencia de temperatura, e inversamente proporcional a la resistividad térmica (la conductividad térmica es, naturalmente la inversa de la resistividad).

En los transformadores, la conductividad térmica del material fibroso aislante es tan inferior a la del cobre (la razón es de 1:1700 aproximadamen

te) que hace que la mayor parte de la caída de temperatura entre las bobinas y el medio refrigerador se encuentre en el aislamiento sólido. En otras palabras, mientras que el aislamiento de las bobinas entre sí y entre ellas y el núcleo es de considerable importancia con el objeto de evitar una descarga disruptiva, hay que tener presente que actúa como una barrera a la deseada disipación de calor. Esto es, existe un compromiso entre las exigencias eléctricas y térmicas por lo que es necesario seleccionar y disponer el material aislante a fin de obtener seguridad contra la descarga disruptiva, y al mismo tiempo dificultar lo menos posible la disipación del calor.

b) TRANSMISION DEL CALOR POR RADIACION.- Se produce en virtud de que todo cuerpo cuya temperatura es superior a la del ambiente que lo rodea irradía energía calorífica en forma de ondas. A medida que aumenta la temperatura, el punto de máxima irradiación de energía se va corriendo en el sentido de las longitudes de ondas decrecientes, dependiendo la disipación del calor por radiación del área proyectada. Un cálculo suficientemente aproximado de radiación se obtiene usando la envolvente del tanque para determinar la superficie de radiación efectiva.

El calor del líquido, en transformadores llenos con aislante líquido, debe ser transferido a la atmósfera de los alrededores. Para obtenerse una mayor disipación del calor en los transformadores de potencia la superficie del tanque expuesta al aire se incrementa soldando aletas disipadoras de calor al tanque. En los transformadores de grandes capacidades, tubos de enfriamiento pueden ser aumentados, al igual que radiadores desarmables, los cuales pueden ser removidos para el transporte. Ventiladores de enfriamiento pueden ser también montados sobre o cerca a los radiadores lo que causará una transferencia de calor adicional al aire.

La elevación de la temperatura del aceite disminuirá si la suma total de la superficie de radiación se incrementa. La temperatura de la superficie del tanque varía del tope a la base dependiendo donde, los elementos de calentamiento (núcleo y bobinas) están localizadas dentro del tanque. Si el núcleo y bobinas están localizados muy cerca a la base del tanque; el tanque como un todo será mucho más caliente, y mucho más calor será disipado a una máxima elevación de temperatura dada, que si el núcleo y bobinas están localizadas cerca a la base superior del aceite.

c) CONVECCION.- En la transmisión de calor de una superficie caliente a un medio refrigerante, la temperatura de este último (líquido, aire o gases) aumenta y disminuye su densidad. El fluído menos denso sube y es reemplazado por otro más pesado, estableciéndose así un proceso contínuo de circulación del fluído llamado termosifón. La transferencia de calor de las bobinas al fluído puede incrementársela si se tiene un fluído forzado por medio de bombas (convección forzada).

Considerando la Figura 3.1 (próximo capítulo), el flujo del aceite es hacia arriba a través de las bobinas y hacia abajo a lo largo de las paredes del tanque y tubos de enfriamiento, donde el peso de la columna de aceite en el centro debe ser menor que el peso de la columna de aceite en la pared del tanque. Esta diferencia de peso se debe sólamente a la diferencia de temperaturas. Por lo tanto podría obtenerse una máxima circulación de aceite si el calentamiento puede ser concentrado en la base y el enfriamiento concentrado en el tope (en el tope se tiene el aceite más caliente).

El calor del fluído dentro del tanque debe ser transferido a la atmósfera de los alrededores. Un gran incremento en la transferencia de calor del

tanque y radiadores es posible si el aire es bombeado sobre la superficie con ventiladores de enfriamiento, obteniéndose de este modo una convección forzada del aire que rodea al transformador.

La disipación total de calor de un transformador depende principalmente de la radiación y convección, dentro de los límites de temperatura, entre los cuales suelen trabajar los transformadores, se ha obtenido una función empírica[26] de la forma :

$$W_d = K\ \theta^p$$

Donde :

$W_d$ : es la potencia disipada

K : es una constante

$\theta$ : la temperatura de elevación, y

p : el valor numérico que depende de las condiciones de enfriamiento.

En los transformadores sumergidos en aceite, al incrementarse la temperatura del aceite, su viscosidad disminuye. Luego éste puede fluir más rápidamente, incrementándose la transferencia de calor por lo que la diferencia entre las temperaturas del tope y parte baja del tanque disminuirá, y los efectos de la viscosidad del aceite, en mu-

chos de los casos es prácticamente despreciable. Es deseable tener un buen flujo de aceite, ya que de esta manera se evita la condición de un aceite muy caliente en el tope y un aceite muy frío en la base.

# CAPITULO III

# EVALUACION DE TEMPERATURA

## 3.1. INCIDENCIA DE LA TEMPERATURA EN LOS TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN LIQUIDO.

### 3.1.1. DIAGRAMA TERMICO BASICO

El diagrama térmico básico de un transformador sumergido en aceite, donde se muestran las temperaturas tanto del aceite como del devanado, se muestra en la Figura 3.1.

El líquido absorbe el calor del cobre disipándolo en el aire que rodea el tanque, y su temperatura cambiará de una manera similar a la temperatura del cobre.

La forma de la variación de temperatura del cobre y del aceite siguiendo a un incremento de carga de un transformador variarán de acuerdo a lo expuesto en la Figura 3.2.

En la Fig. 3.1, se considera una condición de estado estable, y las temperaturas son las siguientes :

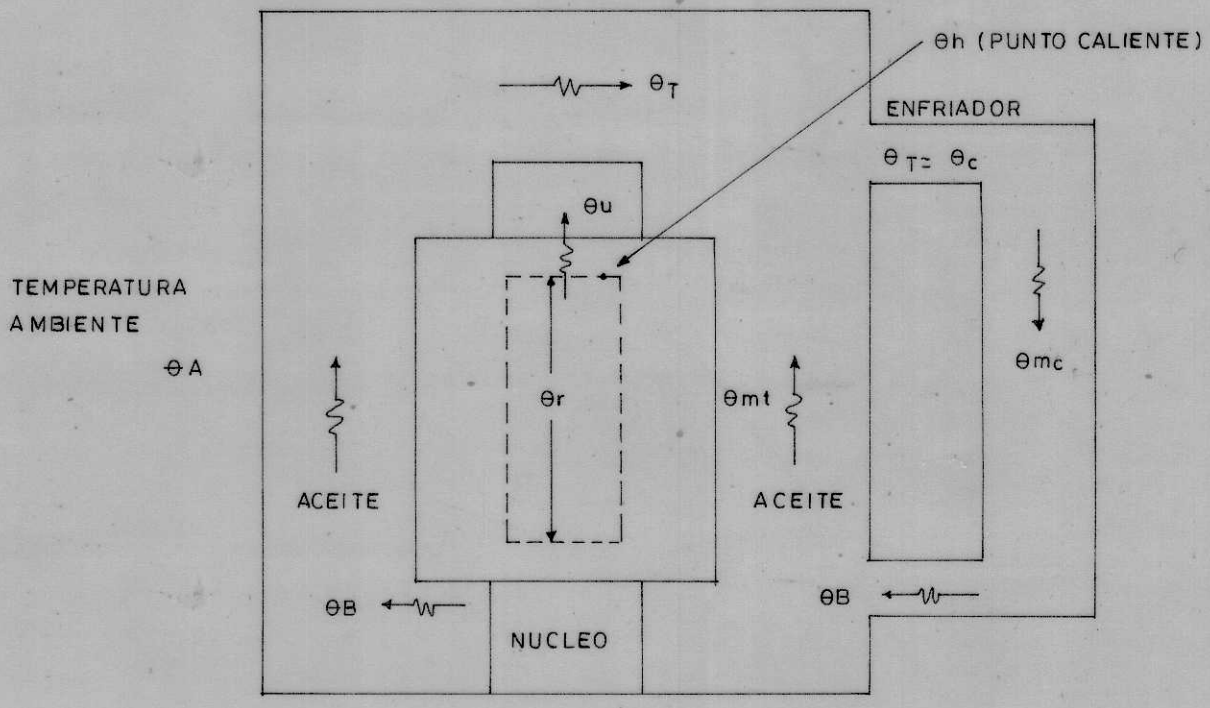



FIG. 3.1. DIAGRAMA TERMICO BASICO (6)

$\theta_A$= temperatura ambiente

$\theta_B$= temperatura de elevación del aceite sobre la temperatura ambiente en la parte inferior del devanado y del enfriador.

$\theta_C$= temperatura de elevación del aceite sobre la temperatura ambiente en la parte superior del enfriador.

$\theta_{MC}$= temperatura promedio de elevación sobre la temperatura ambiente del aceite en el enfriador, y es igual a :

$$\theta_{MC} = (\theta_B + \theta_C)/2$$

$\theta_T$ = temperatura de elevación sobre la temperatura ambiente del aceite en la parte superior del tanque.

$\theta_{MT}$= temperatura promedio de elevación sobre la temperatura ambiente del aceite del tanque

$$\theta_{MT} = (\theta_B + \theta_T)/2$$

$\theta_U$ = temperatura de elevación sobre la temperatura ambiente del aceite adyacente a la parte más caliente del devanado. A esta temperatura se la conoce también como la temperatura del tope del aceite.

$\theta_{MW}$= temperatura promedio de elevación sobre la temperatura ambiente del aceite adyacente al devanado.

$$\theta_{MW} = (\theta_B + \theta_U)/2$$

$\theta_R$ = temperatura promedio de elevación sobre la temperatura ambiente del devanado medida por resistencia.

$\theta_H$ = temperatura de elevación sobre la temperatura ambiente del punto caliente del devanado.

$\theta_G$ = gradiente promedio de elevación de la temperatura del devanado sobre la del aceite.

$$\theta_G = \theta_R - \theta_{MW}$$

La distribución de la temperatura en un transformador se debe básicamente a :

a) El flujo axial del aceite que permite que el aceite del tanque donde están los devanados se mueva en dirección vertical ascendente y el aceite frío en el enfriador se mueva en dirección vertical descendente.

b) El gradiente de temperatura horizontal entre los devanados y el aceite que los rodea ($\theta_G$).

### 3.1.2. LIMITES DE TEMPERATURA DE ELEVACION

Del calor producido en un transformador, aproximadamente las dos terceras partes se origina en los devanados y el un tercio restante se debe a las pérdidas en el núcleo. Para cualquier tipo de transformador siempre se especifica las temperaturas de elevación de las bobinas sobre la temperatura ambiente, las cuales son la temperatura de elevación promedio (medida por el método de la resistencia) y la temperatura de elevación del punto más caliente del devanado.

La temperatura de elevación promedio del devanado sobre la temperatura ambiente se la obtiene por mediciones efectuadas cuando el transformador opera a plena carga. La temperatura del punto más caliente es la mayor temperatura del devanado y es por supuesto mayor que la temperatura promedio. En la Tabla 3.1 se muestran las temperaturas de elevación de los

| LIMITES DE LAS TEMPERATURAS DE ELEVACION SOBRE LA TEMPERATURA AMBIENTE | | |
|---|---|---|
| TIPO DE TRANSFORMADOR | Temperatura Promedio del Devanado | Temperatura del punto más caliente del devanado |
| 55°C Sumergido en líquido | 55°C | 65°C |
| 65°C Sumergido en líquido | 65°C | 80°C |
| 55°C Tipo seco | 55°C | 65°C |
| 80°C Tipo seco | 80°C | 110°C |
| 115°C Tipo seco | 115°C | 145°C |
| 150°C Tipo seco | 150°C | 180°C |

TABLA 3.1 CAPACIDADES LIMITES DE LAS TEMPERATURAS DE ELEVACION [3]

devanados para los distintos tipos de transformadores.

Los modernos transformadores sumergidos en aceite (construídos después de 1963) son diseñados con el criterio de un devanado con temperatura de elevación promedio de 65°C. Respecto a los transformadores antiguos (temperatura de elevación promedio del devanado de

55°C), los modernos transformadores se caracterizan por tener menor volumen y contener menos aceite por KVA. Esto significa que hay una mayor cantidad de aislamiento sólido por galón de aceite, mayores temperaturas internas y más material aislante ante cualquier solicitación eléctrica permisible.

## 3.2. TEMPERATURAS TRANSIENTES EN EL CALENTAMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES.

Para calcular el envejecimiento del aislamiento se requiere del estudio de las temperaturas transientes en los transformadores. El cálculo de estas temperaturas asumiendo que la temperatura de elevación es proporcional a la potencia disipada con un exponente de orden uno, es correcto sólamente en algunos pocos casos, pero se justifica ya que no existe gran diferencia con los resultados obtenidos usando ecuaciones de mayor complejidad.

### 3.2.1. ECUACION TERMICA GENERAL[13,22]

En cualquier sistema térmico se cumple :

POTENCIA DE ENTRADA= POTENCIA ALMACENADA + POTENCIA DISIPADA (3.1)

En el caso de un transformador se tiene :

$$\text{POTENCIA DE ENTRADA} = W_i + W_C\,(1 + \alpha\theta_1) \qquad (3.2)$$

siendo :

$W_i$: vatios debido a pérdidas en el núcleo

$W_C$: vatios debido a pérdidas en el cobre a la temperatura ambiente.

$\alpha\theta_1 W_C$: incremento de las pérdidas en el cobre debido al aumento de la resistencia con la temperatura.

$\alpha = \dfrac{1}{234{,}5 + C}$ , es el coeficiente resistivo de temperatura.

Para una temperatura ambiente de C = 20°C, $\alpha$ tiene un valor de 0,00393.

$\theta_1$ = temperatura de elevación del cobre sobre la temperatura ambiente (°C).

Las pérdidas en el núcleo $W_i$ decrecen con el aumento de temperatura, pero este cambio es tan pequeño que no influye en el aumento de temperatura del transformador.

$$\text{POTENCIA ALMACENADA} = C\,\frac{d\theta_2}{dt} \qquad (3.3)$$

Donde :

C= capacidad térmica del sistema en vatio-hora/°C

$\frac{d\theta_2}{dt}$ = tasa de cambio de la temperatura promedio del sistema (temperatura de elevación del transformador sobre la temperatura ambiente en °C) con respecto al tiempo en horas.

Los vatios disipados se definen como :

$$\text{POTENCIA DISIPADA} = K\,\theta_3^{1/n} \qquad (3.4)$$

Donde:

K = Constante de proporcionalidad en vatio/°C

$\theta_3$ = temperatura de elevación sobre la temperatura ambiente del sistema de radiación.

n = 0,8 para transformadores autoenfriados

= 0,9 en transformadores con enfriamiento forzado de aire.

= 1,0 en transformadores con enfriamiento forzado de aceite y de aire.

La ecuación (3.4) es el resultado de una ley natural, la cual establece que el calor disipado por enfriamiento en un medio líquido o gaseoso es proporcional a la temperatura de elevación, elevada a una potencia usualmente mayor que 1($1/n \geq 1$).

Substituyendo (3.2), (3.3) y (3.4) en (3.1) resulta la siguiente ecuación diferencial :

$$W_i + W_C\ (1 + \alpha\theta_1) = C\ \frac{d\theta_2}{dt} + K\ \theta_3^{\,1/n} \qquad (3.5)$$

Esta ecuación diferencial es la base de todas las ecuaciones transientes térmicas derivadas en este capítulo. El cálculo exacto de las temperaturas en el núcleo y en los devanados de un transformador es prácticamente imposible a causa de la compleja naturaleza de la estructura y porque sería necesario tener en cuenta factores tales como la circulación del aceite por los conductos y la carcasa, así como el intercambio de calor entre las bobinas y el núcleo.

### 3.2.2. TEMPERATURA TRANSIENTE DE ELEVACION DEL TOPE DEL ACEITE PARA n=1

Los valores de $\theta_1$, $\theta_2$ y $\theta_3$ mostrados en la ecuación (3.5) no difieren mayormente entre sí. Por ejemplo, la temperatura de elevación $\theta_1$, del devanado de un transformador es mayor en un 10% a 20% que la temperatura de elevación $\theta_3$ del aceite. La temperatura de elevación $\theta_2$ tiene un valor intermedio entre $\theta_1$ y $\theta_3$.[22]

Para n=1 y considerando que las temperaturas

de elevación $\theta_1$ , $\theta_2$ y $\theta_3$ sobre la temperatura ambiente son aproximadamente iguales, la ecuación (3.5) puede escribirse como :

$$W_i + W_c (1 + \alpha\theta) = C \frac{d\theta}{dt} + K\theta \qquad (3.6)$$

donde :

$$\theta_1 = \theta_2 = \theta_3 = \theta$$

Resolviendo la ecuación diferencial para $\theta$ se tiene :

$$C \frac{d\theta}{dt} + \theta(K - \alpha W_c) = W_i + W_c \qquad (3.7)$$

Sea :

$$B = K - \alpha W_c \qquad (3.8)$$

$$W_a = W_i + W_c \qquad (3.9)$$

Substituyendo (3.8) y (3.9) en (3.7) :

$$C \frac{d\theta}{dt} + B\theta = W_a$$

$$\frac{d\theta}{dt} = - \frac{B}{C} \left( \theta - \frac{W_a}{B} \right)$$

$$\int \frac{d\theta}{\theta - \frac{W_a}{B}} = - \frac{B}{C} \int dt$$

Integrando se obtiene :

$$\ln\left(\theta - \frac{W_a}{B}\right) = \frac{B}{C}\,t + \ln C'$$

$$\theta = \frac{W_a}{B} + C' e^{-Bt/C} \qquad (3.10)$$

Evaluando C', conociendo que en t= o, $\theta = \theta_i$

$$C' = \theta_i - \frac{W_a}{B}$$

Reemplazando el valor de C' en (3.10)

$$\theta = \frac{W_a}{B} + \left(\theta_i + \frac{W_a}{B}\right) e^{-Bt/C} \qquad (3.11)$$

Para un tiempo bastante grande $t = \infty$ , $\theta = \theta_u$

$$\theta_u = \frac{W_a}{B} \qquad (3.12)$$

Sea :

$$\tau = \frac{C}{B} \qquad (3.13)$$

La expresión dada por (3.13) representa la constante de tiempo $\tau$ del transformador, la cual será objeto de un estudio posterior.

Reemplazando (3.12) y (3.13) en la ecuación (3.11) :

$$\theta = \theta_u + (\theta_i - \theta_u) e^{-t/\tau}$$

La cual es equivalente a :

$$\theta = \theta_i + (\theta_u - \theta_i - \theta_u e^{-t/\tau} + \theta_i e^{-t/\tau})$$

Finalmente :

$$\theta = \theta_i + (\theta_u - \theta_i)(1 - e^{-t/\tau}) \qquad (3.14)$$

La ecuación (3.14) es muy usada en los cálculos de la temperatura transiente de elevación del tope del aceite ($\theta$) sobre la temperatura ambiente para cualquier tiempo t.

### 3.2.3. TEMPERATURA TRANSIENTE DE ELEVACION DEL TOPE DEL ACEITE PARA n ≠ 1.

Considerando que las temperaturas de elevación $\theta_1$, $\theta_2$ y $\theta_3$ sobre la temperatura ambiente son aproximadamente iguales, para $p = 1/n$ $(n \neq 1)$, la ecuación (3.5) puede escribirse como :

$$W_i + W_c (1 + \alpha\theta) = C \frac{d\theta}{dt} + K \theta^p \qquad (3.15)$$

Despejando dt

$$dt = \frac{C\, d\theta}{W_a + W_c\, \alpha\theta - K\theta^p}$$

donde

$$W_a = W_i + W_c$$

$$dt = \frac{C\, d\theta}{W_a\left(1 - \frac{K\theta^p - W_c\,\alpha\theta}{W_a}\right)} \qquad (3.16)$$

El término

$$\frac{1}{1-\frac{K\theta^p - W_c\,\alpha\theta}{W_a}}$$

puede relacionárselo con una expresión de la forma 1/(1-X), cuya expresión es :

$$1 + X + X^2 + X^3 + \ldots\ldots + X^m$$

Expandiendo (3.16) de esta manera resulta [22] :

$$dt=\frac{C}{W_a}\left\{1 + \frac{K\theta^p - W_c\,\theta}{W_a} + \left[\frac{K\theta^p - W_c\alpha\theta}{W_a}\right]^2 + \left[\frac{K\theta^p - W_c\alpha\theta}{W_a}\right]^3 + \left[\frac{K\theta^p - W_c\alpha\theta}{W_a}\right]^4 + \ldots\ldots + \left[\frac{K\theta^p - W_c\alpha\theta}{W_a}\right]^m\right\}d\theta$$

Desarrollando los términos de la serie

$$dt=\frac{C}{W_a}\left\{1 + \frac{K\theta^p}{W_a} - \frac{W_c\,\alpha\theta}{W_a} + \frac{K^2\theta^{2p}}{W_a^2} - \frac{2W_c\,\alpha K\theta^{p+1}}{W_a^2} + \frac{W_c^2\,\alpha^2\,\theta^2}{W_a^2} + \frac{K^3\theta^{3p}}{W_a^3} - \frac{3\,K^2\theta^{2p+1}\,W_c\,\alpha}{W_a^3} + \frac{3K^{p+2}W_c\,\alpha^2}{W_a^3} - \frac{W_c^3\,\alpha^3\,\theta^3}{W_a^3} + \frac{K^4\theta^{4p}}{W_a^4} - \frac{4K^3\theta^{3p+1}\,\alpha}{W_a^4} + \ldots\ldots\right\}d\theta$$

Puesto que $\alpha$ es un valor bastante pequeño, se desprecian los términos que tienen $\alpha$ elevado a un exponente mayor de 1, luego :

$$dt=\frac{C}{W_a}\left\{1+\frac{K\theta^p}{W_a}-\frac{W_c\,\alpha\theta}{W_a}+\frac{K^2\theta^{2p}}{W_a^2}-\frac{2W_c\,\alpha K\theta^{p+1}}{W_a^2}\right.$$

$$\left.+\frac{K^3\theta^{3p}}{W_a^3}-\frac{3K^2\theta^{2p+1}W_c\,\alpha}{W_a^3}+\frac{K^4\theta^{4p}}{W_a^4}-\frac{4K^3\theta^{3p+1}\,W_c\,\alpha}{W_a^4}+\ldots\right\}d\theta$$

$$dt=\frac{C}{W_a}\left\{\left[1+\frac{K\theta^p}{W_a}+\frac{K^2\theta^{2p}}{W_a^2}+\frac{K^3\theta^{3p}}{W_a^3}+\frac{K^4\theta^{4p}}{W_a^4}+\ldots.+\frac{K^m\theta^{mp}}{W_a^m}\right.\right.$$

$$-\alpha\left[\frac{W_c\theta}{W_a}+\frac{2W_c\,K\theta^{p+1}}{W_a^2}+\frac{3W_cK^2\theta^{2p+1}}{W_a^3}+\frac{4W_cK^3\theta^{3p+1}}{W_a^4}+\ldots\ldots\right.$$

$$\left.\left.\left.+\frac{m\,W_c\,K^{m-1}\,\theta^{(m-1)p+1}}{W_a^m}\right]\right\}d\theta$$

Integrando término a término :

$$t=\frac{C}{W_a}\left\{\left[\theta+\frac{K\theta^{p+1}}{W_a(p+1)}+\frac{K^2\theta^{2p+1}}{W_a^2(2p+1)}+\frac{K^3\theta^{3p+1}}{W_a^3(3p+1)}+\ldots\ldots\right.\right.$$

$$\left.+\frac{K^m\,\theta^{mp+1}}{W_a^m(mp+1)}\right]-\alpha\left[\frac{W_c\,\theta^2}{2W_a}+\frac{2W_c\,K\theta^{p+2}}{(p+2)\,W_a^2}+\frac{3\,W_c\,K^2\theta^{2p+2}}{(2p+2)\,W_a^3}+\ldots\ldots\right.$$

$$\left.\left.+\frac{m\,W_c\,K^{m-1}\theta^{(m-1)p+2}}{(mp-p+2)\,W_a^m}\right]\right\}+C' \qquad (3.17)$$

Expresando en forma de sumatorio :

$$t = \frac{C}{W_a}\left\{ \sum_{m=0}^{m=\infty} \frac{K^m \theta^{mp+1}}{W_a^m (mp+1)} - \alpha \sum_{m=0}^{m=\infty} \frac{m W_c K^{m-1} \theta^{(m-1)p+2}}{(mp - p + 2) W_a^m} \right\} + C' \qquad (3.18)$$

Evaluando C' para $t = 0$, $\theta = \theta_i$

$$C' = \frac{C}{W_a}\left\{ \alpha \sum_{m=0}^{m=\infty} \frac{m W_c K^{m-1} \theta_i^{(m-1)p+2}}{(mp - p + 2) W_a^m} - \sum_{m=0}^{m=\infty} \frac{K^m \theta_i^{mp+1}}{W_a^m (mp+1)} \right. \qquad (3.19)$$

Reemplazando (3.19) en (3.18)

$$t = \frac{C}{W_a}\left\{ \sum_{m=0}^{m=\infty} \frac{K (\theta^{mp+1} - \theta_i^{mp+1})}{W_a^m (mp+1)} - \right.$$

$$\left. - \alpha \sum_{m=0}^{m=\infty} \frac{m W_c K^{m-1} (\theta^{(m-1)p+2} - \theta_i^{(m-1)p+2})}{W_a^m (mp - p + 2)} \right\} \qquad (3.20)$$

Sea :

$$\tau = \frac{C \theta_u}{W_a} \qquad \therefore \quad t = \infty \,, \quad \theta = \theta_u \qquad (3.21)$$

La expresión anterior será deducida en la sección 3.5 y representa las constantes de tiem-

po del transformador.

Para la conducción de estado estable : $\theta = \theta_u$ y

$\frac{d\theta_u}{dt} = 0$, por lo cual de (3.15) resulta :

$$W_i + W_c (1 + \alpha\theta_u) = K\theta_u^p$$

Puesto que $W_a = W_i + W_c$, se tiene :

$$W_a + W_c \alpha\theta_u = K \theta_u^p$$

$$\frac{K}{W_a} = \frac{1 + \frac{W_c}{W_a} \alpha\theta_u}{\theta_u^p}$$

Si :

$$r = \frac{W_c}{W_a}$$

$$\frac{K}{W_a} = \frac{1 + r\alpha\theta_u}{\theta_u^p} \qquad (3.22)$$

Dividiendo miembro a miembro (3.20) para (3.21) se tiene :

$$\frac{t}{\tau} = \frac{1}{\theta_u} \left\{ \sum_{m=0}^{m=\infty} \frac{(K/W_a)^m (\theta^{mp+1} - \theta_i^{mp+1})}{(mp + 1)} \right. -$$

$$\alpha \sum_{m=0}^{m=\infty} \frac{mW_c\ (K/W_a)^{m-1}\ (\theta^{(m-1)p+2} - \theta_i^{(m-1)p+2})}{W_a\ (mp - p + 2)} \Bigg\} \qquad (3.23)$$

Reemplazando (3.22) en (3.23) se tiene :

$$\frac{t}{\tau} = \frac{1}{\theta_u}\Bigg\{ \sum_{m=0}^{m=\infty} \frac{\left[(1+ r\alpha\theta_u)/\theta_u^p\right]^m \left[\theta^{mp+1} - \theta_i^{mp+1}\right]}{(mp + 1)} -$$

$$\alpha \sum_{m=0}^{m=\infty} \frac{mr\left[(1 + r\alpha\theta)/\theta_u^p\right]^{m-1}\left[\theta^{(m-1)p+2} - \theta_i^{(m-1)p+2}\right]}{(mp - p + 2)} \Bigg\} \qquad (3.24)$$

$\therefore P = 1/n$

A partir de esta ecuación válida para todo p, se determinará la conocida ecuación para n=1. Para mayor facilidad en la deducción asumamos que la resistencia del devanado es constante con la temperatura ($\alpha$=0). Luego para n=1 y $\alpha$=0 se tiene[22] :

$$\frac{t}{\tau} = \frac{1}{\theta_u}(\theta - \theta_i) + \frac{1}{2\theta_u^2}(\theta^2 - \theta_i^2) + \frac{1}{3\theta_u^3}(\theta^3 - \theta_i^3) + \ldots\ldots$$

$$\frac{t}{\tau} = \frac{\theta}{\theta_u} + \frac{\theta^2}{2\theta_u^2} + \frac{\theta^3}{3\theta_u^3} + \ldots\ldots - \frac{\theta_i}{\theta_u} - \frac{\theta_i^2}{2\theta_u^2} - \frac{\theta_i^3}{3\theta_u^3} - \ldots\ldots$$

Usando la expresión :

$$\ln \frac{1}{1-x} = x + \frac{x^2}{2} + \frac{x^3}{3} + \ldots\ldots + \frac{x^m}{m}$$

$$\frac{t}{\tau} = \ln \frac{1}{1-\frac{\theta}{\theta_u}} - \ln \frac{1}{1-\frac{\theta_i}{\theta_u}} = \ln \frac{\theta_u - \theta_i}{\theta_u - \theta}$$

$$\therefore \quad \theta_u - \theta = e^{-t/\tau} (\theta_u - \theta_i)$$

$$\theta = \theta_i + (\theta_u - \theta_i - \theta_u e^{-t/\tau} + \theta_i e^{-t/\tau})$$

$$\theta = \theta_i + (\theta_u - \theta_i)(1 - e^{-t/\tau}) \qquad (3.14)$$

Para $n \neq 1$, la ecuación (3.14) está formada por términos de series infinitas. Esto significa que los cálculos de las temperaturas de elevación son muy complicados, o bien la solución no es exactamente conocida. Por tal motivo la ecuación para n=1 (ec.3.14) es muy usada, incluso en los casos en que se tendrá un pequeño margen de error debido a que $n \neq 1$. La ecuación (3.14) se aplica en el cálculo de las temperaturas transientes en el calentamiento o enfriamiento de los transformadores dependiendo de que $\theta_u > \theta_i$ ó si $\theta_u < \theta_i$ respectivamente.

## 3.3. TEMPERATURAS DE ESTADO ESTABLE EN LOS ACEITES Y EN LOS DEVANADOS.

TEMPERATURA FINAL DEL ACEITE :

En condiciones de estado estable considerando la ecuación térmica general, el término Cd $\theta_2/dt$ se anula, por lo que la ecuación (3.5) se reduce a :

$$W_i + W_c (1 + \alpha \theta_{u1}) = K \theta_{u3}^{1/n} \qquad (3.25)$$

Siendo :

$\theta_{u1}$ : temperatura de elevación final del cobre sobre la temperatura ambiente.

$\theta_{u3}$ : temperatura de elevación final del aceite sobre la temperatura ambiente.

$\alpha$ : coeficiente resistivo de temperatura, depende del aumento de la resistencia y por ende de la pérdida de joule al incrementarse la temperatura.

Para el cobre $\alpha = 1/\{234.5 + T\ (°C)\}$

$W_i$ : pérdidas en el núcleo.

Las pérdidas en el núcleo se mantienen aproximadamente constantes para cualquier condición de carga.

$(1 + \alpha\theta_{u1})$ : factor que considera el incremento de las

pérdidas en el cobre $W_c$ con la temperatura (ver ecuación 1.2 del capítulo I).

La ecuación (3.25) puede escribirse como :

$$W_i + W'_c = K\,\theta_u^{1/n} \tag{3.26}$$

Donde :

$$W'_c = W_c\,(1 + \alpha\theta_{ui})$$

$$\theta_u = \theta_{u3}$$

Generalmente se acostumbra a evaluar las pérdidas de un transformador respecto a las pérdidas obtenidas a carga nominal $W_o$ ($W_o$ es un valor determinado por el fabricante).

A plena carga la pérdida del cobre es :

$$W_{co} = I_o^2 R \tag{3.27}$$

Para una carga diferente a la nominal :

$$W'_c = (I')^2 R\,(1 + \alpha\Delta\theta) \tag{3.28}$$

Pero :

$$\frac{I'}{I_o} = \frac{KVA'}{KVA_o} = L \tag{3.29}$$

Reemplazando $I' = I_o L$ en (3.28) se obtiene :

$$W'_c = I_o^2 R\, L^2 (1 + \alpha\Delta\theta)$$

$$W'_c = W_{co} L^2 \ (1 + \alpha\Delta\theta)$$

$$W'_c = W_{co} \ L^2 M \qquad (3.30)$$

Donde :

$\Delta\theta$: variación de la temperatura del cobre con respecto a la temperatura de plena carga.

$$M = (1 + \alpha\Delta\theta) \qquad (3.31)$$

M representa el factor de corrección de la resistencia del devanado.

Reemplazando (3.30) en (3.26) :

$$W_i + W_{co} L^2 M = K \ \theta_u^{1/n} \qquad (3.32)$$

La ecuación (3.32) representa la condición de estado estable para una carga diferente a la nominal. Para una carga nominal en la condición de estado estable, la ecuación térmica es :

$$W_i + W_{co} = K \ \theta_{uo}^{1/n} \qquad (3.33)$$

Notar que en (3.33) M y L son iguales a 1, ya que la alternativa con plena carga se tomó como referencia.

Dividiendo (3.32) para (3.33), se tiene :

$$\left( \frac{\theta_u}{\theta_{uo}} \right)^{1/n} = \frac{W_i + W_{co} L^2 M}{W_i + W_{co}}$$

$$\left(\frac{\theta_u}{\theta_{uo}}\right)^{1/n} = \frac{1 + \frac{W_{co}}{W_i} L^2 M}{1 + \frac{W_{co}}{W_i}}$$

$$\theta_u = \theta_{uo} \left(\frac{1 + S\, L^2 M}{1 + S}\right)^n \qquad (3.34)$$

Siendo:

$\theta_u$ : temperatura de elevación final del tope del aceite sobre la temperatura ambiente para cualquier condición de carga.

$\theta_{uo}$: temperatura de elevación final del tope del aceite sobre la temperatura ambiente a carga nominal (valor determinado por los fabricantes).

S : $W_{co}/W_i$, relación de pérdidas del devanado con respecto a las pérdidas en el núcleo a plena carga.

L : $KVA/KVA_o$, relación de la carga actual (KVA) con respecto a la carga nominal ($KVA_o$).

El valor del factor de corrección M se lo obtiene de (3.31), siendo :

$$\Delta\theta = \theta_{whs} - \theta_{wfi}$$

$$\alpha = \frac{1}{234,5 + \theta_{wf_1}}$$

Reemplazando $\Delta\theta$ y $\alpha$ en (3.31)

$$M = 1 + \frac{\theta_{whs} - \theta_{wf_1}}{234,5 + \theta_{wf_1}} = \frac{234,5 + \theta_{whs}}{234,5 + \theta_{wf_1}} \qquad (3.35)$$

La pérdida en los devanados en realidad tiene dos componentes, la una propiamente denominada pérdida de cobre debida al flujo de la corriente de carga por la resistencia d.c. del devanado, y la otra componente denominada pérdida parásita producida por las corrientes de eddy. Cuando la carga aumenta la pérdida de cobre aumenta, pero la pérdida parásita disminuye. Estas variaciones son en proporciones diferentes de tal forma que siempre que se incrementa la carga también se incrementa la pérdida en los devanados. Típicamente las pérdidas de cobre son un 80% de la pérdida total del devanado y las pérdidas parásitas corresponden al 20%. Luego una buena aproximación para M es :

$$M = 1 + \frac{(0,8 - 0,2)\ (\theta_{whs} - \theta_{wf_1})}{234,5 + \theta_{wf_1}}$$

$$M = 1 + \frac{0,6\ (\theta_{whs} - \theta_{wf_1})}{234.5 + \theta_{wf_1}} \qquad (3.36)$$

medio del devanado $\theta_R$, ($\theta_R$ es la temperatura de elevación sobre la temperatura ambiente) de 55°C. Los modernos transformadores construídos a partir de 1963 son construídos en base al criterio de $\theta_R$ = 65°C a plena carga.

De lo anterior, se deduce que la temperatura del devanado a plena carga considerando una temperatura ambiente de 30°C será :

$\theta_{wf_1}$ = 85°C, para los transformadores antiguos [8]

$\theta_{wf_1}$ = 95°C, para los transformadores modernos [8]

La temperatura $\theta_{whs}$ o sea la temperatura del devanado para la condición de carga actual es lo que se denomina la temperatura del punto más caliente del devanado. El valor 234,5 que aparece en (2.38) es el coeficiente de temperatura absoluta para los devanados de cobre. Para los devanados de aluminio este valor es aproximadamente 225. [21]

TEMPERATURAS FINALES DE LOS DEVANADOS [7, 8, 17, 21]

Las temperaturas de elevación del punto caliente del devanado ($\theta_h$) sobre la temperatura ambiente, dado por:

$$\theta_h = \theta_u + \theta_g \qquad (3.39)$$

Muchos investigadores pertenecientes a la IEEE coinciden en que el factor de corrección para las pérdidas del devanado está dado por :

$$M = M_r \frac{\text{Pérdidas Cobre}}{\text{Pérdidas devanado}} + \frac{\dfrac{\text{Pérdidas eddy}}{\text{Pérdidas devanado}}}{M_r}$$

$$M = M_r\,(1 - Pfl) + \frac{Pfl}{M_r} \qquad (3.37)$$

Donde :

$M_r$: es el valor de M sin considerar las pérdidas de eddy por (2.35).

$$Pfl = \frac{\text{Pérdidas eddy}}{\text{Pérdidas devanado}}$$

Pfl se determina considerando las pérdidas a plena carga.

Reemplazando $M_r$, dado por (2.35) en (2.37) y considerando un Sfl típico del 20% se tiene :

$$M = 0{,}8\,\frac{234{,}5 + \theta_{whs}}{234{,}5 + \theta_{wfl}} + 0{,}2\,\frac{234{,}5 + \theta_{wfl}}{234{,}5 + \theta_{whs}} \qquad (3.38)$$

Los antiguos transformadores de potencia fueron construídos considerando una temperatura de elevación pro

Donde :

$\theta_u$ : temperatura de elevación final del tope del aceite sobre la temperatura ambiente, dado por (3.34).

$\theta_g$ : temperatura de elevación del punto caliente del devanado sobre la temperatura del tope del aceite.

Para determinar $\theta_g$ tal como aparece en las guías de carga de los transformadores se utiliza la ecuación térmica general. El término $W_i$ se anula porque las pérdidas en el núcleo no tienen gran incidencia en la temperatura del devanado. Además el término $Cd\theta/dt$ se anula porque se está considerando una condición de estado estable, luego la ecuación (3.5) se reduce a :

$$W_c (1 + \alpha\theta_1) = K \theta_3^{1/n} \qquad (3.40)$$

Esta ecuación puede escribirse como :

$$W'_c = K \theta_3^{1/n}$$

Siendo $W'_c$ la pérdida del devanado para cualquier tipo de carga

$$\theta_g = \theta_3$$

Reemplazando $W_c'$ obtenido a partir de (3.30)

$$W_{co} L^2 M = K \theta_g^{1/n}$$

Siendo M el factor correctivo de resistencia para temperaturas en el devanado diferentes a 85°C ó 95°C (temperaturas a plena carga).

Para una carga con valores nominales se tiene :

$$W_{co} = K \theta_{go}^{1/n} \qquad (3.41)$$

Dividiendo (3.40) para (3.41) :

$$L^2 M = \left(\frac{\theta_g}{\theta_{go}}\right)^{1/n}$$

$$\theta_g = \theta_{go} (L^2 M)^n \qquad (3.42)$$

Esta ecuación que aparece en las guías de carga de los transformadores según algunos investigadores debe ser corregida, porque en pruebas realizadas se ha determinado que el exponente n es válido para la ecuación de la temperatura del aceite (ec.3.34), mas no se cumple siempre para la temperatura del devanado y en este caso se prefiere cambiar el exponente n por el de m.

De la ecuación (3.42), se tiene :

$$\theta_g = \theta_{go} (L^2M)^m \qquad (3.43)$$

El valor de $\theta_{go}$ llamada también gradiente del punto caliente del devanado a plena carga es de 10°C para los transformadores antiguos ($\theta_{uo}$ = 55°C) y de 15°C para los modernos ($\theta_{uo}$ = 65°C). El valor de m cambia según el diseño y tipo de enfriamiento del transformador, tal como se aprecia en la Tabla 3.2 :

| TIPO DE TRANSFORMADOR | EXPONENTE | |
|---|---|---|
| | n | m |
| OA | 0,8 | 0,8 |
| FA | 0,9 | 0,8 |
| FOA | 1,0 | 1,0 |

TABLA 3.2 VALORES DE n Y m PARA LOS DIFERENTES TIPOS DE TRANSFORMADORES.[8]

Reemplazando (3.34) en (3.39) se obtiene la fórmula para la temperatura de elevación del punto caliente del devanado ($\theta_h$) sobre la temperatura ambiente.

$$\theta_h = \theta_{uo} \frac{1 + SL^2M}{1 + S}^n + \theta_{go} (L^2M)^m \qquad (3.44)$$

El rating de deterioro del aislamiento del transformador depende principalmente de la temperatura del punto caliente del devanado y como se aprecia en (3.44) para el cálculo de esta temperatura, se obtiene primero la temperatura de elevación del tope del aceite que luego se sumará a la temperatura de elevación del punto caliente del devanado sobre la temperatura del tope del aceite obtenida previamente. La parte más difícil del cálculo es el de la temperatura del aceite cuando la carga varía. El resto es fácil porque la temperatura de elevación del devanado sobre el aceite llega a estabilizarse entre 20 a 30 minutos después de la variación de carga. La temperatura final del punto más caliente del devanado está definida como :

$$\theta_{whs} = \theta_h + \theta_a \qquad (3.45)$$

Pero :

$$\theta_h = \theta_u + \theta_g \quad \text{según (3.39)}$$

$$\therefore \quad \theta_{whs} = \theta_u + \theta_g + \theta_a \qquad (3.46)$$

Reemplazando (3.34), (3.43) en (3.46) se tiene :

$$\theta_{whs} = \theta_{uo}\left(\frac{1 + SL^2M}{1 + S}\right)^n + \theta_{go}\left(L^2M\right)^m + \theta_a \qquad (3.47)$$

Donde $\theta_a$ es la temperatura ambiente. Cabe anotar

que en (3.46) $\theta_g$ y $\theta_u$ son temperaturas de elevación siendo $\theta_u$ un gradiente de temperatura que representa la elevación de la temperatura del tope del aceite sobre la temperatura ambiente y $\theta_g$ el gradiente que representa la temperatura de elevación del punto caliente del devanado sobre la temperatura del tope del aceite. La ecuación (3.47) es muy útil en el análisis de las sobrecargas permisibles de un transformador basadas en la temperatura ambiente y la temperatura del punto más caliente del devanado.

## 3.4. DETERMINACION DE LAS TEMPERATURAS DE LOS TRANSFORMADORES DEL TIPO SECO.[16,18,28]

En los transformadores sumergidos en aceite, se utilizan los calculos de la temperatura de elevación del devanado sobre la temperatura promedio del aceite y la temperatura promedio de elevación del tope del aceite sobre la temperatura ambiente. Similarmente en los transformadores del tipo seco podrían emplearse la temperatura de elevación del devanado sobre la temperatura promedio del gas y la temperatura promedio de elevación del gas sobre la temperatura ambiente. En el último caso los cálculos son más complicados porque las constantes de tiempo de los transformadores secos es mucho más difícil de determinarlo exactamente, así por ejemplo se ha demostra-

do que la constante de tiempo de un transformador con medio gaseoso depende de las condiciones iniciales y del período del ciclo en que se la mide.

En el caso de cargas contínuas el transformador alcanza la estabilidad térmica, teniéndose las siguientes temperaturas de estado estable.

Temperatura de elevación promedio del conductor ($\theta_{pu}$) sobre la temperatura ambiente es :

$$\theta_{pu} = \theta_{po} (L)^{2n} \qquad (3.48)$$

Donde L= KVA/$KVA_o$ es la realización de la carga actual KVA con respecto a la carga nominal $KVA_o$.

$\theta_{po}$ : es la temperatura de elevación promedio del conductor a carga nominal.

n : es una constante empírica; para transformadores autoenfriados del tipo ventilado, n=0,8 ; para transformadores autoenfriados del tipo sellado, n=0,7.

La temperatura de elevación del punto más caliente del devanado sobre su temperatura de elevación promedio ($\theta_{gu}$ es conocido también como gradiente del punto más caliente del devanado) es :

$$\theta_{gu} = \theta_{go} (L)^{2n} \qquad (3.49)$$

Siendo $\theta_{go}$ el gradiente del punto más caliente del devanado a carga nominal.

La temperatura de elevación del punto caliente del devanado sobre la temperatura ambiente se la define de una manera similar a la ecuación (3.39) de los transformadores sumergidos en aceite :

$$\theta_h = \theta_{pu} + \theta_{gu} \qquad (3.50)$$

La temperatura de estado estable del punto más caliente del devanado ($\theta_{whs}$) es igual a la suma de la temperatura ambiente ($\theta_a$), más la temperatura de elevación promedio del devanado sobre la temperatura ambiente ($\theta_{pu}$) y más la temperatura de elevación del punto más caliente del devanado sobre su temperatura promedio ($\theta_{gu}$) o sea :

$$\theta_{whs} = \theta_a + \theta_{pu} + \theta_{gu} \qquad (3.51)$$

Reemplazando (3.48) y (3.49) en (3.51) se obtiene:

$$\theta_{whs} = \theta_a + (\theta_{po} + \theta_{go})\ (L)^{2n} \qquad (3.52)$$

Puesto que la gran mayoría de los transformadores de potencia del tipo seco tienen sistemas de aislamiento con temperatura máxima (según las condiciones usuales de servicio, la temperatura ambiente máxima

puede ser 40°C y la promedio durante 24 horas puede ser a lo máximo 30°C), la temperatura del punto más caliente del devanado de 150°C y 220°C, los gradientes de temperatura del devanado correspondientes, tienen un valor de 30°C a carga nominal, tal como se muestra en la Tabla 3.3. Reemplazando este valor de $\theta_{go}$ en la ecuación (3.52) se obtiene la expresión siguiente que aparece comúnmente en las guías de carga :

$$\theta_{whs} = \theta_a + (\theta_{po} + 30)\ (L)^{2n} \qquad (3.53)$$

| TEMP.DE ELEVACION PROMEDIO DEL DEVANADO ($\theta_p$) | GRADIENTE DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL DEVANADO ($\theta_g$) | TEMP.DE ELEVACION DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL DEVANADO ($\theta_h$) | TEMP.MAXIMA PROMEDIO DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL DEVANADO ($\theta_{whs}$) |
|---|---|---|---|
| 55°C | 10°C | 65°C | 95°C |
| 80°C | 30°C | 110°C | 140°C |
| 115°C | 30°C | 145°C | 175°C |
| 150°C | 30°C | 180°C | 210°C |

TABLA 3.3 TEMPERATURAS DE LOS TRANSFORMADORES DEL TIPO SECO A CARGA NOMINAL.[16]

Para el cálculo transiente ante variaciones de carga, de la temperatura del punto más caliente del devanado, las guías de carga existentes para los transformadores del tipo seco no especifican ninguna fórmula. Esto se debe a que en la ecuación térmica general, en el caso de los transformadores del tipo seco, n es siempre menor que uno ($P = 1/n$) y además en un medio como el aire o gases no puede determinarse con exactitud la variación con carga de la constante de tiempo del transformador. En una reciente publicación (Power Transformer Loading de la IEEE T. on Industry, Enero 1983) se sugiere el uso de la siguiente ecuación para calcular la temperatura transiente $\theta'_{whs}$, del punto más caliente de los devanados de los transformadores secos[16]:

$$\theta'_{whs} = a + \frac{(\theta_{po}+\theta_{go})(L)^{2n}\left[\ln^{-1}\dfrac{t}{\tau_w(L)^{-2(1-n)}}\right] + \theta_{po} + \theta_{go}}{\ln^{-1}\left[\dfrac{t}{\tau_w(L)^{-2(1-n)}}\right]} \qquad (3.54)$$

Donde, $a$ es la temperatura ambiente

$\theta_{po}$ : es la temperatura de elevación promedio del conductor a carga nominal, (por lo general $\theta_{po}$ es un dato de placa)

$\theta_{go}$ : es el gradiente de temperatura del punto caliente del devanado a carga nominal = 30°C.

L : es la carga actual por unidad = $KVA/KVA_o$ , siendo $KVA_o$ la capacidad de placa.

t : tiempo de duración de la carga actual.

$\tau_w$ : constante de tiempo de los devanados.

n : 0,8, para transformadores autoenfriados del tipo ventilado.

n : 0,7, para transformadores autoenfriados del tipo sellado.

## 3.5. CONSTANTE DE TIEMPO DE LOS TRANSFORMADORES [8, 11]

En la sección 3.2.2., se determinó la ecuación para calcular la temperatura transiente del tope del aceite sobre la temperatura ambiente para n=1 y según (3.14) es :

$$\theta = \theta_i + (\theta_u - \theta_i)\ (1 - e^{-t/\tau}) \qquad (3.14)$$

Siendo $\tau$ dado por :

$$\tau = \frac{C}{B} \qquad (3.13)$$

Para un tiempo $t = \tau$

$$\theta = \theta_i + 0,632\ (\theta_u - \theta_i) \qquad (3.55)$$

La ecuación (3.55) significa que $\tau$ es el tiempo necesario para alcanzar un 63.2% de la temperatura final de elevación del tope del aceite $\theta_u$ considerando que todo el calor es almacenado. Este valor de $\tau$ es lo que se conoce como constante de tiempo del transformador.

Despejando B de (3.12) resulta

$$B = \frac{W_a}{\theta_u}$$

Reemplazando este valor de B en (3.13) se tiene :

$$\tau = \frac{C\,\theta_u}{W_a}$$

Siendo $W_a$ las pérdidas en el núcleo $W_i$ más las pérdidas en el devanado $W_c$.

Para una carga nominal, el valor de $\tau$ es :

$$\tau_o = \frac{C\,\theta_{uo}}{W_{ao}} \qquad (3.56)$$

Siendo:

$\theta_{uo}$: temperatura de elevación final del tope del aceite sobre la temperatura ambiente a carga nominal.

$W_{ao}$: pérdidas totales a plena carga

C : capacidad térmica del transformador en vatio - h/°C

La capacidad térmica de los transformadores se la encuentra en función del peso en libras de los componentes del transformador. Para un transformador del tipo OA (n=0,8) la capacidad térmica es :

$$C=0,06\ (\text{peso del núcleo y devanados}) + 0,04\ (\text{peso del tanque}) + 0,18\ (\text{peso del aceite}) \qquad (3.57)$$

Para n > 0,8 se calcula C de la siguiente manera:

$$C=0,06\ (\text{peso del núcleo y devanados}) + 0,06\ (\text{peso del tanque}) + 0,26\ (\text{peso del aceite}) \qquad (3.58)$$

VARIACION DE LA CONSTANTE DE TIEMPO[11], [25]

La constante de tiempo dada por (3.56) se mantiene constante al variar la carga para n=1. Para $n \neq 1$ lo anterior no se cumple por lo que es necesario hacer las correcciones respectivas.

De la ecuación (3.6) para n = 1 se tiene :

$$W_u = C \frac{d\theta}{dt} + W_s \qquad (3.59)$$

$W_u = W_i + W_c\ (1 + \alpha\theta)$, representa las pérdidas en el núcleo y devanado.

$W_s = K\theta$ , es la potencia disipada

Evaluando (3.59) para t=0 se tiene :

$$\frac{d\theta}{dt} = \frac{W_u - W_s}{C}$$

$$\left.\frac{d\theta}{dt}\right|_{t=0} = \frac{W_u - W_i}{C} \qquad (3.60)$$

$W_i$ = potencia disipada a la temperatura inicial $\theta_i$.

Derivando (3.14) respecto al tiempo :

$$\frac{d\theta}{dt} = (\theta_u - \theta_i)\frac{e^{-t}}{\tau}$$

$$\left.\frac{d\theta}{dt}\right|_{t=0} = \frac{\theta_u - \theta_i}{\tau x} \qquad (3.61)$$

Igualando (3.60) con (3.61):

$$\frac{W_u - W_i}{C} = \frac{\theta_u - \theta_i}{\tau x} \qquad (3.62)$$

Despejando C de (3.56) y reemplazando en (3.62) :

$$\frac{(W_u - W_i)}{\frac{\tau_o W_{ao}}{\theta_{uo}}} = \frac{\theta_u - \theta_i}{\tau x}$$

$$\tau_r = \tau_o \frac{\frac{\theta_u}{\theta_{uo}} - \frac{\theta_i}{\theta_{uo}}}{\frac{W_u}{W_{ao}} - \frac{W_i}{W_{ao}}} \qquad (3.63)$$

Esta ecuación sirve para calcular la constante de tiempo del transformador ( $n \neq 1$) para cualquier condición de carga.[25]

La forma usual de calcular la temperatura transiente de elevación del aceite adyacente a la parte del devanado que alcanza la mayor temperatura, es usando la ecuación (3.14) que fue deducida considerando que la temperatura de elevación es proporcional a la primera potencia de los vatios disipados (n=1). La condición de n=1 es limitada y para $n \neq 1$ los cálculos exactos involucran ecuaciones formadas por series infinitas, (ver ec. 3.24) que implican cálculos muy complejos. Por lo tanto al usar la ecuación (3.14) para transformadores con $n \neq 1$ es necesario que la constante de tiempo del transformador sea corregida para el respectivo valor actual de n que se tenga.

De (3.4) se tiene la relación entre la potencia disipada W y la temperatura de elevación del aceite :

$$W = K\,\theta^{1/n} \tag{3.64}$$

Reemplazando (3.64) en (3.63) con los correspondientes valores de potencia disipada y temperatura se obtiene:

$$\tau_r = \tau_o \frac{\frac{\theta_u}{\theta_o} - \frac{\theta_i}{\theta_o}}{\left(\frac{\theta_u}{\theta_o}\right)^{1/n} - \left(\frac{\theta_i}{\theta_o}\right)^{1/n}} \tag{3.65}$$

La constante de tiempo dada por (3.65) es la que se usa en los cálculos de las temperaturas transientes en los casos en que $n \neq 1$.

El uso de la ecuación (3.14) no está limitado al cálculo de la temperatura transiente de elevación del aceite sino también del cálculo de la temperatura transiente de elevación del devanado. Al calcular la temperatura transiente de elevación del devanado sobre la temperatura ambiente se requiere de una ecuación similar a la (3.39) dada por :

$$\theta_h' = \theta + \theta_g' \qquad (3.66)$$

Donde $\theta$ es una expresión en función del tiempo que tiene una constante de tiempo y temperaturas referidas a la temperatura de elevación del líquido o gas sobre la temperatura ambiente. El segundo término $\theta_g'$ tiene una expresión similar a la de $\theta$ pero las peraturas y la constante de tiempo $\tau_w$ del devanado se refieren a la temperatura de elevación del devanado sobre la temperatura del líquido o gas adyacente al devanado. Con estas consideraciones podemos escribir (3.66) de la siguiente manera :

$$\theta_h' = \{\theta_i + (\theta_u - \theta_i)\ (1 - e^{-t/\tau_r})\} +$$

$$\{\theta_{gi} + (\theta_{gu} - \theta_{gi})\ (1 - e^{-t/\tau_w})\} \qquad (3.67)$$

La constante de tiempo tiene unidades de horas para el primer término y de minutos para el segundo término. [1,10] Puesto que la temperatura de elevación del devanado sobre el aceite se hace constante entre 20 a 30 minutos después de la variación de carga, el segundo término se simplifica a un valor aproximadamente constante y la ecuación (3.67) se reduce a :

$$\theta_h' = \theta + \theta_g \qquad (3.68)$$

Siendo $\theta$ la ecuación en función del tiempo dada por (3.14) y $\theta_g$ dada por la ecuación (3.42).

La constante de tiempo del devanado $\tau_w$ establece la curva térmica de los devanados con respecto al tiempo. La Figura 3.3, muestra una comparación de la curva térmica de los devanados de los transformadores sumergidos en aceite y de los devanados de un transformador tipo seco, para la condición de plena carga.

En un artículo reciente (Power Transformer Loading - IEEE - 1983) se sugiere la siguiente ecuación para calcular la constante de tiempo de los devanados.

$$\tau_w = \frac{\theta_{uo} \times \frac{C \times y}{A^2}}{60}$$

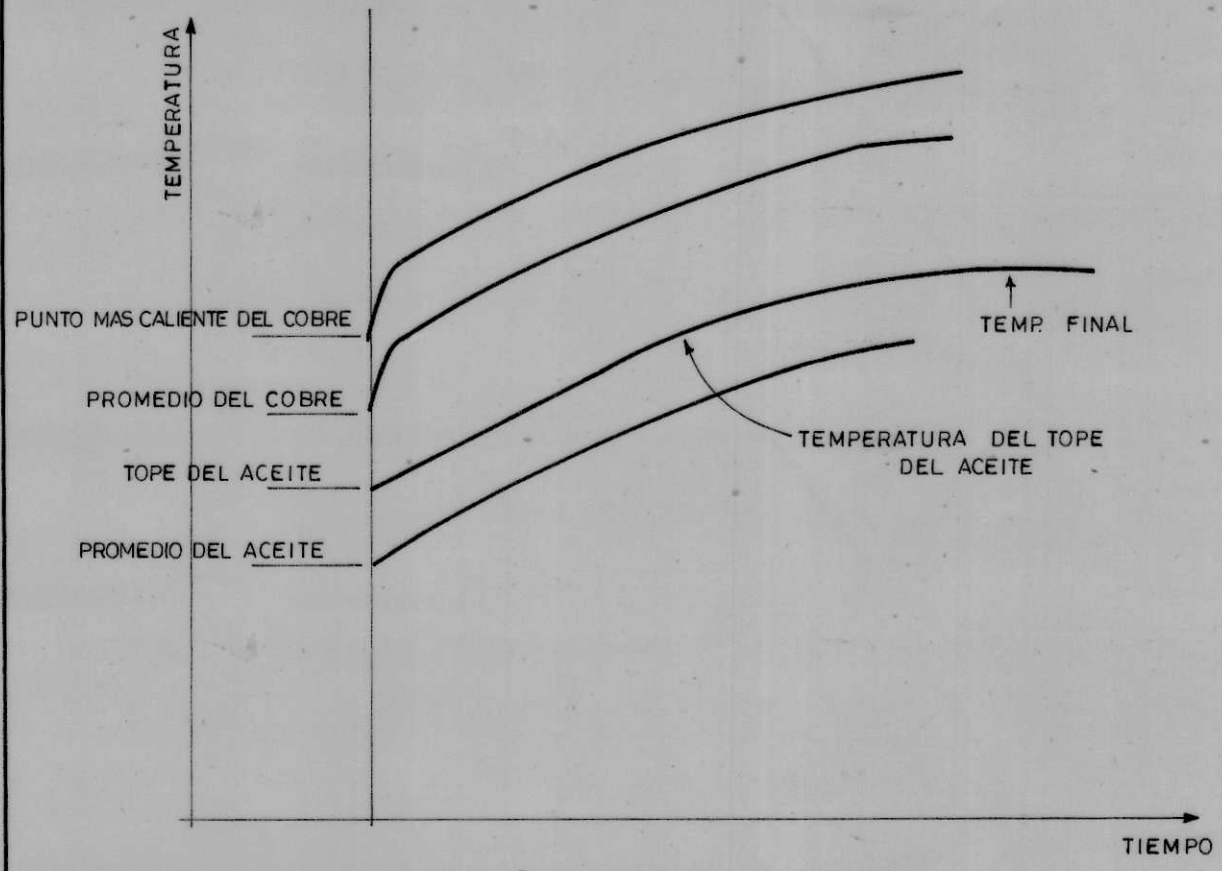



FIG. 3. 2. TEMPERATURA DEL COBRE Y DEL ACEITE SIGUIENDO A UN INCREMENTO DE CARGA.[1]

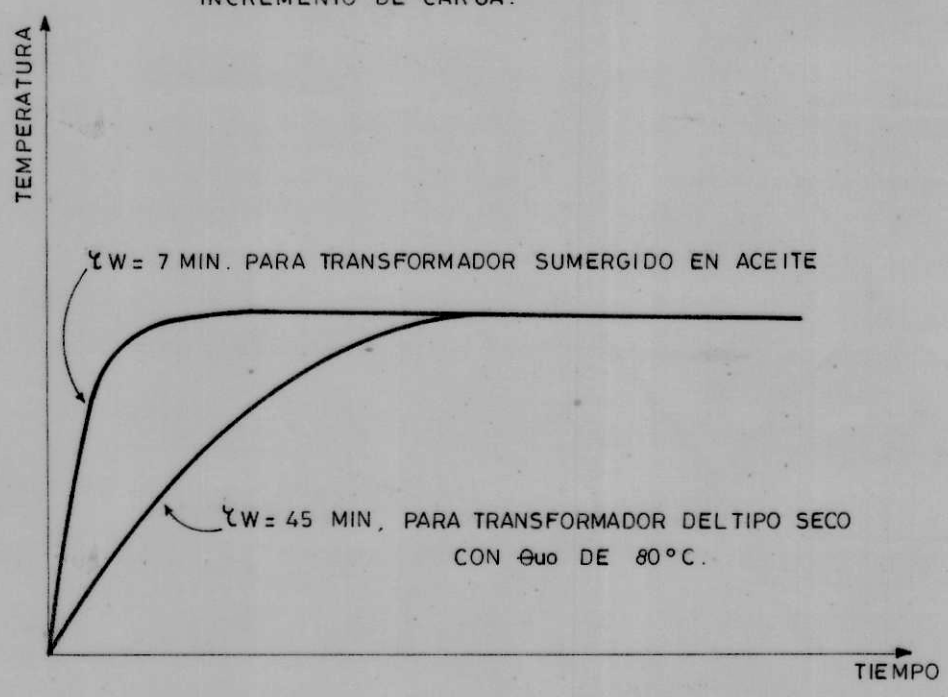



FIG. 3.3. COMPARACION DE LAS CURVAS TERMICAS ENTRE TRANSFORMADORES DEL TIPO SECO Y DEL TIPO SUMERGIDO EN LIQUIDO A CARGA NOMINAL.[16]

Donde $\tau_w$ es la constante de tiempo en minutos; $\theta_{uo}$ es la temperatura de elevación promedio del devanado sobre la temperatura a plena carga (dato de placa); cxy es una constante que depende del sistema de aislamiento y A es la cantidad de corriente (amperio/ $mm^2$).

El gradiente del punto caliente del devanado $\theta'_g$ siempre sigue la curva térmica de elevación del devanado, por lo que hay diferentes curvas de $\theta'_g$ para cada nivel de carga.

Considerando la ecuación para n=1 de $\theta$ evaluada en $t=\tau$

$$\theta = \theta_i + 0{,}632\ (\theta_u - \theta_i) \qquad (3.55)$$

Para el calentamiento del transformador ($\theta_u > \theta_i$) con la condición inicial del estado estable $\theta_i = 0$ se tiene :

$$\theta = 0{,}632\ \theta_u$$

$$\tau = \frac{C\ \theta_u}{W_a}$$

Para el caso de enfriamiento del transformador ($\theta_i > \theta_u$, implica disminución de carga) con la condición final del estado estable $\theta_u = 0$ se tiene de (3.55)

$$\theta = 0.368\ \theta_i$$

$$\tau = \frac{C\ \theta_i}{W_a}$$

De lo anterior se concluye que en el caso de calentamiento, la temperatura de elevación del aceite para t igual a la constante de tiempo es el 63.2% de la temperatura final de estado estable. Para el caso de enfriamiento, la constante de tiempo significa el tiempo que demora el aceite para disminuir su temperatura a un valor del 36.8% de la temperatura de elevación inicial.

Las Figuras 3.4, y 3.5, representan la temperatura de elevación transientes para los casos de calentamiento y enfriamiento respectivamente, obtenidas para un transformador (n=1) con temperaturas iniciales y finales de estado estable diferentes a cero.

Sólo para n=1 la curva de temperatura transiente de elevación en caso de enfriamiento es el inverso de la curva de temperatura en el caso de calentamiento. Para valores de n menores que uno la curva de calentamiento está por arriba de la curva convencional mostrada en la Figura 3.4. El enfriamiento puede darse en situaciones en que el transformador (n< 1) se

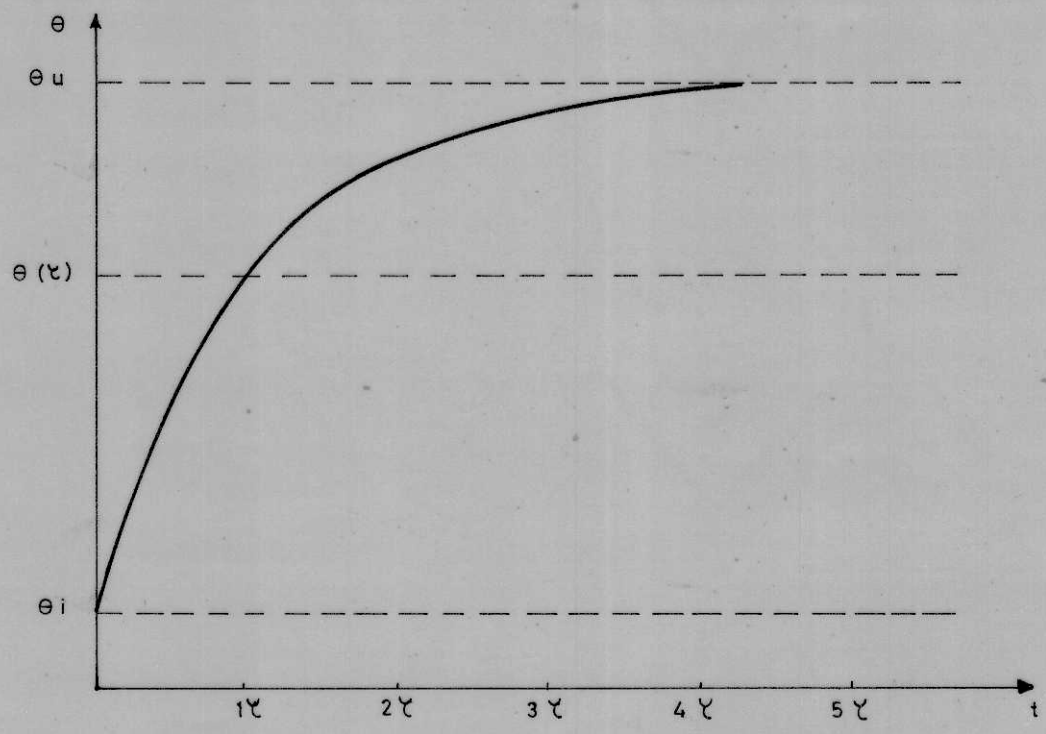



FIG. 3.4. TEMPERATURA TRANSIENTE DE ELEVACION DEL ACEITE EN EL CALENTAMIENTO ( PARA N=1 ) [11]

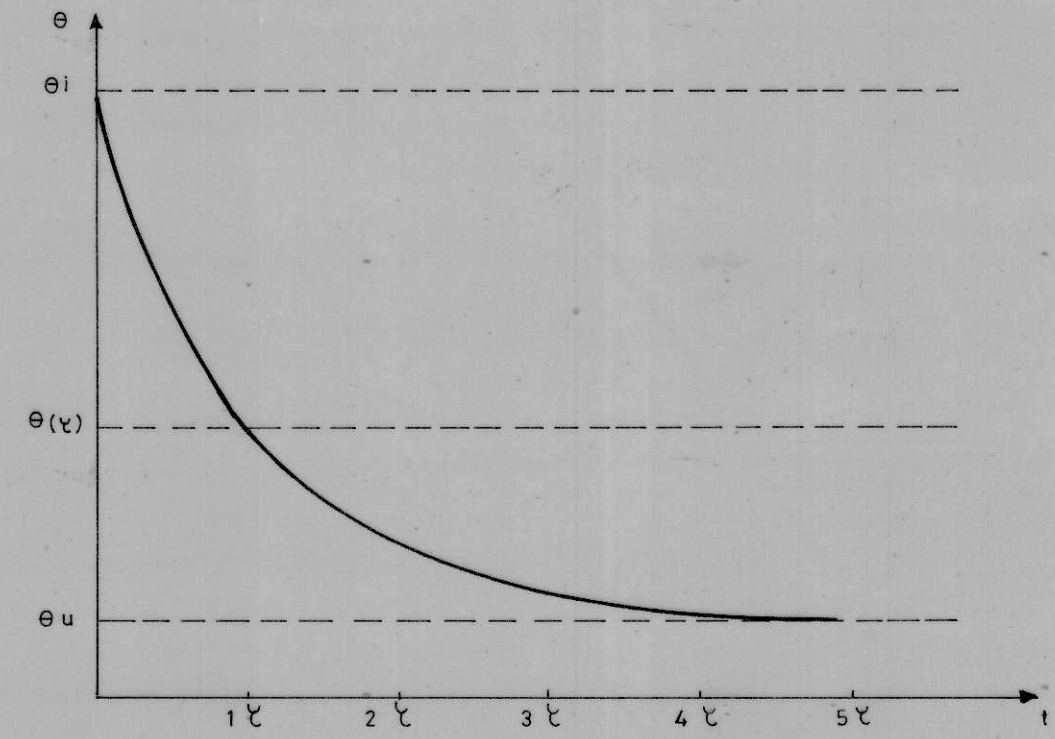



FIG. 3.5. TEMPERATURA TRANSIENTE DE ELEVACION DEL ACEITE EN EL ENFRIAMIENTO ( PARA N = 1 ) [11]

desenergice (las pérdidas en el núcleo y en el devanado se anulan) o bien que la temperatura del aceite disminuya porque ha disminuído la carga, teniéndose en el primer caso que la curva de enfriamiento está por debajo de la curva convencional exponencial mostrada en la Figura 3.5, mientras que en el segundo caso dicha curva puede estar arriba o abajo de la convencional; dependiendo esto del valor de las pérdidas y de n.

Para los transformadores del tipo seco la constante de tiempo del transformador $\tau_o$ a plena carga está dada por :

$$\tau_o = \frac{C\ \theta_{co}}{W_{ao}} \qquad (3.69)$$

Siendo C la capacidad térmica que es función del peso en libras de los componentes del transformador.

$$C = 0{,}035 \times (\text{peso del núcleo y bobinas}) \qquad (3.70)$$

$W_{ao}$: pérdidas totales a plena carga

$\theta_{co}$: temperatura de elevación promedio del devanado a carga nominal medida por el método de la resistencia.

En lo que respecta al significado de la constante de tiempo de un transformador seco, hay que tener presente que n es siempre menor que uno, por lo que las curvas de calentamiento y enfriamiento no serán verdaderas curvas exponenciales.

# CAPITULO IV

## EFECTO DE LAS SOBRECARGAS EN LA VIDA DE LOS TRANSFORMADORES

### 4.1. TIPOS DE SOBRECARGA

Existen muchos criterios respecto a la denominación de las sobrecargas en los transformadores. Se pueden permitir ciertas sobrecargas debido a situaciones de emergencia por la desconexión de uno o varios elementos del sistema de potencia, así como también debido a la programación de algún trabajo en especial.

Según las condiciones en la cual se presenten las sobrecargas, éstas se las puede denominar de la siguiente forma [5] :

- Sobrecargas con vida esperada normal
- Sobrecargas planificadas
- Sobrecargas de larga duración
- Sobrecargas de corta duración

a) SOBRECARGAS CON VIDA ESPERADA NORMAL :

Estos tipos de sobrecarga son de forma contínua, en períodos de baja temperatura ambiental o en períodos de corta duración que siguen a una carga reducida. En ambos casos no se excede la tempera

tura del punto más caliente del conductor permitida para carga nominal, al igual que la temperatura en otras partes metálicas no alcanzan niveles de preocupación. Este tipo de sobrecarga puede ser considerada como una de poco riesgo.

b) SOBRECARGAS PLANIFICADAS :

En estos tipos de sobrecargas se exceden los valores nominales de placas teniéndose una temperatura en exceso del punto nominal más caliente del devanado. Estas sobrecargas pueden ser de naturaleza más frecuente y debido al incremento del riesgo en altas temperaturas se limita su tiempo de duración (El tiempo máximo diario considerando la sobrecarga más liviana podría ser de 4 horas).

c) SOBRECARGAS DE LARGA DURACION :

En el caso de situaciones de emergencia eventuales como la salida de un elemento de un sistema de transmisión se sobrecarga un transformador elevando la temperatura del punto más caliente del conductor por arriba del valor nominal. Tal situación se denomina sobrecarga de emergencia de larga duración y ocurre en raras ocasiones. A pesar del largo tiempo de duración, este tipo de sobrecarga tiene limitado su tiempo diario de opera

ción debido a los riesgos de alcanzar muy altas temperaturas.

d) SOBRECARGAS DE CORTA DURACION

La ocurrencia de una o más situaciones de emergencia que alteran el equilibrio de funcionamiento normal del sistema, hacen que se prefiera exceder el valor nominal de placa de un transformador durante un corto período de tiempo, antes que preferir cualquier otra alternativa. Por el grave riesgo de daños en la unidad, se estima que este tipo de sobrecarga no va a durar más de una hora y se acepta esta clase de emergencia en muy pocas ocasiones durante el tiempo de vida del transformador.

4.1.1. LIMITACIONES DE TEMPERATURA

Para cada uno de los tipos de sobrecarga antes mencionadas se sugiere los respectivos límites de temperatura del punto más caliente del devanado. En la Tabla 4.1 se muestran los valores de las máximas temperaturas alcanzadas en un transformador de potencia sumergido en aceite.

| | SOBRECARGA CON VIDA ESPERADA NORMAL | SOBRECARGA PLANIFICADA | SOBRECARGA DE LARGA DURACION | SOBRECARGA DE CORTA DURACION |
|---|---|---|---|---|
| Temperatura del punto más caliente del devanado | 120°C | 130°C | 140°C | 180°C |
| Temperatura del tope del aceite | 105°C | 110°C | 110°C | 110°C |

TABLA 4.1 LIMITACIONES DE TEMPERATURA PARA LOS DISTINTOS TIPOS DE SOBRECARGA DE UN TRANSFORMADOR SUMERGIDO EN ACEITE CON TEMPERATURA DE ELEVACION DE 65°C.(5)

La sobrecarga por condiciones normales se acostumbra limitarlas por la pérdida de vida y no por las máximas temperaturas. En condiciones de emergencia dependiendo de su duración, la sobrecarga puede ser limitada por la pérdida de vida o por la temperatura bien del tope del aceite o del punto más caliente del devanado.

En los aceites antiguos con un punto de inflamación de 135°C la temperatura permisible del tope del aceite ha sido de 105°C (considerando sobrecargas planificadas, de corta y larga duración), mientras que los nuevos aceites con un mayor punto de inflamación (145°C como mínimo) pueden tener una temperatura del tope de 110 a 115°C. De cualquier forma un margen de 30°C respecto al punto de inflamación debe ser mantenido, para permitir la posibilidad de que la sobrecarga de emergencia pudiera ser mayor que la anticipada y pueda ocurrir en un día de una elevada temperatura ambiente.

Desde 1938 la temperatura límite del punto más caliente del devanado, para las sobrecargas de corta duración de los transformadores con una temperatura de elevación promedio del devana-

do ($\theta_R$) de 55°C ha sido de 160°C. Esta temperatura se la escogió considerando que la resistencia dieléctrica del aislamiento en el aceite podría ser reducida a un 25%. Para los transformadores con 65°C de elevación, la temperatura límite correspondiente es 180°C (véase la Tabla 4.1) pudiendo llegarse en estas situaciones de emergencia a sobrecargas del 200% del valor nominal.

La guía IEC (International Electrotechnical Commission) del año 1972 establece una temperatura límite específica de 140°C del punto más caliente del devanado. En recientes estudios se ha confirmado que el aislamiento sólido desprende gases a la temperatura de 140°C de sobrecarga que podrían ocasionar fallas dieléctricas prematuras.

Tanto en los transformadores sumergidos en líquido como los del tipo seco (sellados y ventilados) existen limitaciones de sobrecargas en otros componentes del transformador tales como bushings, expansión del aceite (sólo en sumergidos en líquidos), expansión del gas (sólo en unidades del tipo seco selladas), cables conductores, cambiadores de taps y otros

accesorios.

Los transformadores del tipo seco, con una vida esperada normal, pueden ser sobrecargados en cualquier período de tiempo si la temperatura del punto más caliente del devanado tiene un valor promedio durante 24 horas de 140°C para los transformadores ventilados y un valor promedio de 210°C para las unidades selladas, tal como se muestra en la Tabla 4.2.

Debido a la variación en el gradiente entre la temperatura del punto más caliente del devanado y la temperatura del tope del aire o del tope del gas a plena carga, de los diferentes diseños existentes, no se utiliza como referencia la temperatura interior del aire o gas de los transformadores secos, y el fabricante debe dar valores específicos para un diseño en particular.

### 4.1.2. LIMITACIONES DE SOBRECARGA EN OTROS COMPONENTES DEL TRANSFORMADOR.[6]

Además de las limitaciones térmicas en los devanados deben considerarse las limitaciones de sobrecarga en otros componentes del trans-

| TIPO DE UNIDAD | TEMP. DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL DEVANADO | TEMP. PROMEDIO DEL PUNTO MAS CALIENTE (TEMP. AMB. 30°C) | % DE CAPACIDAD NOMINAL INCREMENTO (BAJA LA TEMPERATURA AMB.). DECREMENTO (SUBE LA TEMP. AMB.) |
|---|---|---|---|
| Ventilado auto enfriado | 150°C | 140°C | 0,6 |
| Sellado auto enfriado | 220°C | 210°C | 0,4 |

TABLA 4.2 SOBRECARGA CON VIDA ESPERADA NORMAL EN LOS TRANSFORMADORES DEL TIPO SECO

formador tales como boquillas , expansión del gas o del aceite, cables conductores, cambiadores de taps y otros accesorios, deben considerarse. En los transformadores con capacidades mayores a los 100 MVA, los flujos parásitos que pueden ser un factor limitante en la carga de un transformador de potencia.

## BOQUILLAS (BUSHINGS)

Hay tres posibles diagnósticos de fallas con las cuales pueden ser identificados los terminales debido a condiciones de sobrecarga. Estos son :

a) Degradación térmica del aislamiento que resulta de un incremento del factor de disipación.

b) Expansión del aceite que produce presiones internas que pueden elevarse a un nivel suficiente para reventar los empaques de la boquilla.

c) Endurecimiento de los empaques o juntas por las altas temperaturas que resultan de una eventual falla en el sellado del aceite.
En realidad muy poca atención se le ha da-

do a la capacidad de sobrecarga de las boquillas ( bushings ) y en la actualidad un importante grupo de la IEEE está dedicado a trabajar en lo referente a una guía de carga de las boquillas. Las limitaciones de sobrecarga recomendadas como base de la futura guía de carga de las boquillas son :

- Cable conductor conectado en el tope : 30°C de elevación sobre la temperatura ambiente (a plena carga).
- Cable conductor conectado en la base : 80°C de elevación sobre la temperatura ambiente (a plena carga).
- Temperatura ambiente : 40°C
- Temperatura del aceite de la boquilla: 110°C (condición de sobrecarga).
- Temperatura del punto más caliente de la boquilla : 150°C (condición de sobrecarga).
- Corriente máxima : 2 p.u.

Las siguientes ecuaciones se han determinado para las temperaturas del punto más caliente de la boquilla y el modelo transiente de calentamiento.[6]

$$\theta_{hsu} = 28.47\ I^2 + 0.661\ \theta_o - 1.5$$

$$\theta_{hs} = 29.07\ I^2 + 0.635\ \theta_o$$

$$\therefore\ \theta_{hs}(t + \Delta t) = \theta_{hs}(i) + \theta_{hs}(u) - \theta_{hs}(i)\ (1 - e^{-\Delta t/\tau x})$$

Donde:

$\theta_{hs}(i)$: temperatura de elevación del punto caliente al tiempo t, dada en °C.

$\theta_{hs}(u)$: temperatura final de elevación del punto más caliente de estado estable (°C).

$\Delta t$ : incremento de tiempo en segundos

$\tau x$ : constante de tiempo de la boquilla.

I : corriente en por unidad de la boquilla. (la corriente base es la corriente normal).

$\theta_o$ : temperatura de elevación del aceite de la boquilla sobre la temperatura ambiente (°C).

Para los transformadores de potencia sumergidos en aceite se sugiere las curvas de vida esperada de la Figura 4.1, en la cual se ha considerado el aislamiento de la boquilla.

Debido a la creciente inseguridad respecto a las sobrecargas permisibles de los bushings se está preparando una guía de carga que solucionará en parte las dudas existentes.

FLUJOS PARASITOS

En el caso de los grandes transformadores, el punto más caliente puede no localizarse en los devanados sino en los componentes afectados por el flujo parásito. Estos componentes pueden ser los núcleos de los puntos de los devanados, abrazaderas, barras separadoras, anillos y placas estáticas, derivaciones y cables conductores, el tanque, etc. Las soluciones posibles para resolver el problema del flujo parásito son:

a) Subdividir los núcleos y alambres con el fin de tener una área reducida para los flujos parásitos.

b) Proveerse de derivaciones magnéticas

c) Uso de láminas de alta resistencia, pantallas, camisas de placa de alta resistencia.

d) Uso de un escudo de aluminio para el tanque.

La disminución de la densidad de flujo en el núcleo, reduce las pérdidas en el núcleo así como también mejora la estabilidad de los transformadores ante un cortocircuito.

CABLES Y DERIVACIONES

Los cables, derivaciones para el cambio de taps y derivaciones hacia los bushings se los limita térmicamente mediante el criterio del punto más caliente del devanado. Considerando sobrecargas, los devanados tienen desventaja frente a los cables y derivaciones, ya que el espesor de su aislamientos es pequeño comparado con los cables y conductores. Los cables y conductores pueden imponer las condiciones de sobrecarga por las siguientes razones :

a) Mayor rapidez de elevación de temperatura del aislamiento.

b) Efecto del incremento de la resistencia del conductor.

c) Mayor flexibilidad de los cables conductores ante las condiciones de cortocircuito que pueden debilitar el aislamiento.

d) Desprendimiento de burbujas de gas del aislamiento en altas temperaturas que reducen la resistencia del dieléctrico. Esta situación de evolución de gases se la tiene en los cables y conductores a temperaturas de 250°C.

## DESPRENDIMIENTO DE GASES DEL AISLAMIENTO SOLIDO EN EL DEVANADO

Cuando la temperatura de un transformador sumergido en aceite se eleva a un cierto nivel o bajo solicitaciones eléctricas, hay posibilidades de evolución de gases sin importar si el aceite tiene o carece de una capa de gas raro. Las causas más probables del desprendimiento de gas de los transformadores de potencia sumergidos en aceite son :

a) Las burbujas pueden producirse ante un cambio en el equilibrio térmico debido a los ciclos de calentamiento y enfriamiento.

b) Descomposición térmica del aislamiento celuloso.

c) Cambio de la fortaleza dieléctrica del sistema de aislamiento.

Si durante una sobrecarga, la temperatura del punto más caliente del devanado alcanza 140°C, la pérdida de vida de un transformador comienza a ser función de la disminución de fortaleza del dieléctrico a causa de la producción de gas en el aislamiento celuloso. Recomendaciones por parte de muchos fabricantes han influído que en los manuales NEMA (National Electrical Manufacturers Association) y ANSI (American National Standard Institute) limiten la temperatura del punto más caliente del devanado al valor de 140°C.

## 4.2. ANALISIS TERMICO CONSIDERANDO VARIACIONES DE CARGAS CICLICAS.[10]

Normalmente, muchos transformadores soportan solicitaciones de cargas variables que se repiten cíclicamente. Después de uno o más ciclos la temperatura del aceite y de los devanados siguen un patrón repetitivo, pudiendo algunas veces sobrepasar los valores de placa, sin exceder en ningún momento la temperatura permisible de los devanados.

El cálculo de las temperaturas de elevación del devanado durante los ciclos de carga, se reduce al problema de establecer las variaciones de las temperaturas de elevación del devanado sobre la temperatura del aceite cuando la carga es constante, se estabilizan en cuestiones de minutos; después de alcanzar el estado estable la temperatura de elevación del devanado, corre paralela a la temperatura de elevación del aceite.

## ANALISIS DE UN CICLO DE CARGA REPETITIVO [10,19]

A continuación se analizará un método, con el cual se pueden obtener las temperaturas de elevación correspondientes al punto crítico del ciclo de carga respectivo, sin necesidad de evaluar los sucesivos ciclos de carga. El caso más simple de estudiar es el de un transformador con enfriamiento forzado de aceite en el cual la disipación de calor es directamente proporcional a la temperatura de elevación del aceite ($n = 1$).

La ecuación (3.6) del capítulo anterior expresa la ecuación diferencial para este caso.

$$W_i + W_c (1 + \alpha\theta) = \frac{Cd\theta}{dt} + K\theta$$

Reescribiendo esta ecuación en una forma más conveniente :

$$\frac{W_i + W_c (1 + \alpha\theta)}{C} = \frac{d\theta}{dt} + \frac{\theta}{C/K} \qquad (4.1)$$

La constante de tiempo $\tau$, dada por (3.13) es :

$$\tau \simeq \frac{C}{B} \qquad (3.13)$$

$$\therefore B = K - \alpha W_c \qquad (3.8)$$

Reemplazando (3.8) en (3.13) y considerando que $\alpha$ es un valor bastante pequeño, la constante de tiempo es:

$$\tau \simeq \frac{C}{K} \qquad (4.2)$$

De (4.1) :

$$\frac{W_a}{C} = \frac{d\theta}{dt} + \frac{\theta}{C/K} \qquad (4.3)$$

$$\therefore \quad W_a = W_i + W_c$$

Despejando $W_a$ de la ecuación (3.12) :

$$W_a = B\,\theta_u \qquad (4.4)$$

Reemplazando (4.4) en (4.3) se tiene :

$$\frac{\theta_u}{\tau} = \frac{d\theta}{dt} + \frac{\theta}{C/K} \qquad (4.5)$$

La solución de esta ecuación en forma integral es de la forma :

$$\theta = e^{\int_o^t dt/\tau} \left[ \theta_i + \int_o^t \frac{\theta_u}{\tau} e^{\int_o^t dt/\tau} dt \right] \qquad (4.6)$$

Puesto que n=1, el valor de $\tau$ puede asumirselo constante por lo que la ec. (4.6) se reduce a :

$$\theta = e^{-t/\tau} \left[ \theta_i + 1/\tau \int_o^t \theta_u e^{t/\tau} dt \right] \qquad (4.7)$$

El ciclo de carga repetitivo mostrado en la Fig. 4.2 consiste en pasos de carga constante $W_1$, $W_2$, .....,$W_x$, .....,$W_n$ con un tiempo de duración $\Delta_1 = t_1$, $\Delta_2 = t_2 - t_1$,...., $\Delta_x = t_x - t_{x-1}$,....., $\Delta_n = t_n - t_{n-1}$, que originan en el aceite adyacente al devanado temperaturas de elevación de estado estable $\theta_{1u}$, $\theta_{2u}$,....., $\theta_{xu}$,.....,$\theta_{nu}$; luego la temperatura de elevación del aceite al final del intervalo $\Delta_x$ de carga $W_x$ será :

$$\theta_x = e^{-tx/\tau} \left[ \theta_i + \frac{1}{\tau} \int_o^{tx/\tau} \theta_u e^{t/\tau} \right] dt \qquad (4.8)$$

El término con integral puede expandirse en una serie de integrales, las cuales al resolverlas se obtiene :

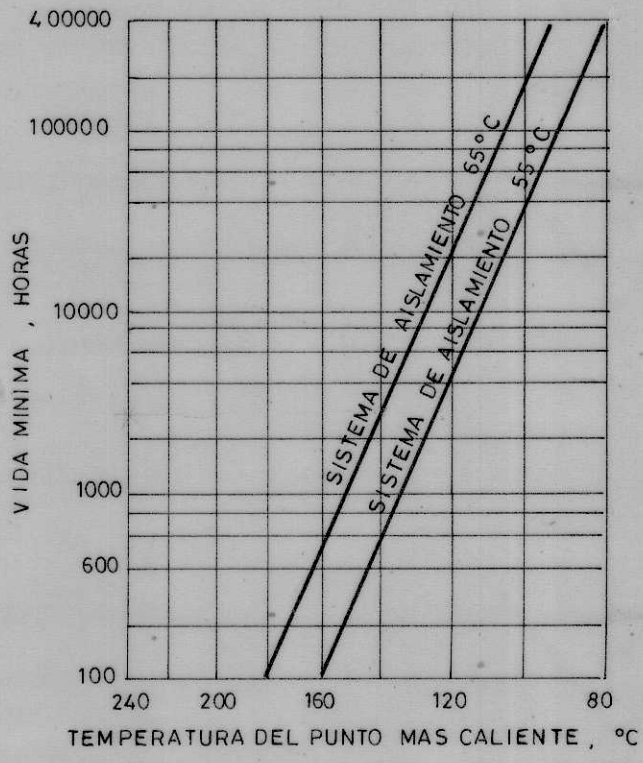



FIG. 4.1. CURVAS DE VIDA ESPERADA DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA. SUMERGIDOS EN ACEITE CONSIDERANDO ADICIONALMENTE LA VIDA DEL AISLAMIENTO DE BOQUILLAS (BUSHINGS)[6]

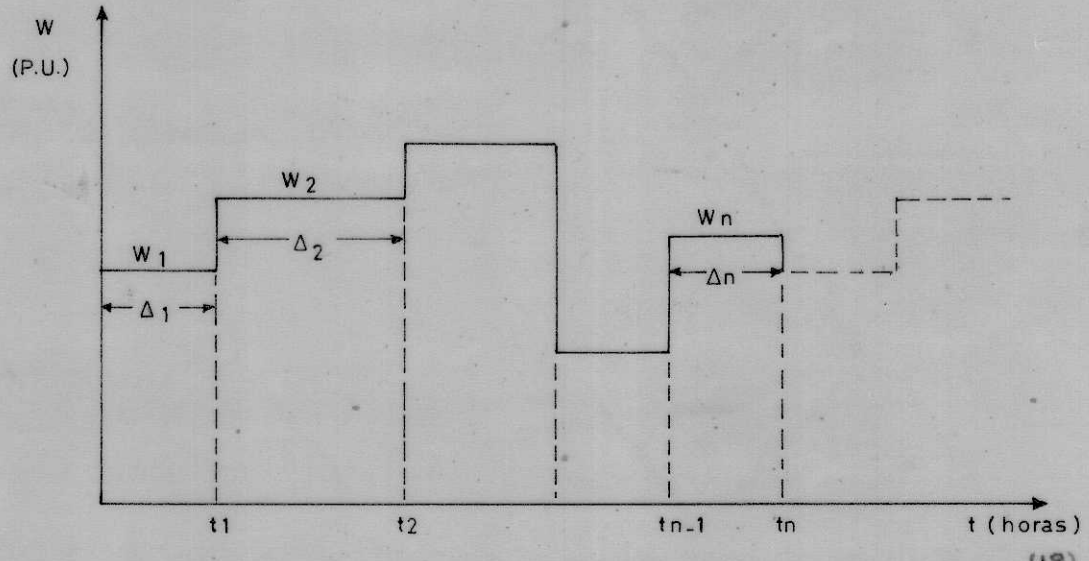



FIG. 4.2. CICLO DE CARGA FORMADO POR PASOS DE CARGA CONSTANTE[19]

$$\int_{o}^{tx} \theta_u e^{t/\tau} dt = \tau\theta_{1u} e^{t_1/\tau} + \tau\theta_{2u} \left( e^{t_2/\tau} - e^{t_1/\tau} \right) + \ldots$$

$$+ \tau\theta_{xu} \left( e^{tx/\tau} - e^{tx-1/\tau} \right)$$

$$\therefore \int_{o}^{tx} \theta_u e^{t/\tau} dt = \tau \sum_{r=1}^{x} \theta_{ru} \left( e^{tr/\tau} - e^{tr-1/\tau} \right) \qquad (4.9)$$

Reemplazando (4.9) en (4.8) :

$$\theta_x = e^{-tx/\tau} \left[ \theta_i + \sum_{r=1}^{x} \theta_{ru} \left( e^{tr/\tau} - e^{tr-1/\tau} \right) \right] \qquad (4.10)$$

Usando Kr para representar la cantidad $e^{tr/\tau}$, resulta la fórmula :

$$\theta_x = \frac{1}{Kx} \left[ \theta_i + \sum_{r=1}^{x} \theta_{ru} \ (Kr - Kr-1) \right] \qquad (4.11)$$

Puesto que se trata de un ciclo de carga de n pasos; la temperatura final $\theta_n$ del ciclo debe ser igual a la temperatura inicial $\theta_i$ cuando el ciclo comienza a repetirse. Por lo tanto para el paso n :

$$\theta_i = \frac{1}{Kn} \left[ \theta_i + \sum_{r=1}^{n} \theta_{ru} \ (Kr - Kr-1) \right]$$

$$\therefore \quad \theta_i = \frac{1}{K_n - 1} \sum_{r=1}^{n} \theta_{ru} \, (Kr - Kr\text{-}1) \qquad (4.12)$$

Para el caso en que n sea diferente a uno puede obtenerse una ecuación similar a la (4.12) que fue obtenida partiendo de que n=1. Cuando la temperatura de elevación del aceite no es proporcional a la primera potencia del calor disipado, se tiene que evaluar la constante de tiempo efectiva para cada intervalo de carga estable (se usa la ecuación (3.21) que expresa la constante de tiempo como $\tau = C\,\theta_u/W_a$), empleando en cada paso la respectiva temperatura de elevación final del aceite. Sea $\tau_1, \tau_2, \ldots\ldots, \tau_x, \ldots\ldots, \tau_n$ las constantes de tiempo efectivas correspondientes a los intervalos de tiempo $\Delta_1, \Delta_2, \ldots\ldots, \Delta_x, \ldots\ldots, \Delta_n$ correspondientes al ciclo de carga mostrado en la Fig. 4.2.

De la ecuación (4.6) obtenida anteriormente se tiene que la temperatura de elevación del aceite al tiempo $t_x$ es :

$$\theta_x = e^{-\int_o^{tx} dt/\tau} \left[ \theta_i + \int_o^{tx} (\theta_u/\tau)\, e^{\int_o^{tx} dt/\tau}\, dt \right] \qquad (4.13)$$

El exponente del primer factor puede evaluárselo co-

mo sigue :

$$\int_{o}^{t_x} dt/\tau = \int_{o}^{t_1} dt/\tau_1 + \int_{t_1}^{t_2} dt/\tau_2 + \ldots + \int_{tx-1}^{t_x} dt/\tau_x$$

$$\therefore \int_{o}^{t_x} dt/\tau = \sum_{r=1}^{x} \Delta_r/\tau_r \qquad (4.14)$$

Expandiendo la parte integral del segundo factor de la ecuación (4.13) :

$$\int_{o}^{tx} \theta_u/\tau \, e^{\int_{o}^{t_x} dt/\tau} dt = \theta_{1u}/\tau_1 \int_{o}^{t_1} e^{\int_{o}^{t} dt/\tau} dt +$$

$$\theta_{2u}/\tau_2 \int_{t_1}^{t_2} e^{\int_{o}^{t} dt/\tau} dt + \ldots + \theta_{ku}/\tau_k \int_{t_{k-1}}^{t_k} e^{\int_{o}^{t} dt/\tau} dt + \ldots$$

$$\theta_{xu}/\tau_x \int_{t_{x-1}}^{t_x} e^{\int_{o}^{t} dt/\tau} dt \qquad (4.15)$$

Considerando el K-esimo término de la ecuación anterior se tiene :

$$\frac{\theta_{ku}}{\tau_k} \int_{t_{k-1}}^{t_k} e^{\int_{o}^{t} dt/\tau} dt = \frac{\theta_{ku}}{\tau_k} \int_{t_{k-1}}^{t_k} e^{\sum_{r=1}^{r(t)} \frac{\Delta r}{dt}} dt$$

$$= \frac{\theta_{ku}}{\tau_k} \int_{t_{x-1}}^{t_x} e^{\sum_{r=1}^{k-1} \frac{\Delta r}{\tau r}} e^{\sum_{k=1}^{r(t)} \frac{\Delta r}{\tau r}} dt$$

$$= \frac{\theta_{ku}}{\tau_k} e^{\sum_{r=1}^{k-1} \frac{\Delta r}{\tau r}} \int_{t_{k-1}}^{t_k} e^{\frac{t - t_{k-1}}{\tau_k}} dt$$

$$\therefore \frac{\theta_{ku}}{\tau_k} \int_{t_{k-1}}^{t_k} e^{\int_0^t dt/\tau} dt = \theta_{ku} \left( e^{\sum_{r=1}^{k} \frac{\Delta r}{\tau r}} - e^{\sum_{r=1}^{k-1} \frac{\Delta r}{\tau r}} \right) \quad (4.16)$$

Poniendo todos los términos de (4.15) en la forma dada por (4.16) se obtiene :

$$\int_0^{t_x} \frac{\theta_u}{\tau} e^{\int_0^{t_x} \frac{dt}{\tau}} dt = \sum_{r=1}^{x} \theta_{ru} \left( e^{\sum_{r=1}^{r} \frac{\Delta r}{\tau r}} - e^{\sum_{r=1}^{r-1} \frac{\Delta r}{\tau r}} \right) \quad (4.17)$$

Reemplazando (4.17) y (4.14) en (4.13) :

$$\theta_x = e^{-\sum_{r=1}^{x} \frac{\Delta r}{\tau r}} \left[ \theta_i + \sum_{r=1}^{x} \theta_{ru} \left( e^{\sum_{r=1}^{r} \frac{\Delta r}{\tau r}} - e^{\sum_{r=1}^{r-1} \frac{\Delta r}{\tau r}} \right) \right] \quad (4.18)$$

Introduciendo el símbolo

$$k'_r = e^{\sum_{r=1}^{r} \frac{\Delta r}{\tau r}}$$

La ecuación (4.18) puede escribirse :

$$\theta_x = \frac{1}{k'_x} \left[ \theta_i + \sum_{r=1}^{x} \theta_{ru} \, (k'_r - k'_{r-1}) \right] \qquad (4.19)$$

La temperatura en el paso n al finalizar el ciclo será:

$$\theta_i = \frac{1}{k'_n} \left[ \theta_i + \sum_{r=1}^{n} \theta_{ru} \, (k'_r - k'_{r-1}) \right]$$

La temperatura final $\theta_n$ es igual a la temperatura inicial $\theta_i$ del ciclo que le sigue. Reemplazando $\theta_n = \theta_i$ en la anterior ecuación y resolviendo para la temperatura inicial de elevación del aceite $\theta_i$ se obtiene:

$$\theta_i = \frac{1}{k'_n - 1} \sum_{r=1}^{n} \theta_{ru} \, (k'_r - k'_{r-1}) \qquad (4.20)$$

Si suponemos por facilidad de cálculos que la constante de tiempo es la misma en todos los pasos del ciclo de carga, el exponente de $e$ se reduce a :

$$\sum_{r=1}^{r} \frac{\Delta r}{\tau} = \frac{1}{\tau} \sum_{r=1}^{r} \Delta r = \frac{t_r}{\tau}$$

lo cual haría que las ecuaciones (4.19) y (4.20) sean equivalentes a las ecuaciones (4.11) y (4.12) respectivamente.

Para $n \neq 1$ (ecuaciones 4.19 y 4.20), el valor de $\tau_r$ para cada paso de carga se lo calcula usando la ecuación (3.56).

$$\tau_r = \tau_o \frac{\frac{\theta_{ru}}{\theta_{uo}} - \frac{\theta_{r-1,u}}{\theta_{uo}}}{\frac{W_{ru}}{W_{ao}} - \frac{W_{r-1,u}}{W_{ao}}} \qquad (4.21)$$

Siendo $\theta_{r-1,u}$ la temperatura final del ciclo anterior igual a la temperatura inicial $\theta_{ri}$ del presente ciclo.

Cabe anotar que las ecuaciones (4.19) y (4.11) sirven para calcular la temperatura del aceite correspondientes al paso de carga x del ciclo de n pasos, mientras que las ecuaciones (4.20) y (4.12) son restringidas al cálculo de la temperatura final (paso n) de un ciclo de carga repetitivo.[10]

## 4.3. PORCENTAJES DE PERDIDA DE VIDA DEL TRANSFORMADOR PARA LOS DIFERENTES TIPOS DE CARGA.

Aunque se especifique un tiempo de vida teórico para los transformadores de potencia hay que tener presen

te que los transformadores rara vez "mueren" térmicamente al fin de la vida esperada, sino que terminan ante una falla casual. Normalmente la última falla de un transformador es una falla casual debido a que el aislamiento celuloso se degrada en un gran período de tiempo hasta que dicho aislamiento están tan debilitado que solicitaciones no usuales tales como cortocircuitos, ondas de maniobra, rayos, etc. acaban con la vida del transformador.

En los laboratorios es de interés conocer la cantidad de degradamiento del material aislante en base al porcentaje de la resistencia a la tracción original, pero en la práctica la cantidad de degradamiento tolerable tiene mayor significado cuando se lo da en término del porcentaje retenido de la vida esperada (por ejemplo 20% vida esperada normal).

Usando 30 años como un tiempo promedio de vida esperada de un transformador de potencia, se tiene que para este lapso de tiempo que corresponde al 100% de la vida teórica, el transformador ha tenido carga bajo las condiciones normales de operación y no ha excedido las temperaturas del punto más caliente del devanado a carga nominal (véase Tabla 4.3).

La pérdida de vida promedio por año es :

| TIPO DE TRANSFORMADOR | Temp. de elevación promedio del devanado | Temp. ambiente | Temp. de elevacion del punto caliente | Temp. máxima del punto más caliente |
|---|---|---|---|---|
| SUMERGIDO | 55°C | 30°C | 65°C | 105°C |
| EN ACEITE | 65°C | 30°C | 80°C | 110°C |
| | 55°C | 30°C | 65°C | 95°C |
| TIPO | 80°C | 30°C | 110°C | 140°C |
| SECO | 115°C | 30°C | 145°C | 175°C |
| | 150°C | 30°C | 180°C | 210°C |

TABLA 4.3 LIMITES DE TEMPERATURA A CARGA NOMINAL DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA (3,17,18)

$$\frac{100\%}{30 \text{ años}} = 3.333\%/\text{año}$$

La pérdida de vida promedio por día es :

$$\frac{100\%}{30\ (365)} = 0{,}00913\%/\text{día}$$

Por condiciones de emergencia se considera un promedio de incremento de la pérdida de vida por año del 0,5%, y si la frecuencia de esta emergencia se asume como de una vez cada diez años, resulta que la pérdida de vida total máxima para una condición de emergencia es del 5%.

Se propone la siguiente ecuación para calcular la vida remanente de un transformador bajo condiciones normales de operación :

$$\frac{L_r}{L_o} = (1 - a)^p \qquad (4.22)$$

Donde:

$L_r$ : vida remanente en %

$L_o$ : vida original (100%)

$a$ : $\dfrac{\%\text{ de pérdida de vida promedio por día}}{100}$

$p$ : tiempo de operación en condiciones normales (días)

Para una vida media de 30 años se tiene porcentaje de pérdida de vida promedio por día de 0,00913, luego

$$a = 0{,}0000913 \text{ p.u./día}$$

Por ejemplo si se desea calcular el tiempo que se demora un transformador en alcanzar un porcentaje de vida remanente del 40%, usando la ecuación (4.22) se tiene :

$$\frac{40}{100} = (1 - 0{,}0000913)^{p}$$

Resolviendo se halla que p=10.035,585 días

$$p = 27{,}49 \text{ años}$$

Nótese que en estos cálculos se asume que la temperatura correspondiente a la pérdida de vida diaria de 0,00913% es a la temperatura del punto más caliente del devanado. Si estamos en el caso de un transformador sumergido en aceite con temperatura de elevación de 65°C, la temperatura del punto más caliente es de 110°C. Si la temperatura cambia es obvio que la tasa de pérdida de vida diaria cambia acordemente. Usando la ecuación de Arrhenius para un transformador de este tipo se tiene que la vida en horas para una temperatura constante de 110°C (véase Figura 2.3) es:

$$\text{VIDA (horas)} = \log^{-1}\left(-13.391 + \frac{6.972{,}15}{383}\right) = 65.020{,}004 \text{ horas}$$

Este período de tiempo en horas corresponde a 7.4 años y si nos basamos en una vida promedio de 30 años, lo anterior significa que a una temperatura constante de 110°C se tiene al cabo de 7.4 años una vida esperada remanente del 36.72%.

Experiencias en los laboratorios confirman que el degradamiento térmico del aislamiento celuloso a un 24.5% de la vida original retenida puede ser tolerable sin que se corra el riesgo de que el transformador "muera" ante la ocurrencia de una falla casual.

Para los fines de esta tesis se usará la curva de vida diaria (véase la Tabla 4.4) de un transformador de potencia sumergido en aceite para las condiciones normales de operación y sin exceder la temperatura del punto más caliente es :

$$\frac{100}{7.42 \times 365} = 0{,}0369\%$$

## 4.4. ANALISIS ECONOMICO DE LA PERDIDA DE VIDA DE UN TRANSFORMADOR.

Bajo condiciones normales de operación, un transformador de potencia debe tener una vida esperada de por lo menos 30 años. En la práctica los transformadores pueden operar arriba o debajo de los valores no-

| CLASE DE CARGA | TIEMPO DE DURACION | PERDIDA DE VIDA POR DIA |
|---|---|---|
| VIDA ESPERADA NORMAL | - | 0,0369% |
| EMERGENCIAS DE CORTA Y LARGA DURACION | 6 meses (130 ds. de emergencia) | 0,1154% |
| | 1 mes (22 días de emergencia) | 0,4544% |
| | 1 semana (5 días de emergencia) | 0,700% |
| | 2 horas o 1 día de emergencia) | 1,500% |

TABLA 4.4 PERDIDAS DE VIDA DIARIA DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA SUMERGIDOS EN ACEITE.[7]

minales de placa, por lo que la forma en que se lo cargue depende mucho de las condiciones de servicio y del criterio que decidan los ingenieros de planificación. Al construir una nueva subestación se escogen transformadores que tengan capacidades convenientes para una proyección futura de la carga que puede ser de 10 a 20 años, teniendo en cuenta diversos factores económicos en cuanto a instalación se refiere, costo de las pérdidas, costo de la unidad en dólares por KW y confiabilidad de servicio. El considerar un tiempo de vida teórico de 30 años satisface los requerimientos económicos de una Empresa Eléctrica. La vida esperada total de un transformador considerando una pérdida de vida adicional puede ser calculada usando la siguiente ecuación[6]:

$$E = \frac{n - p}{nr + 1} + p \qquad (4.23)$$

Donde:

E: vida total esperada de un transformador en años.

n: vida nominal de un transformador sin considerar pérdidas de vida adicionales. En este caso n = 30 años.

p: número de años que el transformador ha operado sin sobrecarga y en condiciones normales de operación (sin pérdida de vida adicional).

r: pérdida de vida adicional por año del transformador dada en p.u. que ocurre después de haber operado normalmente durante p años.

Por ejemplo, se desea calcular la vida esperada total de un transformador que ha operado en condiciones normales durante los 10 primeros años, luego del cual se sobrecarga sosteniendo una pérdida de vida adicional de 2% (0,02 p.u.) por año.

$p = 10$

$n = 30$

$r = 0,02$

La vida teórica que le espera a este transformador será :

$$E = \frac{30 - 10}{1 + 0,02\ (30)} + 10 = 22.5 \text{ años}$$

El costo anual del capital invertido puede ser estimado multiplicando el costo del transformador, sus accesorios, controles y costo de instalación por el nivel de carga anual. Se consideran también factores tales como la depreciación, impuestos, costos de operación y mantenimiento, gastos administrativos y otros en general. En la Tabla 4.5 se muestra el costo de los factores antes mencionados para subestacio

| | PORCENTAJE DE RECOBRO | |
|---|---|---|
| | GENERACION | TRANSMISION |
| Costo del Capital | 7,7% | 8,1% |
| F.I.T. | 3,1 | 2,2 |
| Depreciación | 4,1 | 3,3 |
| Impuestos | 3,0 | 2,8 |
| Seguro | 0,1 | 0,0 |
| Operación y Mantenimiento | 6,0 | 2,0 |
| Administración y Otros | 0,5 | 0,3 |
| T O T A L : | 24,5 % | 18,7 % |

TABLA 4.5 COMPARACION DE LOS PORCENTAJES DE COSTOS ANUALES TIPICOS DE LOS SISTEMAS DE GENERACION Y TRANSMISION.[6]

mal esperada. Esta pérdida de vida adicional influye en el costo de operación por las siguientes razones :

1) Además de reducir la vida del transformador, incrementa el costo de la depreciación.

2) Se incrementa el costo de las pérdidas del transformador el operar con cargas arriba de la nominal.

El incremento de la depreciación se refleja en el costo total anual

$$C\,C_2 = (C\,C_1 + r) \text{ en p.u/año} \qquad (4.25)$$

Según la Tabla 4.5 el valor de $C\,C_1$ sería en este caso 0,187 p.u. Normalmente el costo de las pérdidas se computa por la suma del costo de sus componentes: costo de las pérdidas en vacío y el costo de la pérdida con carga. Se sugiere las siguientes fórmulas para calcular estas pérdidas :

Costo de las pérdidas en vacío, en dólares por año ($C_V$).

$$C_V = NL \left[ 234.32 + 154,56\ (C\ C) \right] \qquad (4.26)$$

Costo de las pérdidas con carga, en dólares por año ($C_C$).

nes pertenecientes a sistemas de generación y transmisión.

Cabe anotar que la depreciación se incrementa con la pérdida de vida adicional de un transformador. Este incremento de la depreciación por años es :

$$D_r = \left( \frac{1}{n} + r \right) \times 100 \qquad (4.24)$$

Donde:

r : pérdida de vida adicional del transformador en p.u/año.

$D_r$: costo de la depreciación por año considerando la pérdida de vida adicional r.

n : vida nominal del transformador en condiciones normales de operación, n=30 años.

La depreciación mostrada en la Tabla 4.5 se la ha calculado considerando que la pérdida de vida adicional del transformador es nula (r=0).

$$D_r = \frac{1}{30} \times 100 = 3.3\%$$

La carga más económica de los transformadores pueden determinársela asignando una moderada pérdida de vida adicional por año que se sumará a la pérdida nor-

$$C_C = K^2 (L\ L) \left[ 108,56 + 146,86 (C\ C) + 39,02 (L\ F) + 91,04 (L\ F)^2 \right] \quad (4.27)$$

Donde:

NL = KW de pérdida sin carga (a voltaje nominal)

LL = KW de pérdida con carga a los valores de placa del transformador.

$$K = \frac{\text{Pico de carga máximo}}{\text{Carga Nominal}}$$

CC = Costo anual de la carga del sistema de transmisión.

LF = factor de carga anual de la carga del transformador.

En las Figuras 4.3 y 4.4 se presentan dos modelos como base para un análisis económico. El modelo de la Fig. 4.3 es útil cuando se desea instalar un nuevo transformador para servir a una carga en crecimiento o cuando se mantiene el mismo transformador pero sobrecargado con una moderada pérdida de vida adicional. En la Fig. 4.4 se presenta un modelo que representa la situación de una moderada pérdida de vida adicional justificada por los beneficios económicos de una sobrecarga.

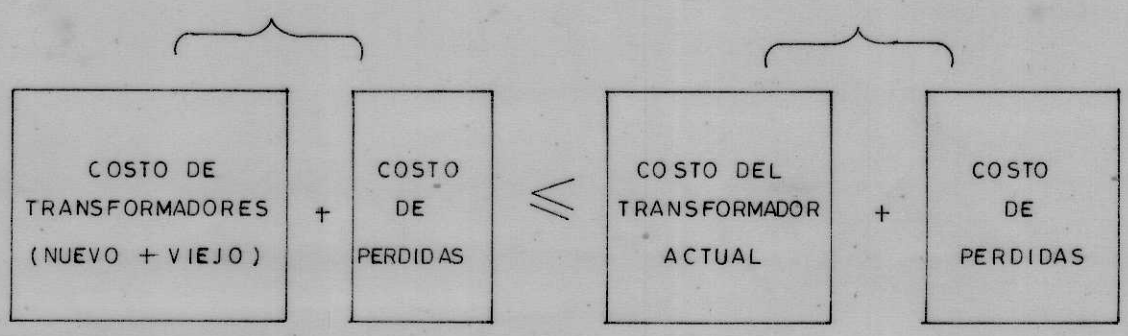



FIGURA 4.3. MODELO EN EL CUAL EL CAMBIO DE TRANSFORMADOR JUSTIFICA EL COSTO QUE INVOLUCRA UN AUMENTO ACELERADO DE LA PERDIDA DE VIDA DE UN TRANSFORMADOR.(6)

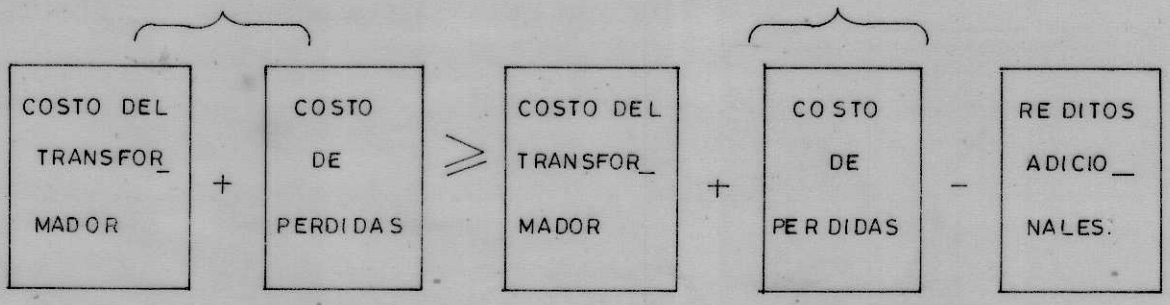



FIGURA .4.4. MODELO EN EL CUAL LA GANANCIA ADICIONAL JUSTIFICA LA PERDIDA DE VIDA DE UN TRANSFORMADOR.(6)

## 4.5. ALTERNATIVAS RECOMENDABLES CUANDO EXISTE SOBRECALENTAMIENTO.

Un transformador con su sistema de aislamiento debidamente mantenido está preparado para soportar una serie de inconvenientes que pueden repetirse diariamente tales como ondas de maniobra, cortocircuitos de poca intensidad, descargas atmosféricas, etc., cosa que no ocurriría si es que el transformador tiene su sistema de aislamiento dañado debido a un inadecuado mantenimiento.

Para dar un adecuado mantenimiento a la unidad con el fin de asegurarle una larga vida se requiere conocer las características básicas del aislamiento celuloso del transformador.

### PROBLEMAS INHERENTES DEL AISLAMIENTO CELULOSO

Se tiene aislamiento celuloso en todos los tipos de transformadores (secos y sumergidos en aceite) y se considera que es la parte más débil del sistema de aislamiento. En la Figura 4.5 se ilustra como el envejecimiento de un transformador actua de manera similar a un reactor. El desarrollo del deterioramiento de un compuesto celuloso comienza con el calentamiento de dicho aislamiento sólido ante algún indicio de humedad, de tal forma que la humedad en combi

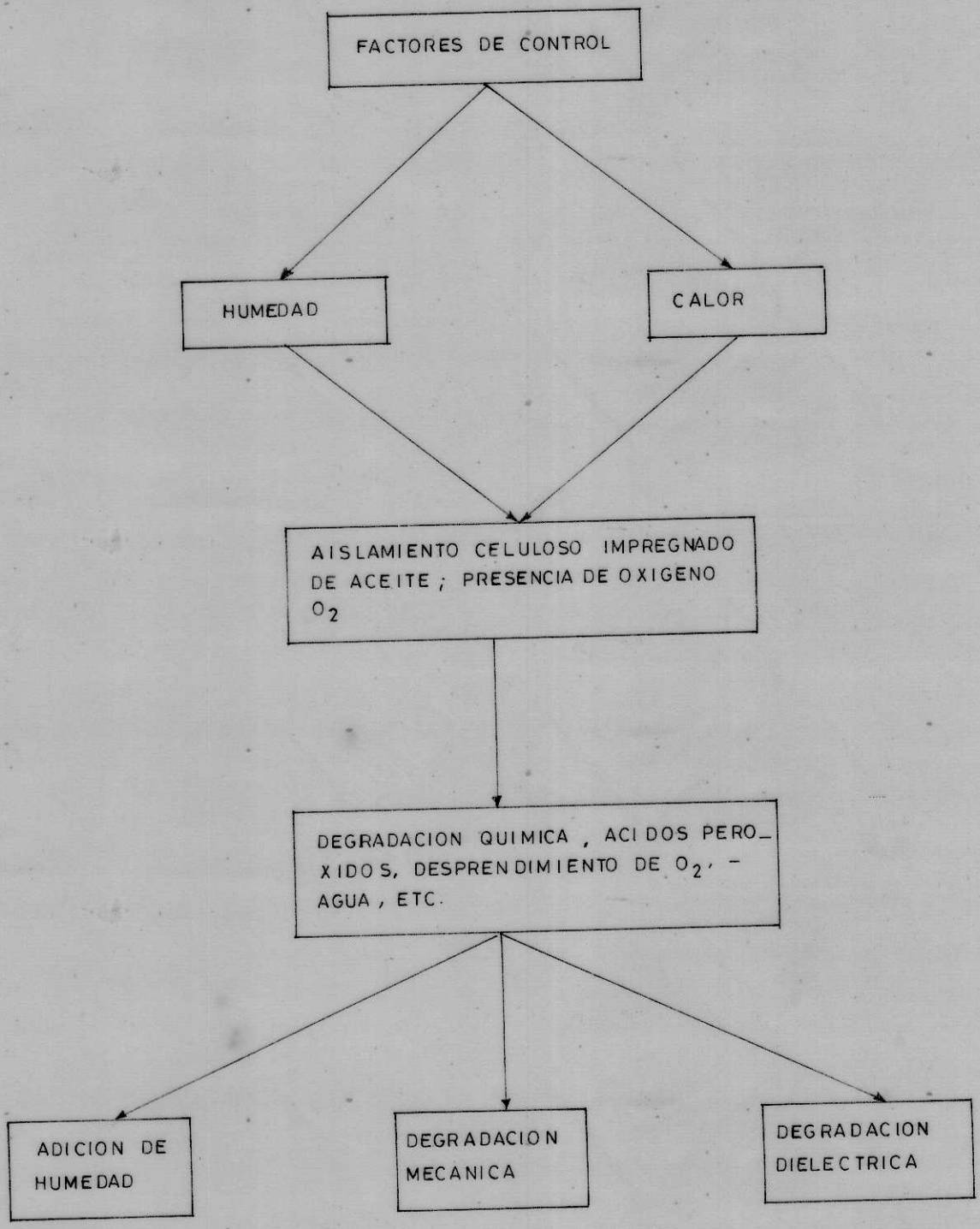



FIGURA. 4.5. ACCION DEL CALOR Y LA HUMEDAD EN EL DESARROLLO DE LA DEGRACION DE UN COMPUESTO CELULOSO.[3]

nación con el calor destruirán el aislamiento.

La forma de reaccionar el aislamiento celuloso ante los efectos de la humedad, la oxidación y el calor, hacen que sea considerado la parte más débil del sistema de aislamiento y su degradamiento puede ser controlado pero jamás eliminado.

Efecto de la humedad

La celulosa tiene una fuerte afinidad para el agua (higroscopicidad). Hay que reconocer que la estructura molecular de una celulosa está formada por glucosas y que por lo tanto es posible que libere grupos hidróxido (OH), los cuales forman la humedad ante un proceso catalizador como el calor. De aquí que la humedad disponible no sólo se produce durante la fabricación (0,25% a 1% por peso) sino que también es debida a la degradación térmica durante la vida de servicio.

La humedad puede ser absorbida físicamente en la superficie y en la estructura capilar resultando muchas veces en un hinchamiento de la fibra celulosa. Químicamente la humedad se adhiere a la celulosa formando una débil estructura de enlace molecular debido a los grupos oxidrilos (OH). La presencia de la

humedad incrementa la tasa de envejecimiento, por lo que la higroscopicidad representa una dificultad tanto en la fabricación como en el mantenimiento de los transformadores, y hasta la presente, no ha sido posible conseguir una unidad que esté libre de la humedad. Calentando el aislamiento a temperaturas entre los 100°C y 120°C se puede secar el aislamiento celuloso, pero se corre el peligro de degradarlo químicamente.

EFECTO DE LA OXIDACION

El problema de la oxidación es normalmente asociado con el deterioro del medio aislante líquido, tal como el aceite, para los transformadores sumergidos en aceite. Respecto al aislamiento sólido (celulosa), el oxígeno viene de la atmósfera o es liberado de la misma celulosa por el efecto del calor, siendo acelerada la oxidación por la presencia de ciertos productos (compuestos polares), tales como ácidos, peróxidos y agua.

El papel kraft es extremadamente poroso (85-95 por ciento de aire) puede absorber hasta un 10 por ciento del aceite del transformador. Por esta razón el degradamiento de la celulosa comienza inmediatamente, arrancando desde el momento en que se llena de aceite la unidad. Los ácidos volátiles, peróxidos y a-

gua son también absorbidos por el aislamiento celulo so hasta su nivel de saturación, causando un gran efecto destructivo en su estructura y en general el deterioro comienza mucho antes de que una prueba del aceite de indicios del problema. La oxidación puede atacar la molécula celulosa en uno o más de sus enlaces moleculares, originando este cambio químico como resultado final el desprendimiento de más compuestos polares y todavía la formación de más agua.

EFECTO DEL CALOR

Aproximadamente el 90 por ciento del deterioro celuloso tiene su orígen térmico. Las elevadas temperaturas aceleran el envejecimiento reduciendo sus fortaleza mecánica y dieléctrica; produciéndo a su vez efectos secundarios que incluyen la descomposición del papel (depolimerización), producción de agua, materiales ácidos, y gases. Si existe algo de agua cuando el calor es generado, se acelera el proceso de envejecimiento.

Recientes evidencias indican que el sobrecargar un transformador con temperaturas del punto más caliente del devanado mayores a 140°C, se produce la formación de burbujas de gas, causando debilitamiento en el dieléctrico (puede precipitarse un salto de arco) y la

ocurrencia de una falla prematura.

La degradación térmica es función del tiempo, temperatura y de la cantidad de humedad inicial del sistema de aislamiento. Desafortunadamente la temperatura no es uniforme en todas las partes de un transformador, estimándose que las dos terceras partes del calor existente, está localizado en las bobinas.

Sin importar la presencia del oxígeno, las altas temperaturas aceleran el deterioro del aislamiento sólido de cualquier tipo de transformador. En el calentamiento se rompen los enlaces de la molécula celulosa (glucosa) produciendo la formación de agua, originando a su vez nuevas fisiones moleculares al debilitarse los enlaces de hidrógeno de las cadenas moleculares de la fibra púlpica. Así, cuando la celulosa de un transformador sumergido en aceite es sometida al calor, de su deterioro resulta la formación de agua, ácidos, dióxido de carbón y monóxido de carbono.

Para propósitos de deshidratación, la determinación de la temperatura límite de calentamiento (sin que se afecten las propiedades mecánicas y dieléctricas) más segura del aislamiento celuloso continúa siendo el mayor problema de los diseñadores y fabricantes, pero se sabe que los cambios físicos y químicos que

se producen al romperse las cadenas estructurales, dependen principalmente de la temperatura del punto más caliente del devanado.

ALTERNATIVAS RECOMENDABLES EN EL SOBRECALENTAMIENTO

El sobrecalentamiento es extremadamente perjudicial para los transformadores ya que afecta su sistema de aislamiento produciendo las consecuencias antes mencionadas. Del sobrecalentamiento de una unidad son responsables tanto los fabricantes como los operadores/dueños de un transformador, por las siguientes razones :

a) Los fabricantes de transformadores durante varias décadas han diseñado unidades con el propósito de obtener un máximo KVA por libra de material utilizado, alcanzándose cada vez mayores temperaturas en el funcionamiento. Puesto que los transformadores actuales, particularmente en los nuevos diseños, el sobrecalentamiento y las solicitaciones son mayores, es imperativo que existan medidas preventivas para evitar un temprano retiro de la unidad.

b) Muchos operadores/dueños de un transformador han abusado seriamente de sus unidades sin la menor consideración. Esto es, han puesto a operar sus

unidades con aceites lodosos, sobrecargas, válvulas dañadas de los radiadores, pinturas exteriores obscuras del tanque, sempertines para el agua de enfriamiento atascados y mal funcionamiento de manómetros, termocuplas y otros aparatos de medición.

En un transformador sumergido en aceite, la fortaleza dieléctrica del papel celuloso impregnado en aceite puede reducirse cuando está sometido a un excesivo calor. Dependiendo de la temperatura, tiempo de exposición y del secado inicial del transformador, las glucosas se deterioran originando la formación de agua ($H_2O$) y dióxido de carbono ($CO_2$). Si el devanado del transformador no está lo suficientemente seco, los productos celulosos descompuestos actúan como catalizadores que promueven y aceleran las posteriores degradaciones de la celulosa que son evidentes al incrementar su fragilidad o carbonización.

Un punto importante que necesita ser enfatizado es el referente a la temperatura del punto caliente. Las temperaturas de elevación del punto caliente del devanado sobre la temperatura ambiente está dado por la ecuación (3.39) para los transformadores sumergidos en aceite y por la ecuación (3.50) para los transformadores secos, especificándose estas temperaturas

de elevación para el 100% de carga (véase la Tabla 4.3). Por ejemplo, para el caso de un transformador sumergido en aceite con temperatura de elevación promedio del devanado de 65°C, su temperatura de elevación del punto más caliente será de 65°C más 15°C (gradiente de temperatura), o sea de 80°C de elevación sobre la temperatura ambiente. Para cargas menores y mayores que la nominal el gradiente de temperatura del punto caliente toma valores menores y mayores respectivamente de 15°C. Así se ha determinado que para sobrecargas entre 125 a 150 por ciento, el punto caliente del devanado puede ser hasta 50°C mayor que la temperatura del tope del aceite. La Figura 4.6 muestra la relación entre las temperaturas de estado estable del punto más caliente del devanado y la temperatura del tope del aceite de un transformador de mediana potencia con temperatura de elevación de 65°C.

Hay que tener presente, que mientras se sobrecalientan las unidades, se sacrifica la vida del transformador, cosa que jamás podrá ser recuperada. Se sugiere las siguientes alternativas para las situaciones de sobrecalentamiento del transformador :

1) Ignorar la situación

Esta es una solución no viable desde el punto de

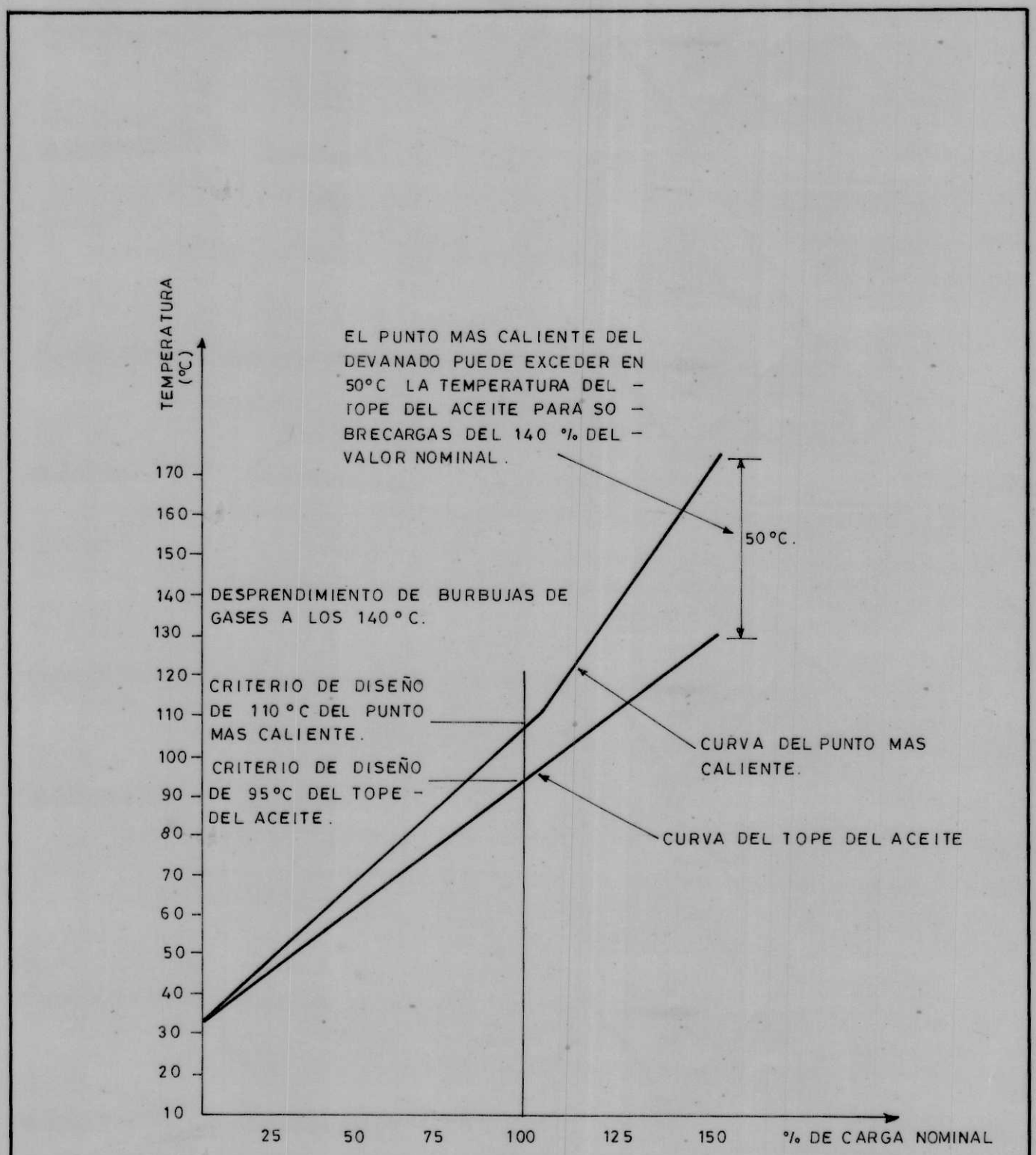



FIG. 4. 6. RELACION TERMICA DE UN TRANSFORMADOR DE MEDIANA POTENCIA SUMERGIDO EN ACEITE.[3]

vista económico. Al sobrecalentar un transformador con este criterio, no sería nada raro que pueda ocurrir una falla de la unidad en el momento menos previsto.

2) Reemplazo de los tubos de enfriamiento por otros de mayor capacidad.

En los transformadores localizados en medios ambientes clorados, caústicos y marinos, para evitar el rápido deterioro de los bancos de tubos de enfriamiento se repintan unas tres veces al año aproximadamente, y de todas maneras hay la necesidad de cambiarlos después de unos siete años de haber estado sometido al ataque corrosivo. El reemplazo de los tubos por otros de mayor capacidad resulta más caro e involucra una paralización adicional de la unidad.

3) Compra de ventiladores para incrementar el enfriamiento forzado de aire.

Si no hay disponibilidad de agua, se pueden comprar ventiladores para enfriar el transformador en los casos aislados de emergencia. Con el uso de ventiladores adicionales se puede obtener una limitada cantidad de enfriamiento, pero de todas manera se alivia un poco el sobrecalentamiento de

la unidad.

4) Adición de transformadores móviles en paralelo con las unidades existentes.

Otra alternativa es colocar unidades móviles en paralelo con los transformadores existentes de tal forma que compartan algo del incremento de carga. Sin embargo, existe el problema que esta solución es limitada a situaciones en donde los transformadores existentes, se recargan sólamente en períodos de tiempos limitados y poco frecuentes.

5) Compra de otro transformador de mayor capacidad.

Debido al incremento del costo de la energía, el reemplazo de la unidad antigua existente por un nuevo transformador de mayor capacidad es una buena alternativa, ya que al incrementarse la eficiencia puede tenerse ahorros considerables en la energía consumida. El tener un transformador de mayor capacidad también implica las siguientes ventajas :

- Se reduce la regulación de voltaje
- Mejoramiento de las características de arranque de los motores.
- Se incrementa la confiabilidad del sistema

- Existe una mayor capacidad adicional para condiciones de emergencia.

Sin embargo, los transformadores que son relativamente nuevos (hasta diez años de vida útil), esta alternativa podría resultar muy onerosa, además de requerirse de un nuevo programa de operación y de la paralización durante el tiempo que dure la instalación del nuevo equipo.

6) Rociamiento con agua de los transformadores

Aunque la pulverización con agua de las unidades probablemente jamás será aceptada como una técnica estándard, ha sido utilizada como una solución para enfriar los transformadores en los días extremadamente calientes. Obviamente esta técnica tiene sus limitaciones. Por ejemplo, la disponibilidad limitada de agua en el sitio del transformador, así como también representa un inconveniente la calidad de agua utilizada. Es muy probable que la corrosión gradual u oxidamiento de la unidad puede afectar adversamente la operación normal del transformador.

7) Utilización de un sistema de enfriamiento externo de aceite forzado.

Esta alternativa involucra el uso de un sistema

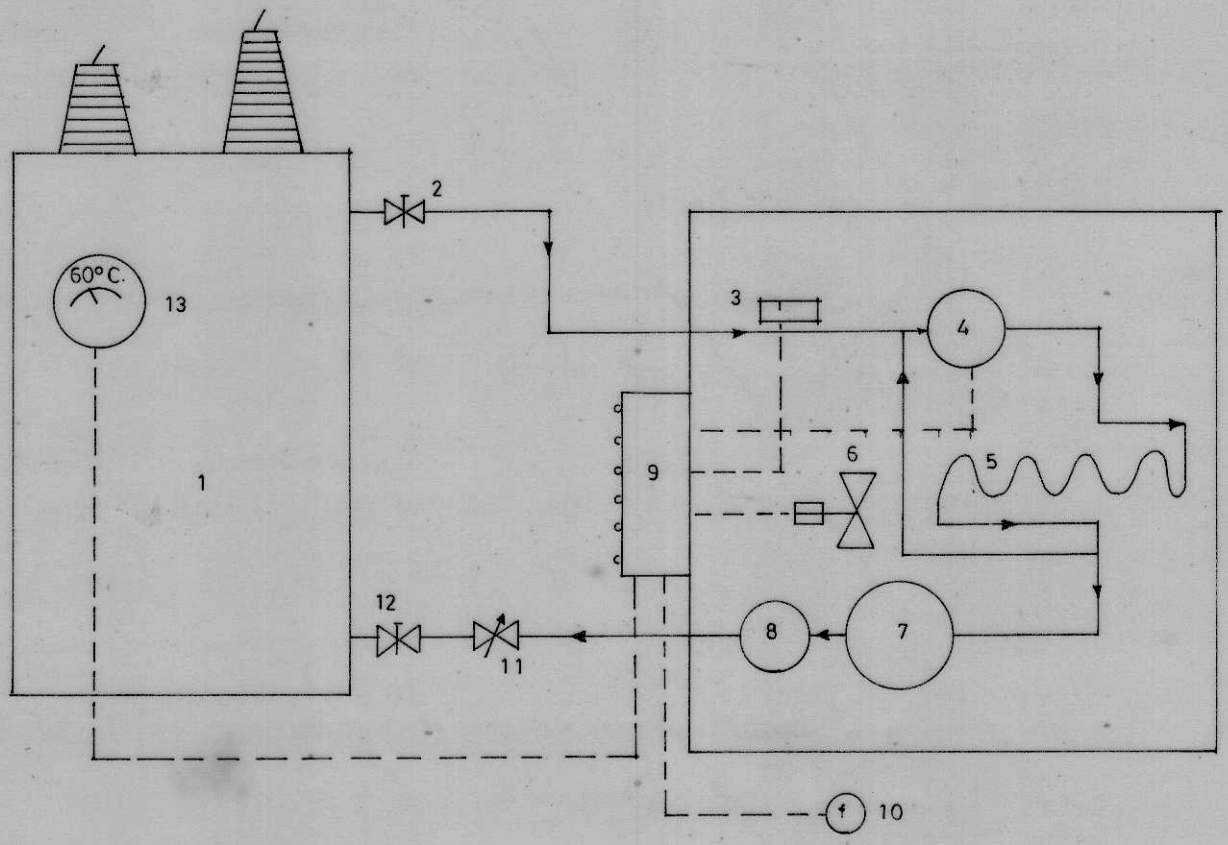
de enfriamiento externo forzado, diseñado para utilizarse en transformadores energizados con el propósito de disipar una gran parte del calor disminuyendo la temperatura del tope del aceite del transformador sobrecalentado, a un valor que incluso puede ser menor que la carga nominal (en los modernos transformadores la temperatura del tope del aceite al 100% de la carga nominal es de 95°C). Este sistema auxiliar de enfriamiento puede ser una solución permanente o temporal para el problema de sobrecalentamiento utilizando el principio de convección forzada para optimizar la eficiencia. Además de su fácil instalación, requiere poco mantenimiento y puede ser fácilmente transportado al lugar donde esté el transformador en el caso de alguna emergencia.

De todas las alternativas enunciadas anteriormente, la opción 7 parece ser la mejor solución para el sobrecalentamiento. El sistema de enfriamiento para que sea efectivo, debe ser diseñado de tal forma que cuando el transformador opera a carga nominal su temperatura del tope del aceite disminuya a un valor de 60°C. A esta temperatura de operación se ha maximizado la vida del transformador. Esto no significa que el transformador esté "libre de falla" sino que el calor (con cantidades infinitesimales de oxígeno

y agua) es el principal destructor del aislamiento celuloso del transformador y al mantener la temperatura del tope del aceite a un valor máximo de 60°C se pueden obtener grandes dividendos.

El sistema externo de enfriamiento forzado de aceite no es otra cosa que un intercambiador de calor diseñado para sacar el calor de los líquidos aislantes usados en los transformadores.

En el sistema típico de la Figura 4.7, el aceite es bombeado a través del intercambiador de calor del sistema donde es enfriado por el aire del ambiente a través de finos serpentines, luego de enfriado pasa por un separador de aire (por algún incidente puede introducirse aire) y después por un filtro para llegar finalmente a la válvula inferior del transformador.




1 : TRANSFORMADOR

2 : VALVULA CON FILTRO DE PRESION DEL TOPE

3 : INTERRUPTOR DE FLUJO

4 : BOMBA DE ACEITE CALIENTE

5 : INTERCAMBIADOR DE CALOR

6 : ALIVIADOR DE CALOR

7 : PURGADOR DE AIRE

8 : FILTRO

9 : CAJA DE CONTROL CON LUCES INDICADORAS

10 : FUENTE DE PODER

11 : VALVULA CHEQUE

12 : VALVULA INFERIOR DE DRENAJE

13 : CONTROLADOR TERMOSTATICO.

FIG. 4.7. – SISTEMA TIPICO DE ENFRIAMIENTO EXTERNO FORZADO DE ACEITE.[3]

# CAPITULO V

# CALCULOS POR COMPUTADORA DE LA PERDIDA DE VIDA POR SOBRECARGA

## 5.1. DESCRIPCION GENERAL

Básicamente el programa desarrollado, calcula la vida esperada del aislamiento de un transformador de potencia en base a los datos de curvas diarias de carga y las curvas de envejecimiento definidas por la ley de Arrhenius. El análisis de un ciclo diario de carga requiere determinar las temperaturas del punto más caliente del devanado para cada hora del día, para luego usar estos valores en el cálculo del envejecimiento térmico, utilizando las fórmulas de Arrhenius. Los parámetros de estas fórmulas son obtenidos de curvas de envejecimiento determinadas experimentalmente para el tipo de aislamiento dado.

Para el cálculo de las temperaturas del tope del aceite primero se determinan las temperaturas de estado estable y luego las temperaturas transientes considerando las variaciones de carga. Al finalizar cada hora se suman los valores respectivos de temperatura ambiente, temperatura transiente del tope del aceite y el gradiente de temperatura de elevación del devanado, obteniéndose así la temperatura del

punto más caliente. Puesto que el envejecimiento es un proceso acumulativo la pérdida de vida durante el día típico es igual a la suma de las pérdidas de vida en cada hora del ciclo diario de carga. Finalmente, se calcula el acumulado total de la pérdida de vida, considerando cada uno de los años en que se tiene registros de operación.

Hay varios factores básicos que afectan la habilidad de un transformador para llevar una sobrecarga :

a) Factor de carga
b) Factor de pérdidas
c) Carga máxima (magnitud y duración)
d) Temperatura ambiente
e) Secuencia del ciclo de carga
f) Frecuencia con que ocurre la sobrecarga, en atención al sobrecalentamiento que produce.
g) Condiciones del aceite del transformador.

La vida de un transformador se estima por las tablas de la FPC (Federal Power Commission) en 33 años.

Según el reglamento para la fijación de las tarifas de los servicios eléctricos de INECEL, el tiempo de vida está comprendido entre 25 y 40 años. Para el presente trabajo se ha considerado razonable estimar un tiempo de vida promedio de 30 años.

El programa requiere como datos de entrada lo siguiente :

- Peso del núcleo y los devanados en lbs.
- Peso del tanque y los accesorios en lbs.
- Peso del aceite en lbs.
- Pérdidas en vacío y a plena carga
- Capacidad nominal del transformador
- Tipo de enfriamiento
- Tiempo de vida esperada teórico (determinado por el fabricante o por la Empresa Eléctrica).

- Temperatura promedio de elevación del devanado medida por el método de la resistencia (55 ó 65°C).

- Temperatura de elevación del tope del aceite a carga nominal. Debido a que no todo los fabricantes dan este dato, si no se logra obtener se da como entrada un valor cero y el programa trabaja con valores típicos de esta temperatura.

- Número de años que se tienen registros de operación.

- Número de días de operación típicos del año respectivo. Se acepta un máximo de 365 días en el año.

- Número de años que el transformador ha operado en condiciones normales de operación.

- Carga en MVA durante las 24 horas del ciclo diario de carga.

- Temperatura ambiente durante las 24 horas del día de operación.

Usando las ecuaciones mostradas en la sección 5.3 se determina lo siguiente :

- Cálculo de las temperaturas transientes del tope del aceite para cada 10 minutos durante el día de operación.

- Cálculo de la temperatura del punto más caliente del devanado para cada hora, durante el día de operación.

- Cálculo del envejecimiento relativo y la pérdida de vida para cada hora del día de operación típico.

- Porcentaje de pérdida de vida diario real, determinando si ha sufrido una disminución de su vida esperada normal.

- Determinación de la hora en que se ha sobrecargado el transformador sin exceder las temperaturas máximas permisibles.

- Determinación del porcentaje de pérdida de vida anual, considerando el número de días para los cua-

les se ha corrido el programa.

- Cálculo de la pérdida de vida total del transformador acumulada durante los años de estudio (tiempo en que se tienen registros de operación). En base a la vida consumida se determinan las posibles vidas restantes (en años) considerando diferentes situaciones de carga para los próximos años.

- Vida restante en años considerando una futura sobrecarga. Además de la magnitud de la sobrecarga, es también importante las cargas del transformador ya que de ellas depende la temperatura que alcance y de ésta, el tiempo máximo posible de sobrecarga.

## 5.2. CONVERSION DEL CICLO DE CARGA EFECTIVO A UNO EQUIVALENTE.[17,18]

El ciclo normal de carga de los transformadores de potencia consiste en una carga relativamente baja durante la mayor parte del día, con una o más crestas cuya duración puede ser de unos pocos minutos o unas horas. Bajo estas condiciones, puede permitirse que un transformador conduzca durante el período de cresta cargas superiores a la de su capacidad nominal para servicio permanente con ventilación natural.

Esto es así porque la temperatura interior del transformador aumenta en forma relativamente lenta debido a las propiedades de acumulación de calor del transformador.

Un ciclo de carga diario puede representarse como un simple diagrama rectangular consistente en una carga inicial y una carga cresta como el de la Figura 5.1. El ciclo de carga real no es tan sencillo y fluctua como lo indica la línea contínua de la Figura 5.2.

Con el fin de utilizar una guía de carga, el ciclo de carga real debe convertirse en el equivalente de un ciclo térmico, es decir, un ciclo sencillo de carga, de forma rectangular, como se muestra por la línea de trazos. Esta conversión se efectúa en dos pasos :

a) CARGA DE CRESTA :

Utilizando la fórmula siguiente se puede obtener una aproximación de la carga de cresta equivalente o el valor rms del ciclo diario de carga.

$$\text{carga de cresta equiv.} = \frac{\sqrt{L_1^2 t_1 + L_2^2 t_2 + .... + L_n^2 t_n}}{\sqrt{t_1 + t_2 + ..... + t_n}} \quad (5.1)$$

en la que $L_1$ , $L_2$ , etc. son las distintas cargas expresadas en por ciento, en por unidad, en valo-

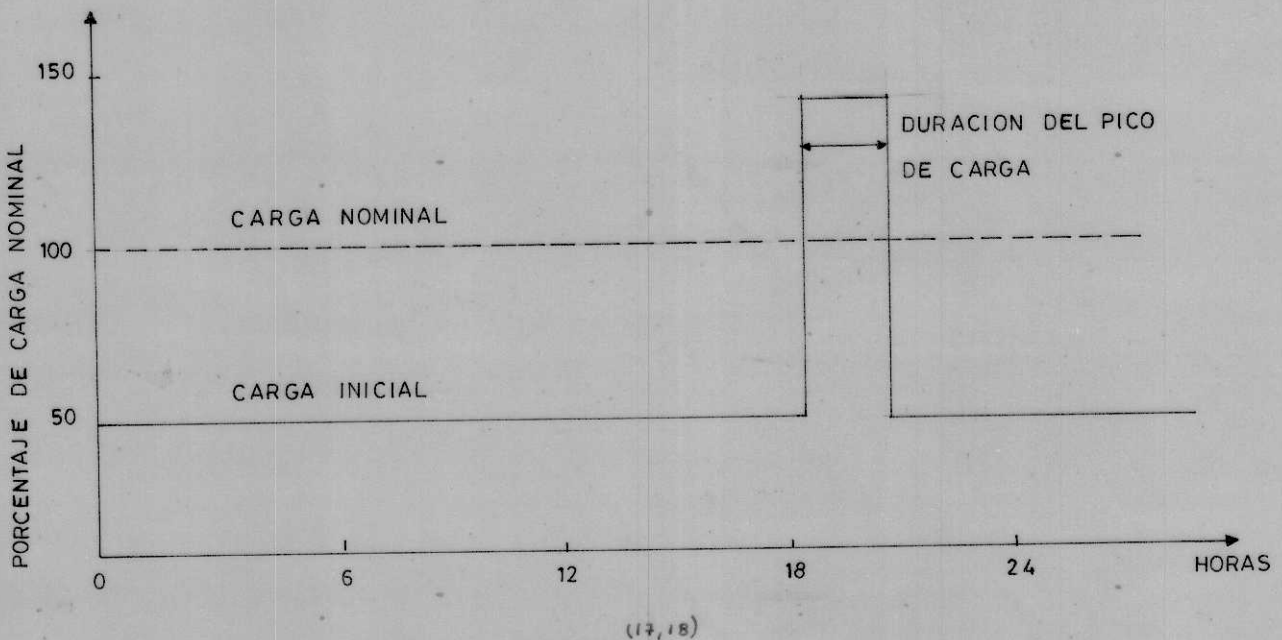



FIG. 5.1. CICLO DE CARGA ASUMIDO [17,18]

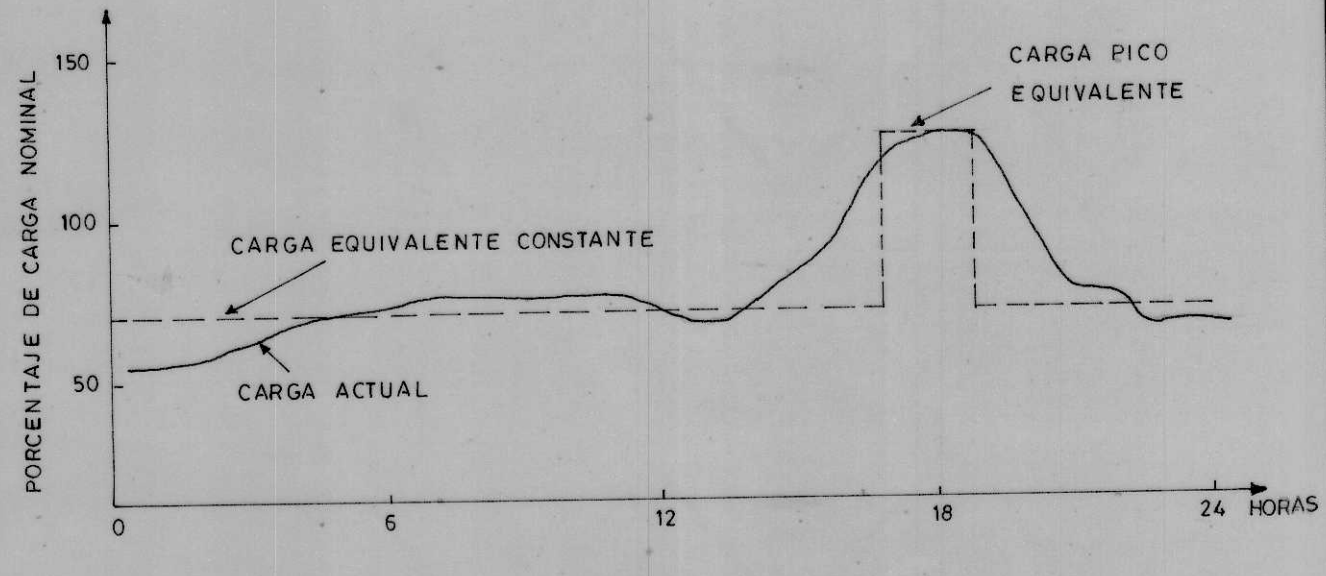



FIG. 5.2. CICLO DE CARGA REAL [17,18]

res reales de la potencia aparente, y $t_1$ , $t_2$ , etc son los intervalos de duración de estas cargas, respectivamente. La duración calculada de la cresta influye considerablemente sobre la carga eficaz de cresta. Cuando se calcula en exceso la duración de la cresta, la carga eficaz de cresta puede ser considerablemente menor que la demanda máxima correspondiente. En la figura 5.2, la carga de cresta equivalente según el cálculo es de 140 por ciento de la capacidad nominal del transformador durante un período de una hora.

b) CARGA INICIAL :

La carga rms inicial equivalente puede obtenerse de la ecuación (5.1) escogiendo un perído conveniente que precede al pico de carga. Por experiencia del estudio de cargas se considera un período de 12 horas antes de la ocurrencia del pico de carga. En la ecuación (5.1) se sugiere intervalos de duración (t) de una hora para una mayor simplificación, resultando :

$$\text{carga inicial equivalente} = \frac{\sqrt{L_1^2 + L_2^2 + \ldots\ldots + L_n^2}}{\sqrt{12}}$$

$$\therefore \text{ carga inicial equiv.} = 0.29 \quad L_1^2 + L_2^2 + \ldots\ldots + L_n^2 \qquad (5.2)$$

donde $L_1$, $L_2$, etc. es la carga promedio tomada en lecturas, a intervalos de una hora durante el período de 12 horas que precede a la carga cresta. En la figura 5.2 este valor sería el 70 por ciento de la capacidad nominal del transformador.

En vez de usar el ciclo de carga equivalente de dos pasos de cargas recomendado por las guías de carga, se ha utilizado el método que usa los 24 valores de carga en MVA para calcular la tempeatura del punto más caliente del devanado, en cada hora del día típico.

Para cada día típico el programa calcula la carga RMS del ciclo de carga usando la ecuación (5.1) y las temperaturas y las pérdidas de vida diaria que se tendrían si se tuviese durante todo el día dicha carga equivalente.

## 5.3. ECUACIONES PARA EL CALCULO DE TEMPERATURAS Y PERDIDA DE VIDA EN LOS TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN LIQUIDO Y DEL TIPO SECO.

El método a seguir para el cálculo de las temperaturas del aceite y del devanado, toma en cuenta las fórmulas dadas por ANSI, puesto que ellas representan un concenso industrial.

Las ecuaciones usadas en el programa para calcular las temperaturas son las siguientes :

a) ESTADO ESTABLE :

Temperatura de elevación del tope del aceite para carga constante.

$$\theta_u = \theta_{uo} \left( \frac{1 + SL^2M}{1 + S} \right)^n \qquad (5.1)$$

Donde :

$\theta_u$ = Temperatura de elevación final del tope del aceite sobre la temperatura ambiente, para cualquier condición de carga.

$\theta_{uo}$ = Temperatura de elevación final del tope del aceite sobre la temperatura ambiente a carga nominal (valor determinado por los fabricantes).

$S = W_{co}/W_{ci}$ , relación de pérdidas del devanado con respecto a las pérdidas en el núcleo a valores nominales.

L = Carga en p.u. con respecto a una base igual a los KVA nominales.

M = Factor de corrección resistivo debido a la variación de temperatura.

n = Exponente de la temperatura de elevación (a excepción del tipo de enfriamiento FOA las pérdidas son una función exponencial igual a $K\theta^{1/n}$). Según la Tabla 3.2 el valor de n es 0.8 para transformadores autoenfriados (OA); 0.9 para transformadores con enfriamiento forzado de aire (FA); 1.0 para transformadores con enfriamiento forzado de aceite y de aire (FOA) o de triple capacidad.

Temperatura de elevación del punto más caliente del devanado sobre la temperatura del tope del aceite.

$$\theta_g = \theta_{go} (L^2M)^m \qquad (5.2)$$

donde:

$\theta_g$ = Gradiente de temperatura del punto más caliente del devanado a la carga L.

$\theta_{go}$ = Gradiente de temperatura del punto más caliente del devanado a carga nominal.

m = 0.8 para transformadores autoenfriados y con enfriamiento forzado de aire.

= 0.9 para transformadores con enfriamiento forzado de aceite y de aire.

Temperatura del punto más caliente del devanado para condiciones de carga constante.

$$\theta_{whs} = \theta_a + \theta_u + \theta_g \qquad (5.3)$$

donde:

$\theta_a$ = Temperatura ambiente

$\theta_u$ y $\theta_g$ son las temperaturas determinadas por (5.1) y (5.2) respectivamente.

b) TEMPERATURA TRANSIENTE :

$$\theta = \theta_i + (\theta_u - \theta_i)\ (1 - e^{-t/\tau}) \qquad (5.4)$$

donde :

$\theta$ = Temperatura de elevación del tope del aceite sobre la temperatura ambiente al tiempo t.

$\theta_i$ = Temperatura inicial de elevación del tope del aceite sobre la temperatura ambiente.

$\theta_u$ = Temperatura final de elevación del tope del aceite sobre la temperatura ambiente.

$\tau$ = Constante de tiempo térmica del transformador.

$e$ = Base de los logaritmos naturales.

La temperatura del punto más caliente del devanado es :

$$\theta_{whs} = \theta_a + \theta_i + (\theta_u - \theta_i)(1 - e^{-t/\tau}) + \theta_{go}(L^2M)^m \qquad (5.5)$$

c) CONSTANTE DE TIEMPO :

La constante de tiempo de un transformador es el tiempo en horas que requiere el aceite para cambiar su temperatura desde un valor inicial $\theta_i$ hasta alcanzar el 63.2 por ciento de su temperatura final $\theta_u$. Para carga nominal el valor de la constante de tiempo es :

$$\tau_o = \frac{C\,\theta_{uo}}{W_{ao}} \qquad (5.6)$$

Donde :

$\theta_{uo}$= Temperatura de elevación final del tope del aceite sobre la temperatura ambiente a carga nominal.

$W_{ao}$= Pérdidas totales a plena carga

C = Capacidad térmica del transformador en vatio-h/°C.

La capacidad térmica de los transformadores sumergidos en aceite se la encuentra en función del pe

so en libras de los componentes del transformador.

Para transformadores con enfriamiento natural (n= 0.8) :

C = 0.06 (peso del núcleo y devanados) + 0.04 (peso del tanque) + 0.18 (peso del aceite ).

Para n>0.8 los factores del peso del tanque y peso del aceite son cambiados a 0.06 y 0.26, respectivamente.

Cuando n es diferente a 1, la constante de tiempo difiere del valor nominal para cada variación de carga. La corrección de la constante de tiempo se la hace usando la siguiente relación :

$$\tau_r = \tau_o \frac{\frac{\theta_u}{\theta_o} - \frac{\theta_i}{\theta_o}}{\left(\frac{\theta_u}{\theta_o}\right)^{1/n} - \left(\frac{\theta_u}{\theta_o}\right)^{1/n}} \qquad (5.7)$$

d) FACTOR DE CORRECCION DE RESISTENCIAS :

Cuando se incrementa la carga se incrementa las pérdidas $I^2R$ en los devanados y disminuyen las pérdidas parásitas debido a las corrientes de eddy. Considerando lo anterior, el factor de corrección de resistencias es :

$$M = M_r \frac{\text{Pérdidas } I^2R}{\text{Pérdidas tot.dev.}} + \frac{\dfrac{\text{Pérdidas eddy}}{\text{Pérdidas tot.dev.}}}{M_r}$$

Donde:

$M_r$ es el valor de M que considera las pérdidas ohmicas puras.

$$M_r = \frac{234.5 + \theta_{whs}}{234.5 + \theta_{wfL}}$$

$\theta_{wfL}$ = Temperatura promedio a carga nominal del devanado (85°C ó 95°C)

$\theta_{whs}$ = Temperatura del punto más caliente del devanado para el valor de carga respectivo.

En el presente estudio se ha considerado que las pérdidas de eddy representan el 20% de las pérdidas totales en el devanado, ya que es un valor típico bastante utilizado, luego el factor de corrección de resistencias utilizado es :

$$M = 0.8\, M_r + \frac{0.2}{M_r} \qquad (5.8)$$

e) TEMPERATURAS DE REFERENCIA :

Estas temperaturas se las obtiene a carga nominal y a temperatura ambiente promedio.

La temperatura del punto más caliente a carga nominal es :

$$\theta_{whs} = \theta_a + \theta_R + \Delta\theta_w \qquad (5.9)$$

Para transformadores con temperatura de elevación promedio del devanado $\theta_R = 55°C$ se tiene :

$$\theta_{whs} = 30 + 55 + 10 = 95°C$$

Para transformadores con temperatura de elevación promedio del devanado $\theta_R = 65°C$ se tiene :

$$\theta_{whs} = 30 + 65 + 15 = 110°C$$

Evaluando las temperaturas en el punto más caliente del devanado, de la manera descrita, se debe averiguar el efecto producido por ellas en la vida útil del transformador.

LEY DE ARRHENIUS

El envejecimiento térmico es producto de reacciones químicas que varían con la temperatura y el tiempo. Para calcular el envejecimiento térmico del aislamiento celuloso, se usa en los cálculos la siguiente relación establecida por Arrhenius:

$$\log \text{VIDA} = A + \frac{B}{T_x} \qquad (5.10)$$

donde :

log = Logaritmo en base 10.

VIDA = Vida esperada en horas

A = constante determinada por las clases de esfuerzos impuestos en el aislamiento.

B = Constante que depende de la clase de aislamiento.

$T_x$ = Temperatura en grados Kelvin del punto más caliente del devanado.

Los valores de A y B usados en el presente estudio (según el proyecto Nº 507 de la IEEE) son los siguientes [3,6] :

- Para transformadores con temperatura promedio del devanado de 55°C de elevación :

  A = -14,133 ; B = 6972,15

- Para transformadores con temperatura promedio del devanado de 65°C de elevación :

  A = -13,391 ; B = 6972,15

El envejecimiento relativo con respecto a la temperatura de referencia $T_o$ del punto más caliente del devanado es :

$$E_r = \frac{\text{Vida esperada a la temperatura de referencia}}{\text{Vida esperada a la temperatura } T_x}$$

$$\log E_r = B\left(\frac{1}{T_o} - \frac{1}{T_x}\right) \qquad (5.11)$$

CALCULO DE LA PERDIDA DE VIDA DIARIA

Puesto que el envejecimiento es un proceso acumulativo, el porcentaje de pérdida de vida durante el día de operación es [7,8]:

$$a = \frac{100 \times \sum_{i=1}^{i=24} E_{ri}}{\text{horas} \times \text{vida base}} \qquad (5.12)$$

Donde:

$E_{ri}$ = Envejecimiento relativo para cada hora del día

horas = Total de horas en el año (8.760)

vida base = tiempo de vida (en años) a la temperatura de referencia (carga nominal).

RESISTENCIA A LA TENSION [14]

Se considera a la rigidez mecánica como una medida del deterioro del aislamiento, y para definirla el método más usado en los laboratorios es el de la resistencia a la tensión. En el cálculo de la resistencia a la tensión, se ha determinado que para condiciones normales de operación, se pueden obtener re

sultados bastante aproximados a los experimentales, usando la siguiente relación[14]:

$$F_R = F_o \ (1 - a')^p \qquad (5.13)$$

Donde:

$F_R$ = Fortaleza remanente del aislamiento

$F_o$ = Fortaleza original

a' = Pérdida de vida diaria en por unidad

p = tiempo (días) en condiciones normales de operación.

Las guías de carga existentes, consideran que el fin de la vida del aislamiento celuloso, se obtiene cuando éste alcanza el 50 por ciento de la resistencia a la tensión original. Debido a que este criterio es demasiado conservativo, se ha determinado (usando la ecuación 5.13) que para carga nominal y a la temperatura de referencia $T_o$, el aislamiento celuloso alcanza una fortaleza remanente del 36,79 por ciento de su valor original.

PERDIDA DE VIDA EN EXCESO[6]

Se considera como pérdida de vida en exceso cualquier pérdida de vida mayor que la nominal (pérdida de vida promedio en base a los años de vida esperada esti

mado por el fabricante).

En el presente trabajo, para el caso de no conocer el tiempo de vida nominal, se determinarán las pérdidas de vida promedio considerando un tiempo de vida esperado de 30 años.

El cálculo de la vida restante del transformador considerando pérdidas de vida en exceso se lo realiza usando la siguiente ecuación [6]:

$$V = \frac{N - p}{N r + 1} \qquad (5.14)$$

Donde:

V = Vida restante del transformador en años

N = Vida nominal del transformador en años

p = Número de años, que el transformador es operado en condiciones normales de operación (sin pérdida de vida en exceso).

r = Pérdida de vida adicional por año (en p.u.) que ocurre después de haber operado normalmente durante p años.

$r = a'_{exceso} - a'_{promedio}$

Las ecuaciones utilizadas en el cálculo de las temperaturas de los transformadores del tipo sumergido en aceite, no son aplicables a los transformadores del tipo seco (véase la sección 3.4). Para el cálculo transiente de la temperatura del punto más caliente del devanado de los transformadores del tipo seco, las guías de carga existentes no especifican ninguna fórmula. Esto se debe a la dificultad en determinar la consttante de tiempo; por ejemplo, la constante de tiempo de un transformador con medio gaseoso depende de las condiciones iniciales y del período del ciclo en que se la mide.

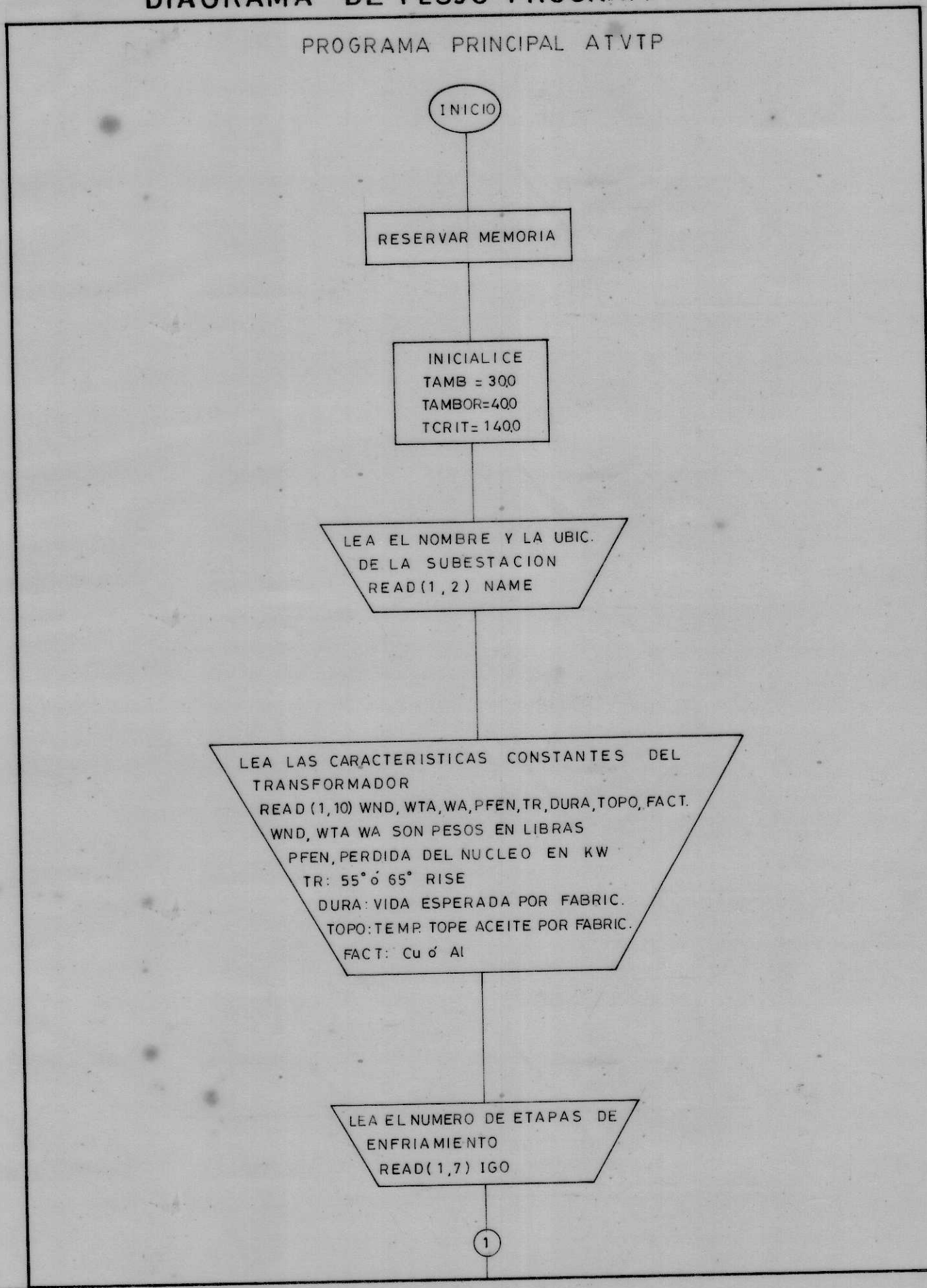
Puesto que más del 90% de los transformadores existentes son del tipo sumergido en aceite, no se justifica realizar un estudio minucioso para cada tipo de transformador seco.

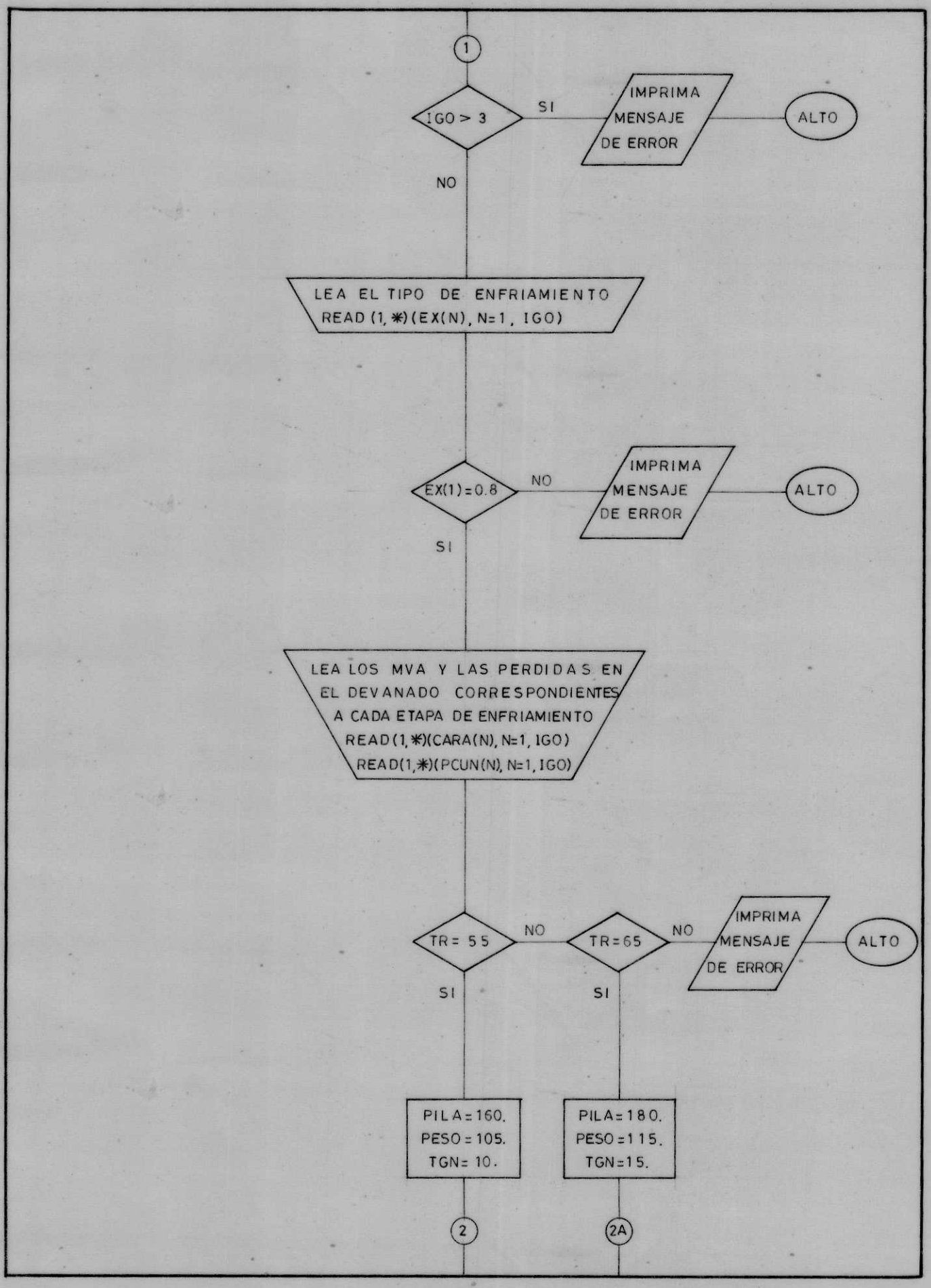
## 5.4. DIAGRAMAS DE FLUJO

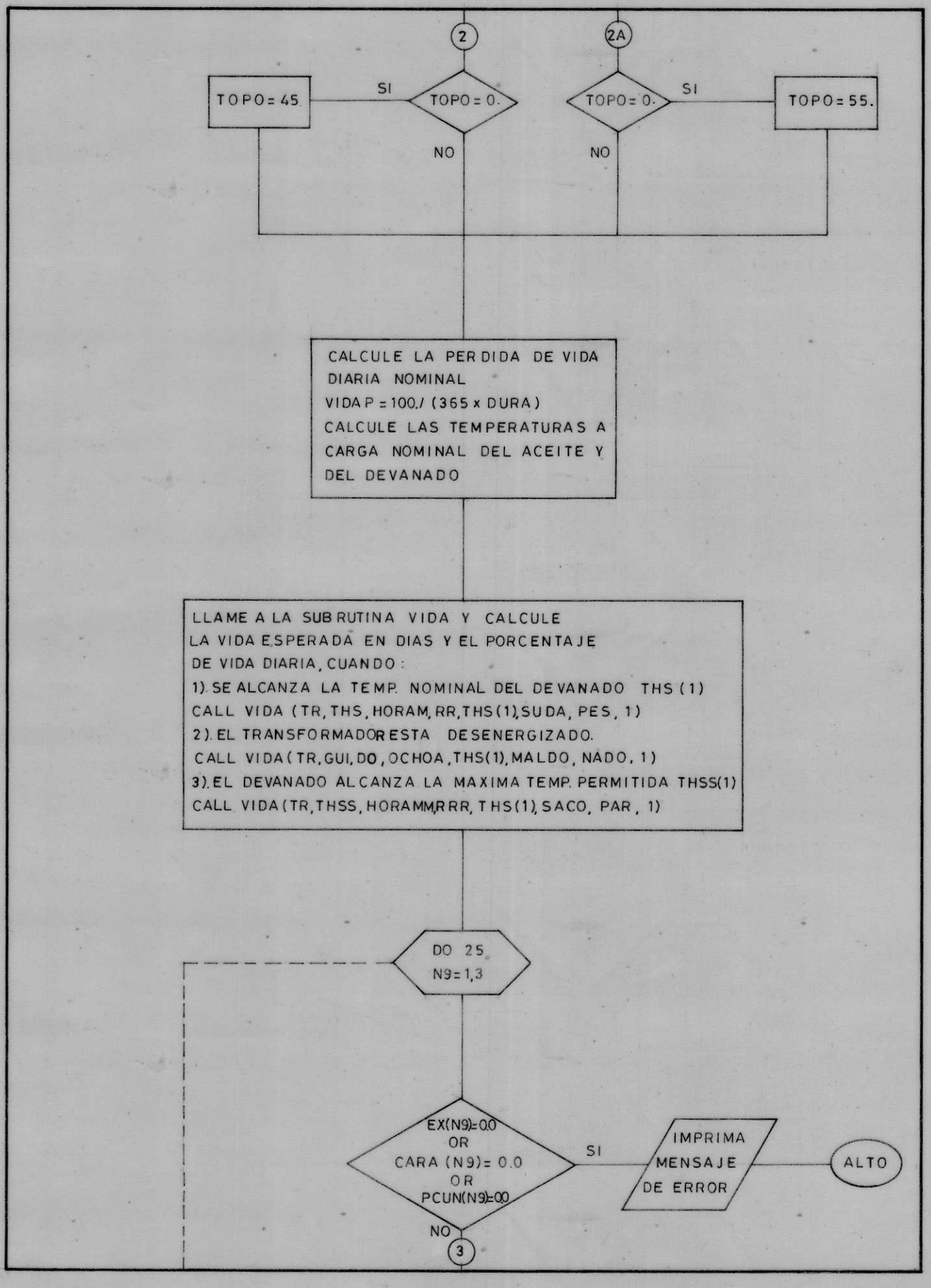
Se incluyen a continuación, los diagramas de flujo del programa principal y de las subrutinas utilizadas.

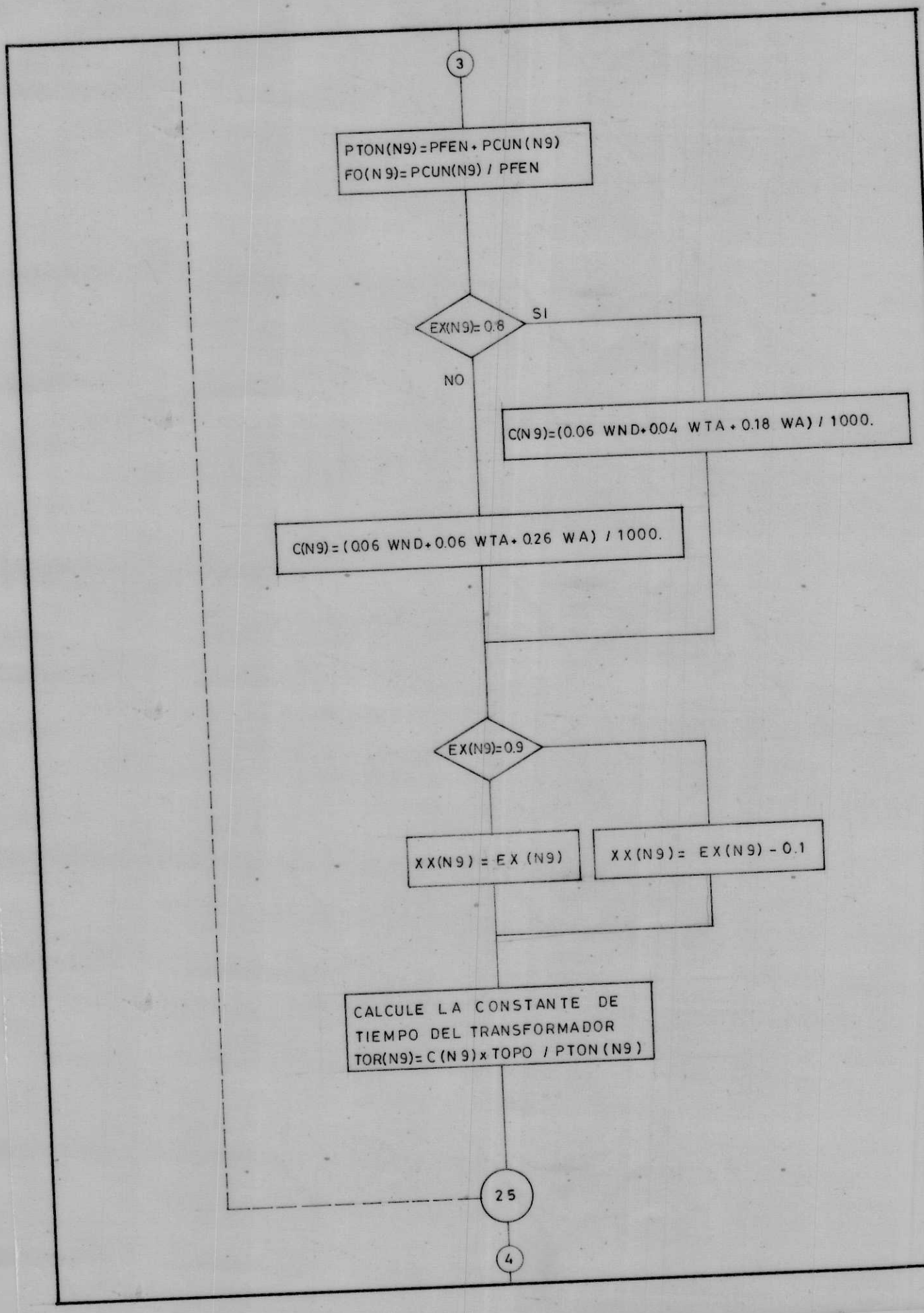
Por razones prácticas y tratando de dejar clara la secuencia de cálculo en cada caso, se han realizado diagramas muy simplificados, los que además de las ecuaciones correspondientes indicadas en la sección 5.3, pueden servir como guía para reproducir y mejorar los programas ya descritos.

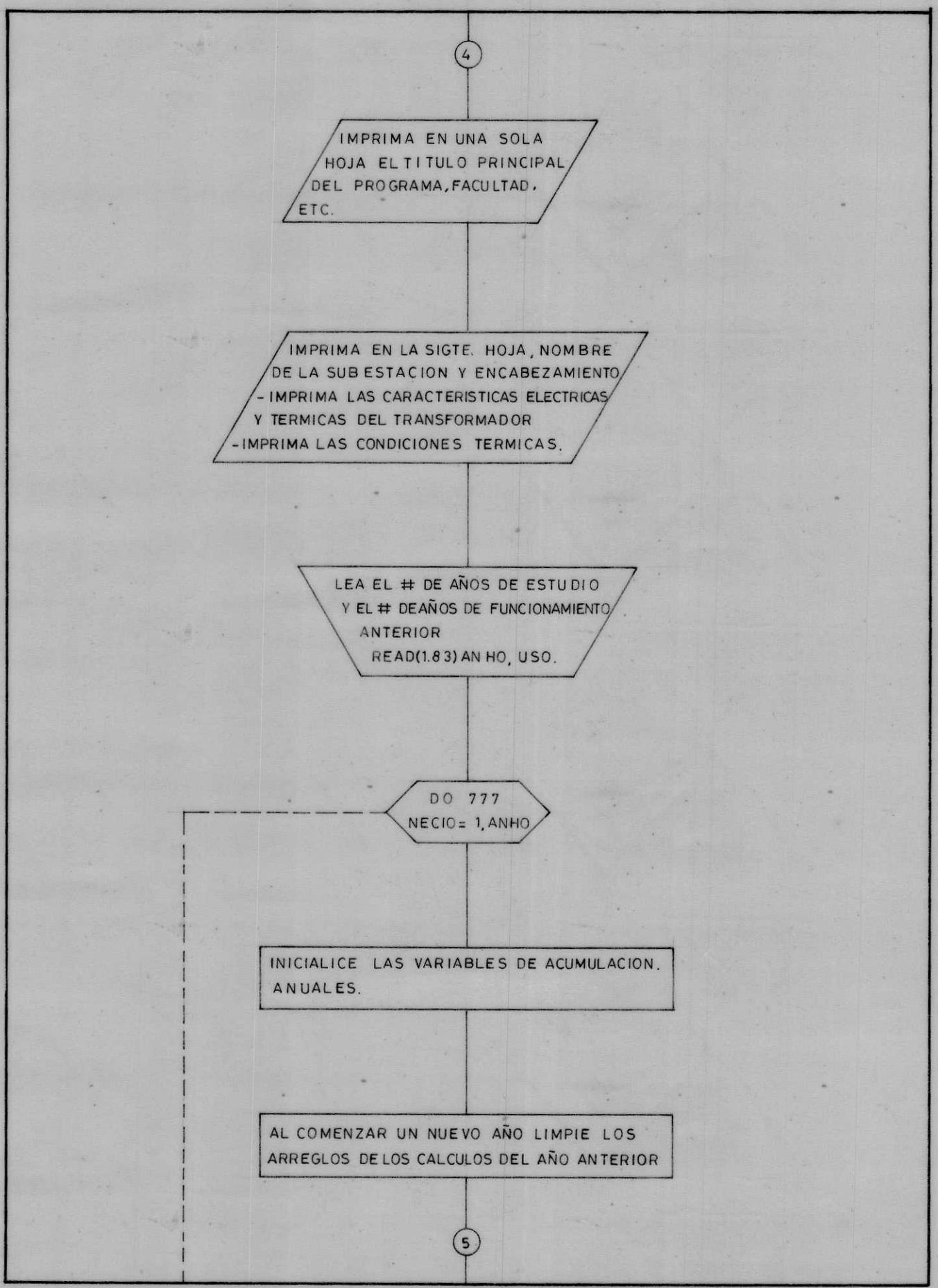
# DIAGRAMA DE FLUJO PROGRAMA PRINCIPAL

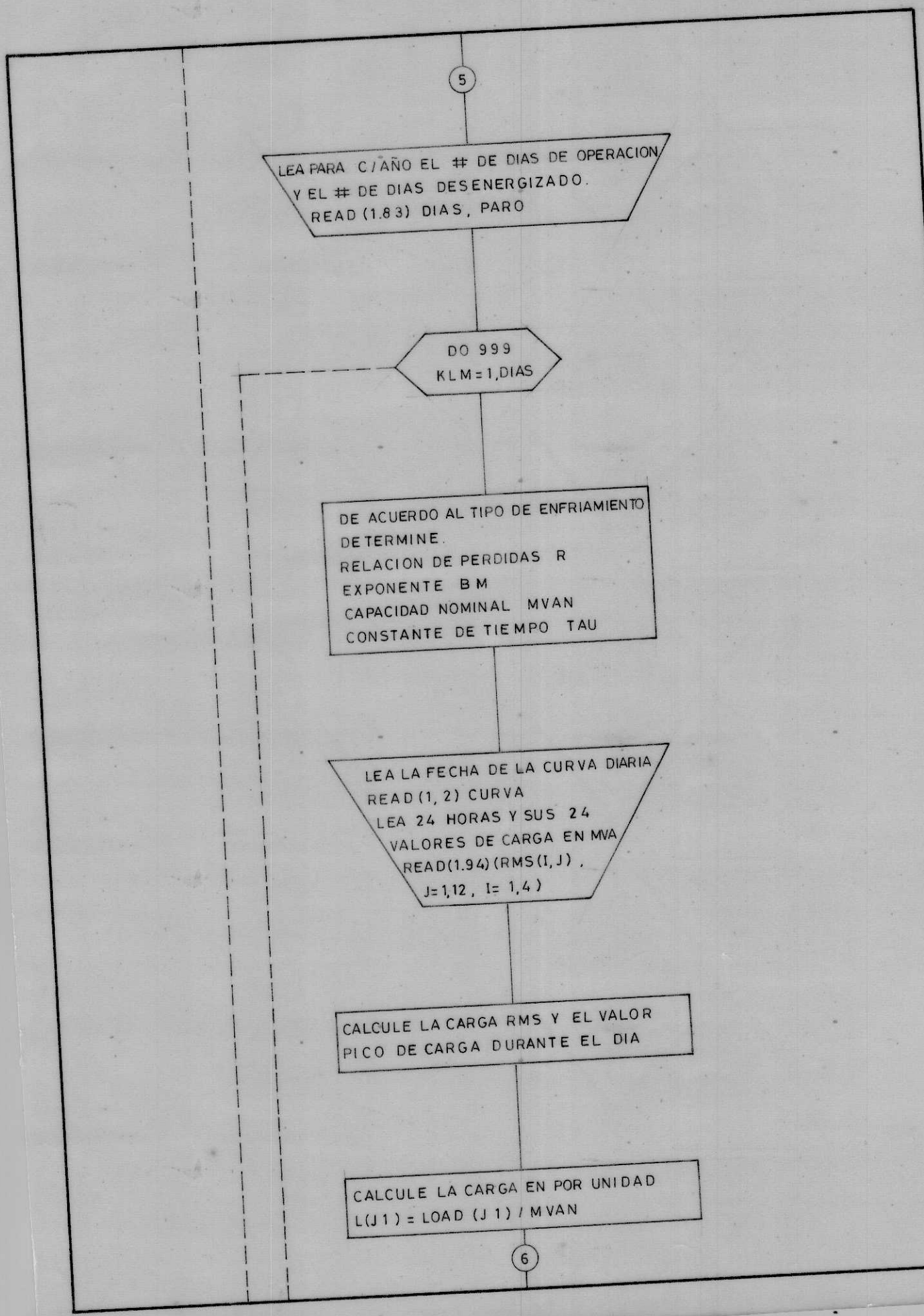


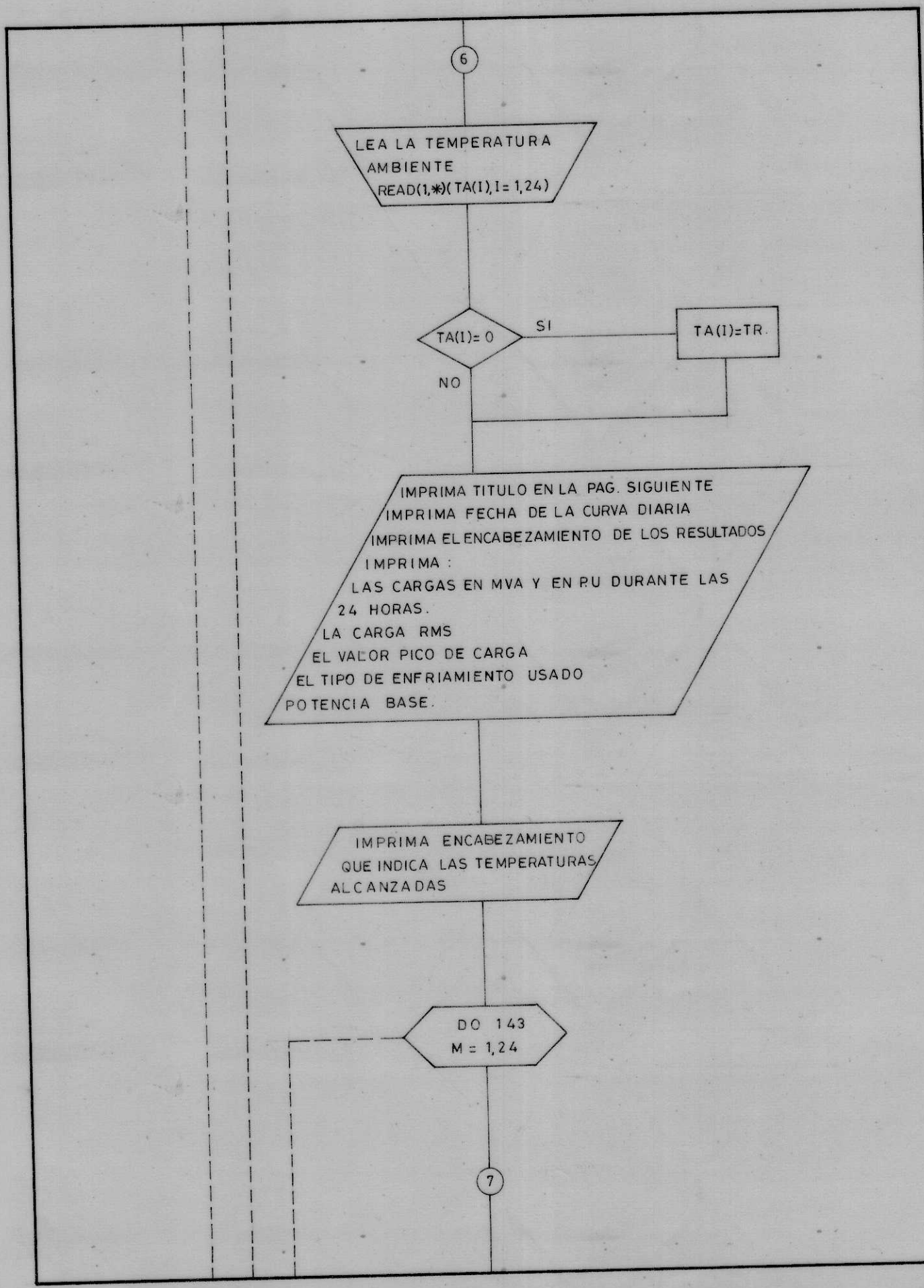

1
IGO > 3
SI
IMPRIMA MENSAJE DE ERROR
ALTO
NO
LEA EL TIPO DE ENFRIAMIENTO
READ (1, *)(EX(N), N=1, IGO)
EX(1)=0.8
NO
IMPRIMA MENSAJE DE ERROR
ALTO
SI
LEA LOS MVA Y LAS PERDIDAS EN EL DEVANADO CORRESPONDIENTES A CADA ETAPA DE ENFRIAMIENTO
READ(1,*)(CARA(N), N=1, IGO)
READ(1,*)(PCUN(N), N=1, IGO)
TR= 55
NO
TR=65
NO
IMPRIMA MENSAJE DE ERROR
ALTO
SI
SI
PILA=160.
PESO=105.
TGN=10.
PILA=180.
PESO=115.
TGN=15.
2
2A

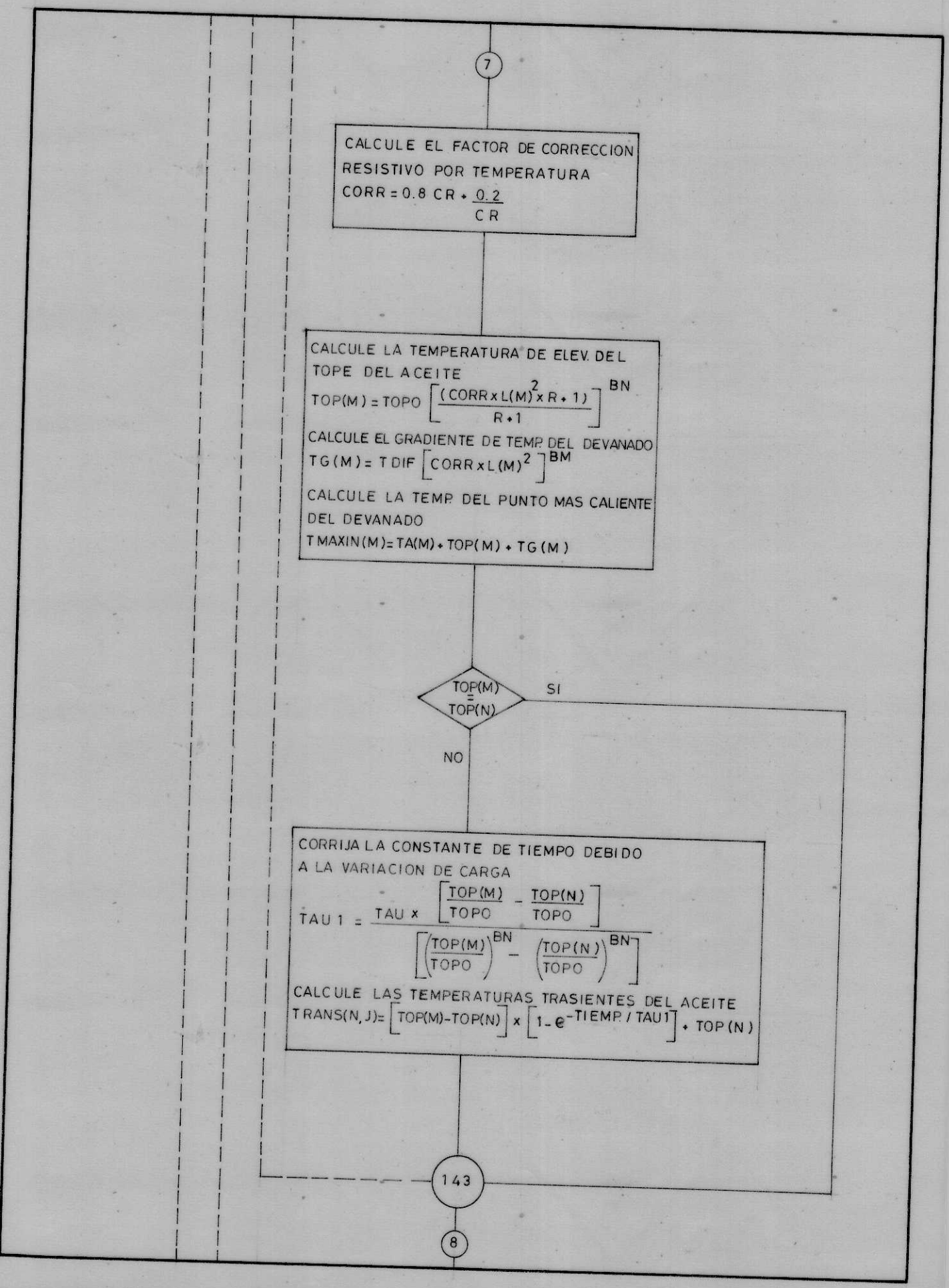

2
2A
TOPO = 45.
SI
TOPO = 0.
NO
TOPO = 0.
SI
NO
TOPO = 55.
CALCULE LA PERDIDA DE VIDA DIARIA NOMINAL
VIDAP = 100./ (365 x DURA)
CALCULE LAS TEMPERATURAS A CARGA NOMINAL DEL ACEITE Y DEL DEVANADO
LLAME A LA SUBRUTINA VIDA Y CALCULE LA VIDA ESPERADA EN DIAS Y EL PORCENTAJE DE VIDA DIARIA, CUANDO:
1). SE ALCANZA LA TEMP. NOMINAL DEL DEVANADO THS (1)
CALL VIDA (TR, THS, HORAM, RR, THS(1), SUDA, PES, 1)
2). EL TRANSFORMADOR ESTA DESENERGIZADO.
CALL VIDA (TR, GUI, DO, OCHOA, THS(1), MALDO, NADO, 1)
3). EL DEVANADO ALCANZA LA MAXIMA TEMP. PERMITIDA THSS(1)
CALL VIDA (TR, THSS, HORAMM, RRR, THS(1), SACO, PAR, 1)
DO 25
N9 = 1,3
EX(N9) = 0.0
OR
CARA (N9) = 0.0
OR
PCUN(N9) = 0.0
SI
IMPRIMA MENSAJE DE ERROR
ALTO
NO
3

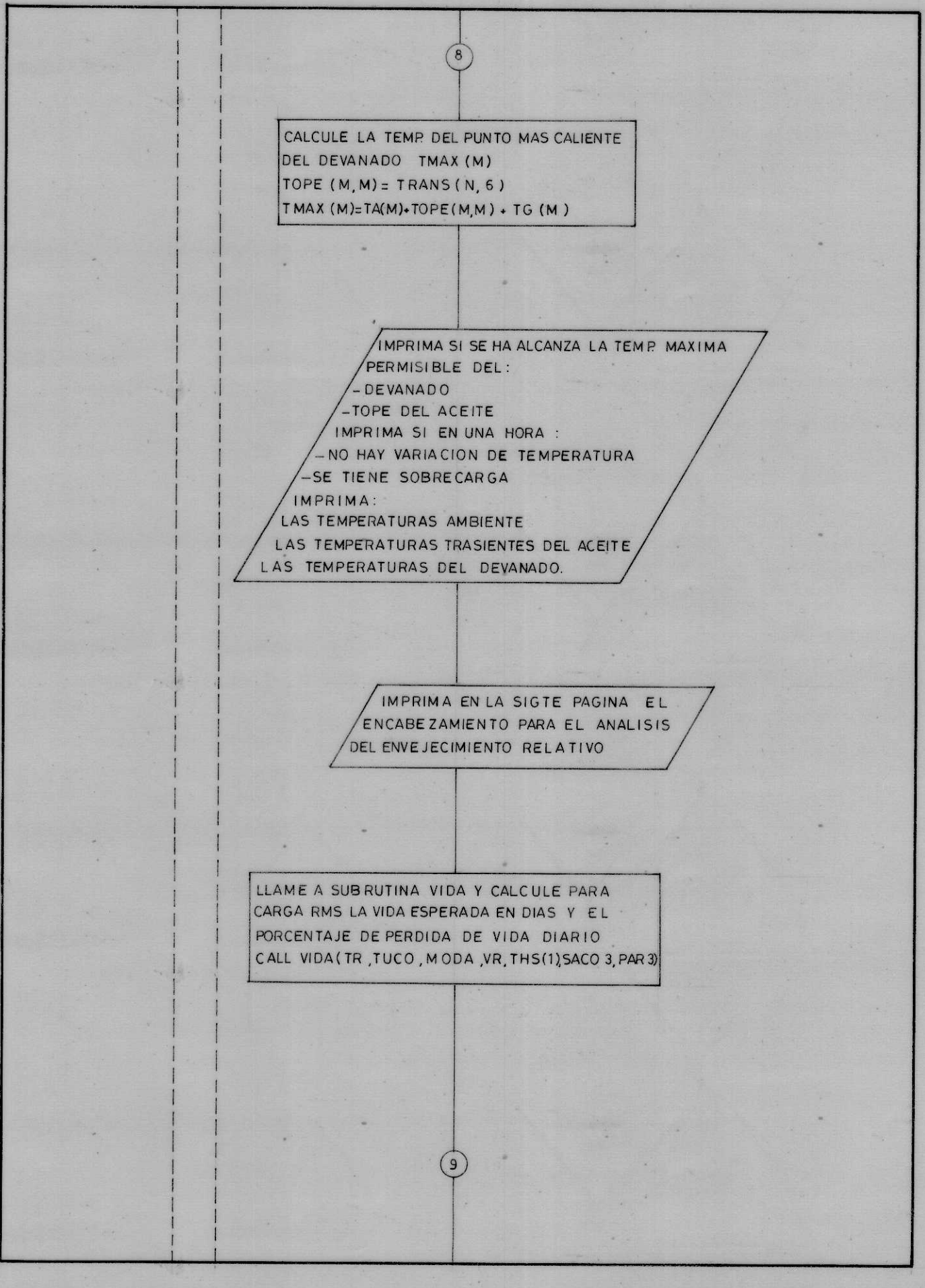

3
PTON(N9)=PFEN+PCUN(N9)
FO(N9)=PCUN(N9)/PFEN
EX(N9)=0.8
SI
NO
C(N9)=(0.06 WND+0.04 WTA+0.18 WA)/1000.
C(N9)=(0.06 WND+0.06 WTA+0.26 WA)/1000.
EX(N9)=0.9
XX(N9)=EX(N9)
XX(N9)=EX(N9)-0.1
CALCULE LA CONSTANTE DE TIEMPO DEL TRANSFORMADOR
TOR(N9)=C(N9)xTOPO/PTON(N9)
25
4

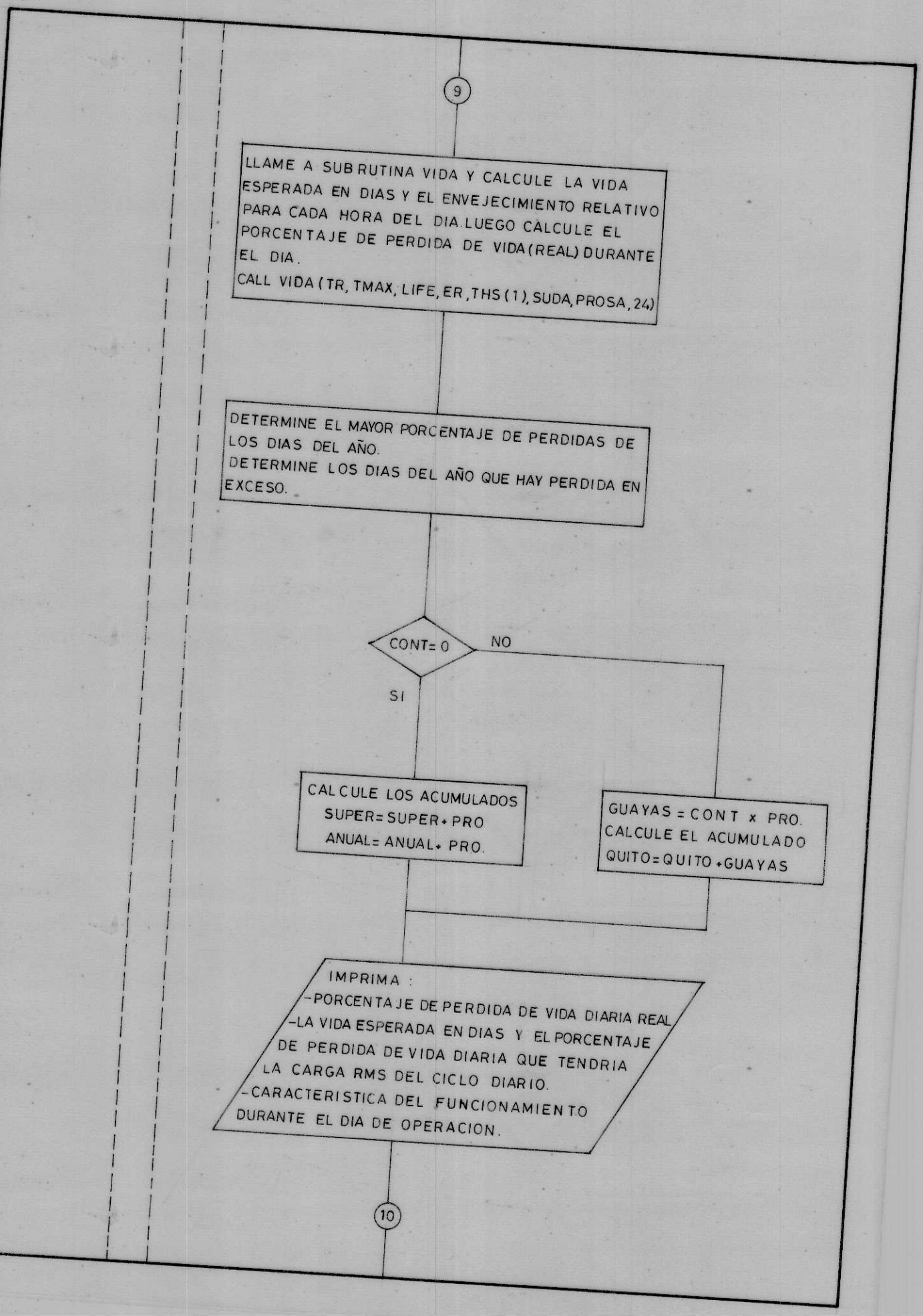

4
IMPRIMA EN UNA SOLA HOJA EL TITULO PRINCIPAL DEL PROGRAMA, FACULTAD, ETC.
IMPRIMA EN LA SIGTE. HOJA, NOMBRE DE LA SUB ESTACION Y ENCABEZAMIENTO
- IMPRIMA LAS CARACTERISTICAS ELECTRICAS Y TERMICAS DEL TRANSFORMADOR
- IMPRIMA LAS CONDICIONES TERMICAS.
LEA EL # DE AÑOS DE ESTUDIO Y EL # DEAÑOS DE FUNCIONAMIENTO ANTERIOR
READ(1.83) ANHO, USO.
DO 777 NECIO = 1, ANHO
INICIALICE LAS VARIABLES DE ACUMULACION. ANUALES.
AL COMENZAR UN NUEVO AÑO LIMPIE LOS ARREGLOS DE LOS CALCULOS DEL AÑO ANTERIOR
5

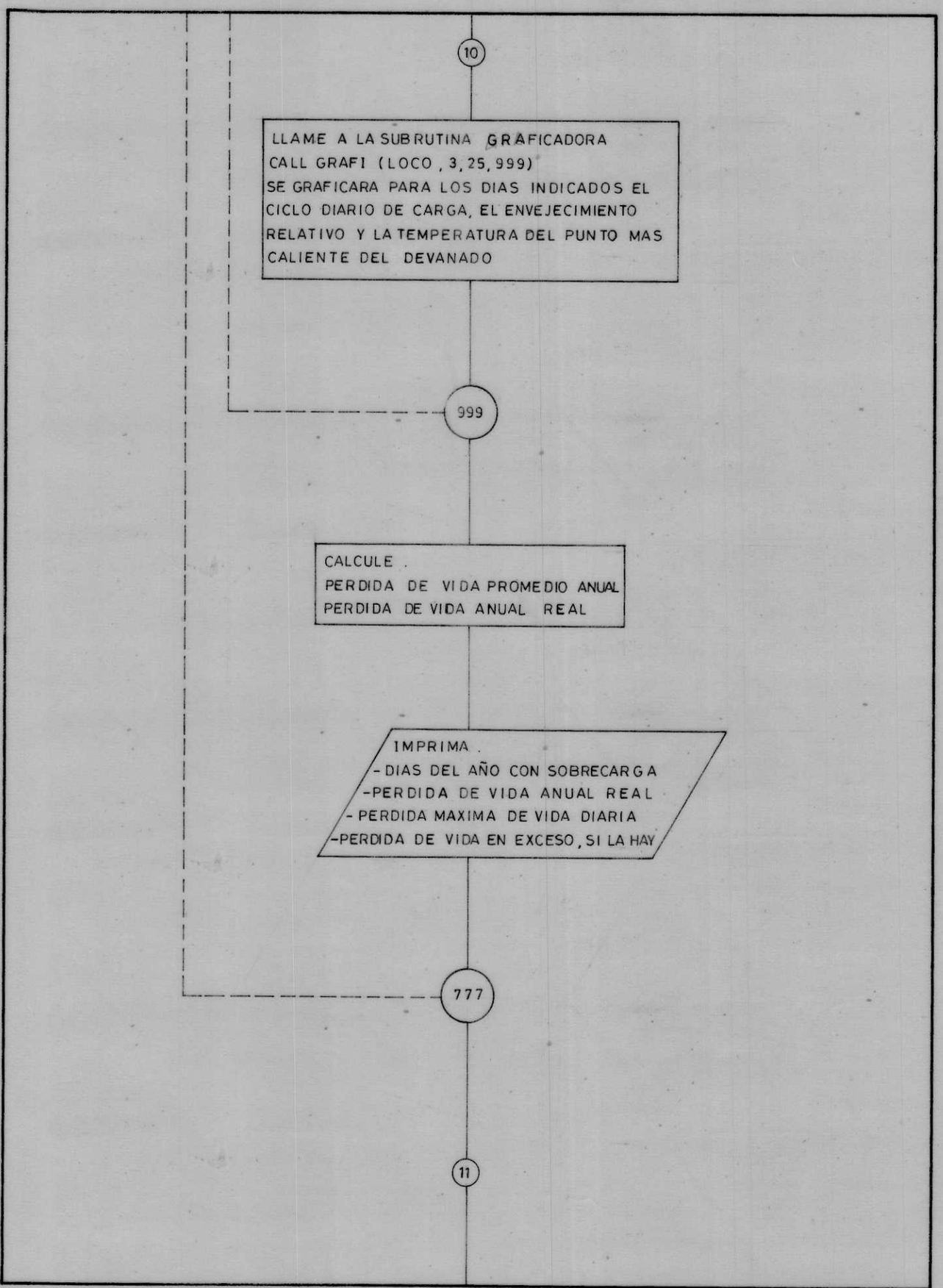

5
LEA PARA C/AÑO EL # DE DIAS DE OPERACION
Y EL # DE DIAS DESENERGIZADO.
READ (1.83) DIAS, PARO
DO 999
KLM=1,DIAS
DE ACUERDO AL TIPO DE ENFRIAMIENTO
DETERMINE.
RELACION DE PERDIDAS R
EXPONENTE BM
CAPACIDAD NOMINAL MVAN
CONSTANTE DE TIEMPO TAU
LEA LA FECHA DE LA CURVA DIARIA
READ (1, 2) CURVA
LEA 24 HORAS Y SUS 24
VALORES DE CARGA EN MVA
READ(1.94)(RMS(I,J),
J=1,12, I=1,4)
CALCULE LA CARGA RMS Y EL VALOR
PICO DE CARGA DURANTE EL DIA
CALCULE LA CARGA EN POR UNIDAD
L(J1) = LOAD (J1) / MVAN
6

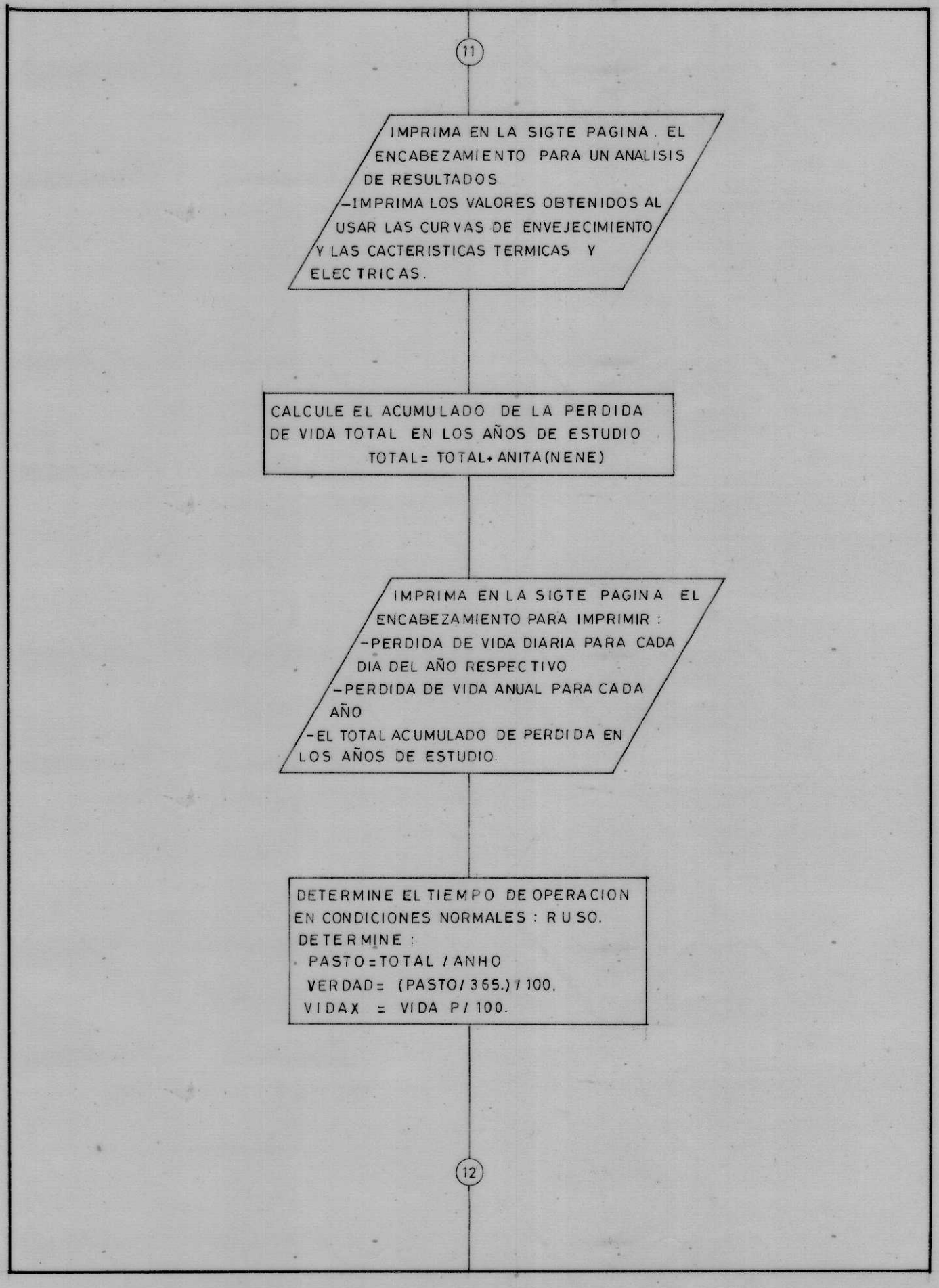

6
LEA LA TEMPERATURA AMBIENTE
READ(1,*)(TA(I),I=1,24)
TA(I)=0
SI
TA(I)=TR.
NO
IMPRIMA TITULO EN LA PAG. SIGUIENTE
IMPRIMA FECHA DE LA CURVA DIARIA
IMPRIMA EL ENCABEZAMIENTO DE LOS RESULTADOS
IMPRIMA :
LAS CARGAS EN MVA Y EN P.U DURANTE LAS 24 HORAS.
LA CARGA RMS
EL VALOR PICO DE CARGA
EL TIPO DE ENFRIAMIENTO USADO
POTENCIA BASE.
IMPRIMA ENCABEZAMIENTO QUE INDICA LAS TEMPERATURAS ALCANZADAS
DO 143
M = 1,24
7

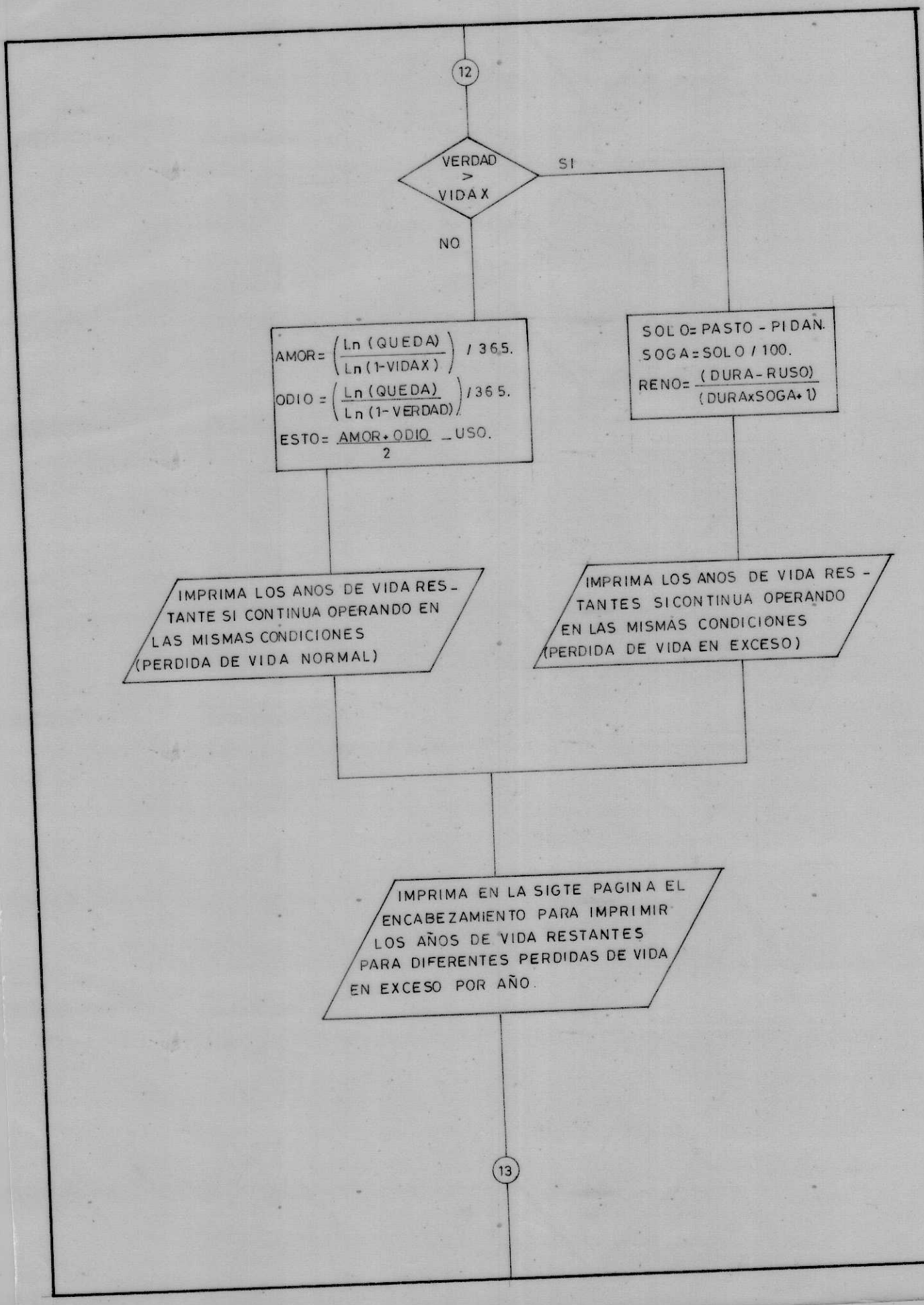

7
CALCULE EL FACTOR DE CORRECCION RESISTIVO POR TEMPERATURA
CORR = 0.8 CR + 0.2 / CR
CALCULE LA TEMPERATURA DE ELEV. DEL TOPE DEL ACEITE
TOP(M) = TOPO [ (CORR x L(M)^2 x R + 1) / (R + 1) ]^BN
CALCULE EL GRADIENTE DE TEMP. DEL DEVANADO
TG(M) = T DIF [ CORR x L(M)^2 ]^BM
CALCULE LA TEMP. DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL DEVANADO
TMAXIN(M) = TA(M) + TOP(M) + TG(M)
TOP(M) = TOP(N)
SI
NO
CORRIJA LA CONSTANTE DE TIEMPO DEBIDO A LA VARIACION DE CARGA
TAU 1 = TAU x [ TOP(M)/TOPO - TOP(N)/TOPO ] / [ (TOP(M)/TOPO)^BN - (TOP(N)/TOPO)^BN ]
CALCULE LAS TEMPERATURAS TRASIENTES DEL ACEITE
TRANS(N, J) = [ TOP(M) - TOP(N) ] x [ 1 - e^-TIEMP./TAU1 ] + TOP(N)
143
8

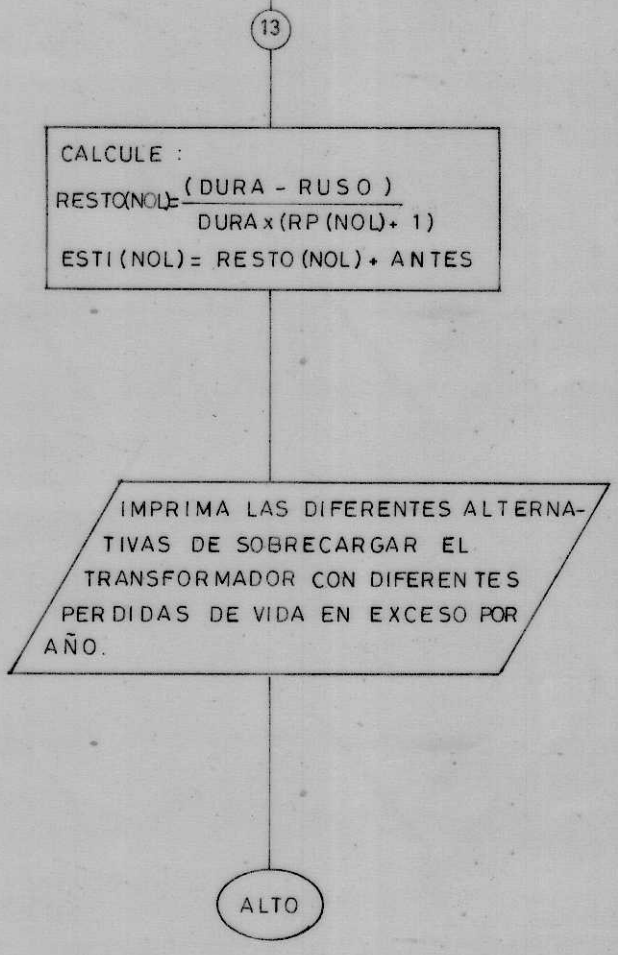

8
CALCULE LA TEMP. DEL PUNTO MAS CALIENTE
DEL DEVANADO TMAX (M)
TOPE (M, M) = TRANS ( N, 6 )
TMAX (M)=TA(M)+TOPE(M,M) + TG (M )
IMPRIMA SI SE HA ALCANZA LA TEMP. MAXIMA
PERMISIBLE DEL :
- DEVANADO
-TOPE DEL ACEITE
IMPRIMA SI EN UNA HORA :
-NO HAY VARIACION DE TEMPERATURA
-SE TIENE SOBRECARGA
IMPRIMA:
LAS TEMPERATURAS AMBIENTE
LAS TEMPERATURAS TRASIENTES DEL ACEITE
LAS TEMPERATURAS DEL DEVANADO.
IMPRIMA EN LA SIGTE PAGINA EL
ENCABEZAMIENTO PARA EL ANALISIS
DEL ENVEJECIMIENTO RELATIVO
LLAME A SUBRUTINA VIDA Y CALCULE PARA
CARGA RMS LA VIDA ESPERADA EN DIAS Y EL
PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA DIARIO
CALL VIDA( TR ,TUCO , MODA ,VR, THS(1),SACO 3, PAR 3)
9


9
LLAME A SUB RUTINA VIDA Y CALCULE LA VIDA ESPERADA EN DIAS Y EL ENVEJECIMIENTO RELATIVO PARA CADA HORA DEL DIA. LUEGO CALCULE EL PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA (REAL) DURANTE EL DIA.
CALL VIDA (TR, TMAX, LIFE, ER, THS (1), SUDA, PROSA, 24)
DETERMINE EL MAYOR PORCENTAJE DE PERDIDAS DE LOS DIAS DEL AÑO.
DETERMINE LOS DIAS DEL AÑO QUE HAY PERDIDA EN EXCESO.
CONT= 0
NO
SI
CALCULE LOS ACUMULADOS
SUPER= SUPER+ PRO
ANUAL= ANUAL+ PRO.
GUAYAS = CONT x PRO.
CALCULE EL ACUMULADO
QUITO= QUITO +GUAYAS
IMPRIMA :
-PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA DIARIA REAL
-LA VIDA ESPERADA EN DIAS Y EL PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA DIARIA QUE TENDRIA LA CARGA RMS DEL CICLO DIARIO.
-CARACTERISTICA DEL FUNCIONAMIENTO DURANTE EL DIA DE OPERACION.
10


10
LLAME A LA SUBRUTINA GRAFICADORA
CALL GRAFI (LOCO, 3, 25, 999)
SE GRAFICARA PARA LOS DIAS INDICADOS EL CICLO DIARIO DE CARGA, EL ENVEJECIMIENTO RELATIVO Y LA TEMPERATURA DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL DEVANADO
999
CALCULE .
PERDIDA DE VIDA PROMEDIO ANUAL
PERDIDA DE VIDA ANUAL REAL
IMPRIMA .
- DIAS DEL AÑO CON SOBRECARGA
-PERDIDA DE VIDA ANUAL REAL
- PERDIDA MAXIMA DE VIDA DIARIA
-PERDIDA DE VIDA EN EXCESO, SI LA HAY
777
11

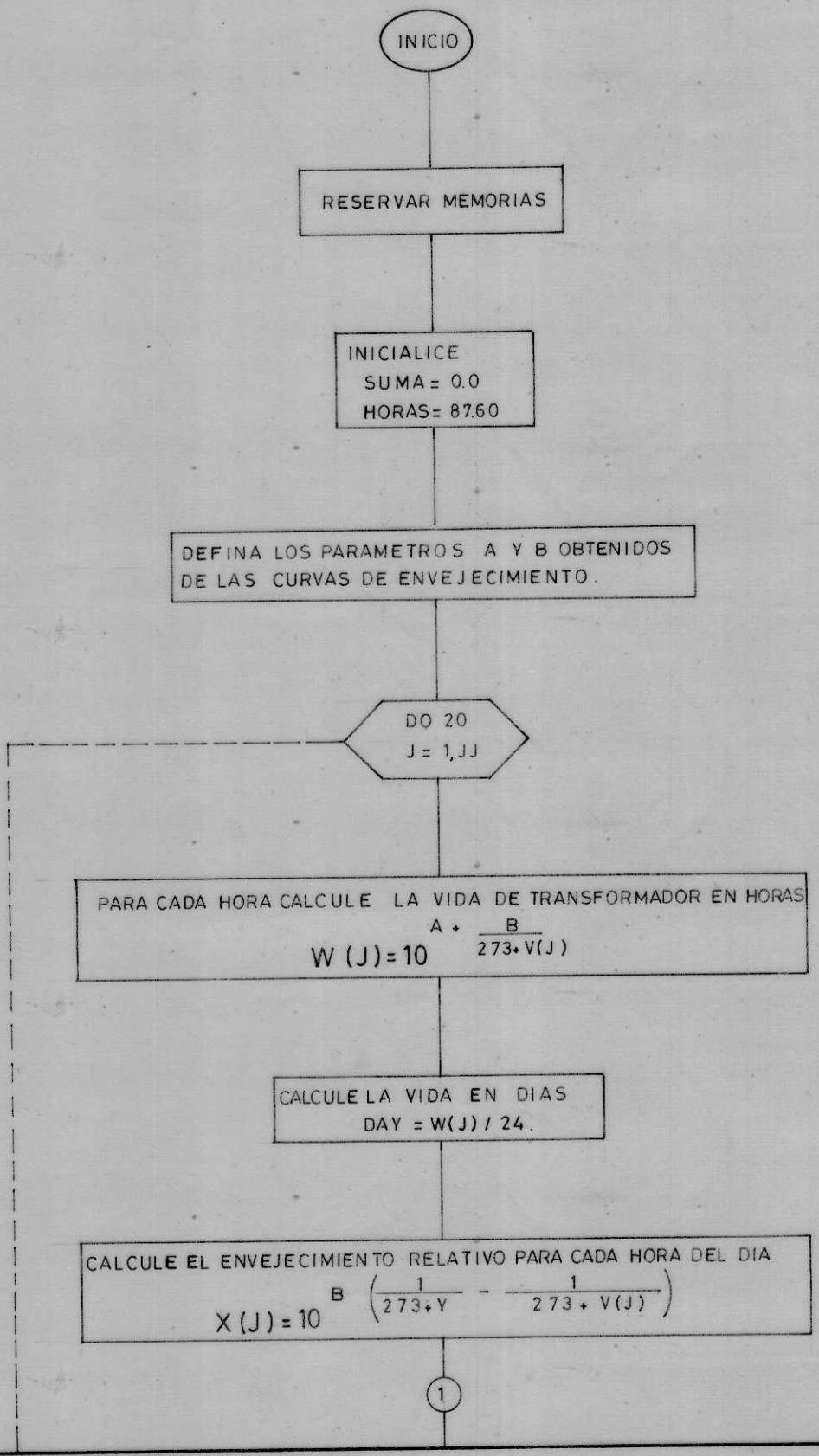

11
IMPRIMA EN LA SIGTE PAGINA. EL ENCABEZAMIENTO PARA UN ANALISIS DE RESULTADOS
-IMPRIMA LOS VALORES OBTENIDOS AL USAR LAS CURVAS DE ENVEJECIMIENTO Y LAS CACTERISTICAS TERMICAS Y ELECTRICAS.
CALCULE EL ACUMULADO DE LA PERDIDA DE VIDA TOTAL EN LOS AÑOS DE ESTUDIO
TOTAL= TOTAL+ANITA(NENE)
IMPRIMA EN LA SIGTE PAGINA EL ENCABEZAMIENTO PARA IMPRIMIR :
-PERDIDA DE VIDA DIARIA PARA CADA DIA DEL AÑO RESPECTIVO.
-PERDIDA DE VIDA ANUAL PARA CADA AÑO
-EL TOTAL ACUMULADO DE PERDIDA EN LOS AÑOS DE ESTUDIO.
DETERMINE EL TIEMPO DE OPERACION EN CONDICIONES NORMALES : RUSO.
DETERMINE :
PASTO=TOTAL / ANHO
VERDAD= (PASTO/365.)/100.
VIDAX = VIDA P/100.
12

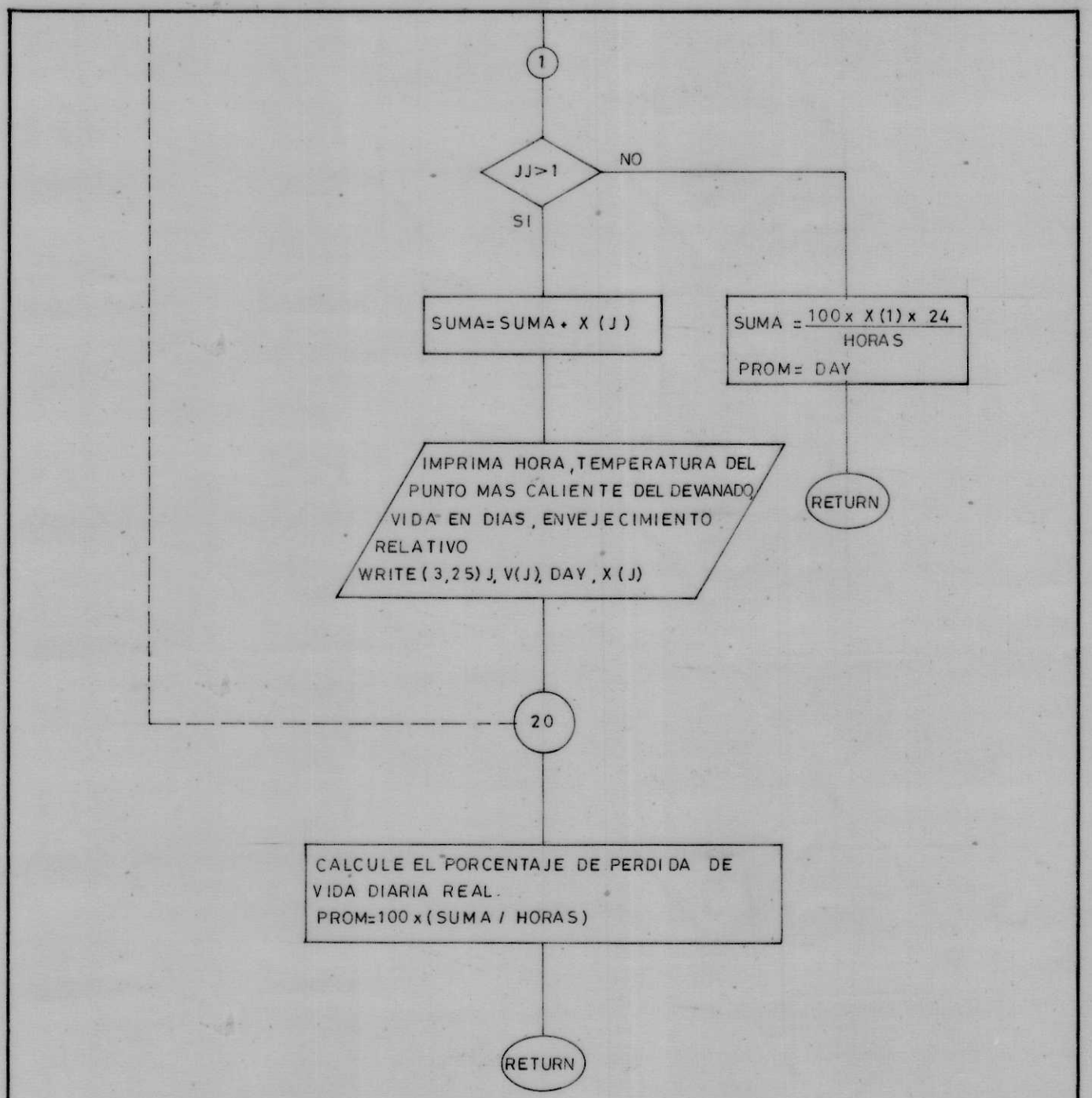

12
VERDAD > VIDAX
SI
NO
AMOR= (Ln (QUEDA) / Ln (1-VIDAX)) / 365.
ODIO = (Ln (QUEDA) / Ln (1-VERDAD)) / 365.
ESTO= AMOR+ODIO / 2 - USO.
SOLO= PASTO - PIDAN.
SOGA=SOLO / 100.
RENO= (DURA-RUSO) / (DURAxSOGA+1)
IMPRIMA LOS ANOS DE VIDA RESTANTE SI CONTINUA OPERANDO EN LAS MISMAS CONDICIONES (PERDIDA DE VIDA NORMAL)
IMPRIMA LOS ANOS DE VIDA RESTANTES SICONTINUA OPERANDO EN LAS MISMAS CONDICIONES (PERDIDA DE VIDA EN EXCESO)
IMPRIMA EN LA SIGTE PAGINA EL ENCABEZAMIENTO PARA IMPRIMIR LOS AÑOS DE VIDA RESTANTES PARA DIFERENTES PERDIDAS DE VIDA EN EXCESO POR AÑO.
13


13
CALCULE :
RESTO(NOL)= (DURA - RUSO) / DURA x (RP(NOL) + 1)
ESTI(NOL) = RESTO(NOL) + ANTES
IMPRIMA LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS DE SOBRECARGAR EL TRANSFORMADOR CON DIFERENTES PERDIDAS DE VIDA EN EXCESO POR AÑO.
ALTO

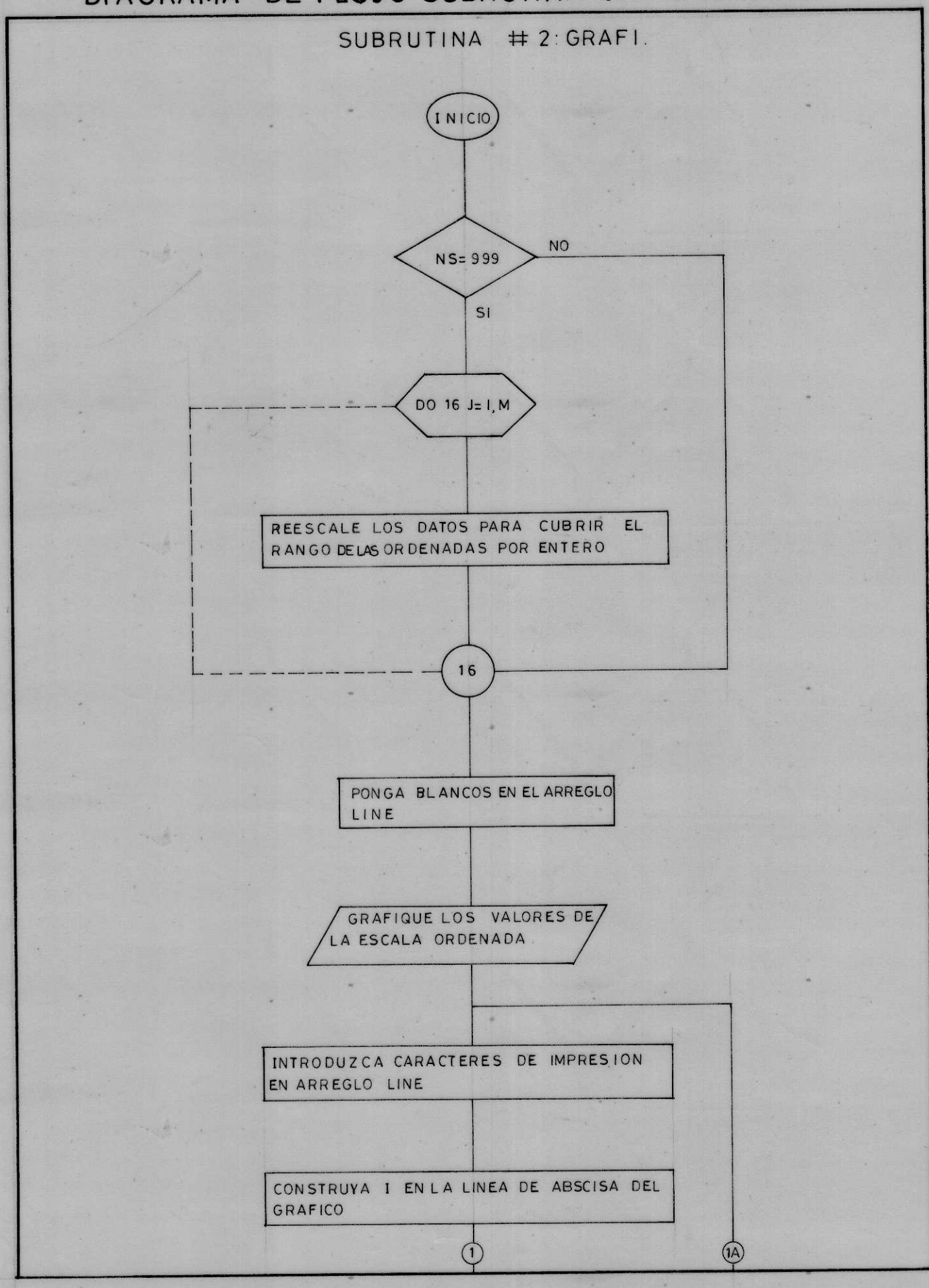
# DIAGRAMA DE FLUJO SUBRUTINA VIDA

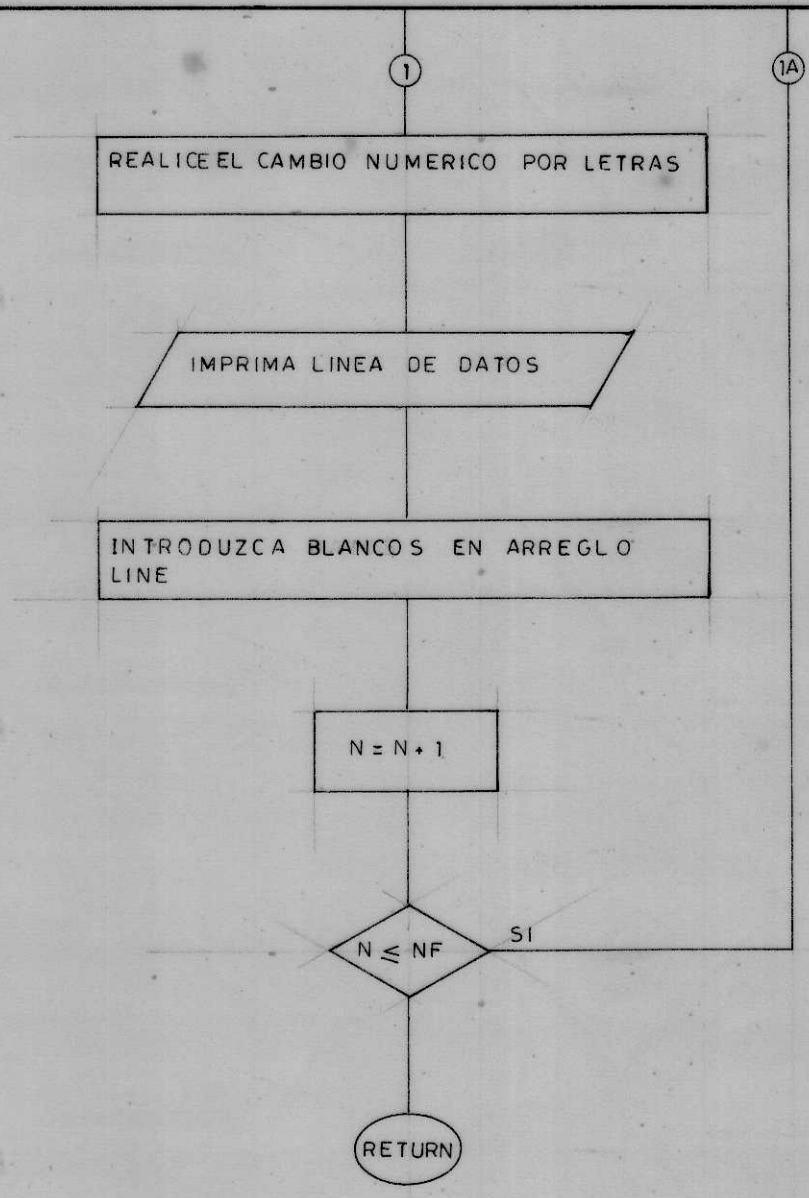
## SUBRUTINA # 1: VIDA




1
JJ>1
NO
SI
SUMA=SUMA+X(J)
SUMA = 100 x X(1) x 24 / HORAS
PROM= DAY
IMPRIMA HORA, TEMPERATURA DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL DEVANADO, VIDA EN DIAS, ENVEJECIMIENTO RELATIVO
WRITE(3,25) J, V(J), DAY, X(J)
RETURN
20
CALCULE EL PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA DIARIA REAL.
PROM=100 x (SUMA / HORAS)
RETURN

# DIAGRAMA DE FLUJO SUBRUTINA GRATIFICADORA




1
1A
REALICE EL CAMBIO NUMERICO POR LETRAS
IMPRIMA LINEA DE DATOS
INTRODUZCA BLANCOS EN ARREGLO LINE
N = N + 1
N ≤ NF
SI
RETURN

## 5.5. LISTADO DE PROGRAMAS

A continuación se dan los listados generales de los programas desarrollados con el objeto de completar la información que acerca de ellos se ha resumido en los diagramas de flujo anteriormente expuestos.

CESERC

```
C
C
C
C     ------------------
C     PROGRAMA PRINCIPAL
C     ------------------
C     ...
      PROGRAM ATVTP
C     ...
C***********************************************************************
C*                                                                     *
C*  ANALISIS DEL TIEMPO DE VIDA DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA     *
C*                                                                     *
C***********************************************************************
C
C     PROGRAMA APLICABLE A TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN ACEITE
C
C     RESERVE MEMORIA
      REAL RMS(4,12),RMST(2,12),TRANS(24,6),TH(24),LIFE(24),ER(24)
      REAL L(24),LOAD(24),TOP(24),TOPE(24,24),TG(24),TMAX(24),THS(1)
      REAL HORAM(1),RR(1),TMAXIN(24),TA(24),GRANDE(365),LOCO(5,101)
      REAL THSS(1),HORAMM(1),RRR(1),RP(365),RESTO(365),ESTI(365),FC(365)
      REAL DOSIS(50,365),ANITA(50),SOPA(365),TUCO(1),MODA(1),VR(1),MVAN
      REAL EX(3),CARA(3),PCUN(3),PTON(3),FD(3),C(3),TOR(3),XX(3)
      REAL NUMERO(50,365),GUI(1),DO(1),OCHOA(1),MALDO,NADO,LEO
      INTEGER DIAL(365),FACT,ANHO,DIAS,GRAFIC
      CHARACTER*72 NAME,CURVA
      DATA TAMB/30.0/,TAMBOR/40.0/,TCRIT/140.0/
C
C     LEA EL NOMBRE Y UBICACION DE LA SUBESTACION
C     &&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&
      READ(1,2)NAME
C     &&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&
    2 FORMAT(72A)
C
C     DEFINICION DE LAS CARACTERISTICAS DEL TRANSFORMADOR
C     ***************************************************
C     WND = PESO DEL NUCLEO Y DE LOS DEVANADOS EN LBS.
C     WTA = PESO DEL TANQUE Y LOS ACCESORIOS EN LBS.
C     WA = PESO DEL ACEITE EN LBS.
C     PFEN = PERDIDAS EN EL NUCLEO A PLENA CARGA
C     PCUN = PERDIDAS EN EL COBRE A PLENA CARGA
C     CARA = CAPACIDAD NOMINAL DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA
C     TOPO = TEMPERATURA DEL TOPE DEL ACEITE A CARGA NOMINAL
C     TR = TEMPERATURA DE ELEVACION PROMEDIO DEL DEVANADO SOBRE LA
C     TEMPERATURA AMBIENTE, MEDIDA POR EL METODO DE LA RESISTENCIA
C     EX = EXPONENTE (N) DE ELEVACION DE LA TEMPERATURA VERSUS LAS
C     PERDIDAS, QUE DEPENDE DEL TIPO DE ENFRIAMIENTO
C     DURA = TIEMPO DE VIDA PROMEDIO ESPERADA DEL TRANSFORMADOR (ANIOS)
C
C     LEA LAS CARACTERISTICAS DEL TRANSFORMADOR
C     SI EL CONDUCTOR ES DE COBRE LEA
C                                          FACT= 1
C     SI EL CONDUCTOR ES DE ALUMINIO LEA
C                                          FACT= 2
C     &&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&
      READ(1,6)WND,WTA,WA,PFEN,TR,DURA,TOPO,FACT
C     &&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&
    6 FORMAT(7F10.3,1X,I1)
C
```

```
      IF(DURA.EQ.0.0)DURA=30.0
C     LEA EL NUMERO DE ETAPAS DE ENFRIAMIENTO.
C
C     &&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&
      READ(1,7)IGO
C     &&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&
C
    7 FORMAT(I1)
      IF(IGO.LE.3) GO TO 8
C     IMPRIMA MENSAJE AL USUARIO
      WRITE(3,*) ' REVISE LA ENTRADA DE DATOS. EL NUMERO DE ETAPAS DE EN
     *FRIAMIENTO NO PUEDE SER MAYOR DE 3'
      STOP
C     LEA EL TIPO DE ENFRIAMIENTO
C
C     &&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&
    8 READ(1,*)(EX(N),N = 1,IGO)
C     &&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&
C
      IF(EX(1).EQ.0.8) GO TO 9
C     IMPRIMA MENSAJE AL USUARIO
      WRITE(3,*) ' REVISE LA ENTRADA DE DATOS. EL PRIMER RATING DEBE SER
     * ENFRIAMIENTO NATURAL (OA)'
      STOP
C     LEA LOS MVA CORRESPONDIENTES A CADA RATING DE ENFRIAMIENTO
C
C     &&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&
    9 READ(1,*)(CARA(N),N = 1,IGO)
C     &&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&
C
C     LEA LAS PERDIDAS POR EFECTO JOULE CORRESPONDIENTES A CADA ETAPA DE
C     ENFRIAMIENTO
C
C     &&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&
      READ(1,*)(PCUN(N),N = 1,IGO)
C     &&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&
C
      IF(TR.EQ.55. OR. TR.EQ.65)GO TO 20
C     IMPRIMA MENSAJE
      WRITE(3,*) ' REVISE LA ENTRADA DE DATOS. EL TRANSFORMADOR DEBE SER
     * DEL TIPO 55 GRADOS RISE O BIEN 65 GRADOS RISE'
      STOP
   20 IF(TR.EQ.65.)PILA = 180.
      IF(TR.EQ.55.)PILA = 160.
C     DEFINA LA TEMPERATURA MAXIMA DEL TOPE DEL ACEITE
      IF(TR.EQ.65.)PESO = 115.
      IF(TR.EQ.55.)PESO = 105.
C     DEFINA LA TEMPERATURA DE ELEVACION DEL DEVANADO SOBRE LA TEMPERATU
C     RA DEL TOPE DEL ACEITE A CARGA NOMINAL
C
      IF(TR.EQ.65)TGN = 15.
      IF(TR.EQ.55)TGN = 10.
C
C     CALCULE LA TEMPERATURA DE ELEVACION SOBRE LA TEMPERATURA AMBIENTE
C     DEL TOPE DEL ACEITE A CARGA NOMINAL
C
      IF(TR .EQ. 55..AND. TOPO .EQ. 0.) TOPO = 45.
      IF(TR .EQ. 65..AND. TOPO .EQ. 0.) TOPO = 55.
C     CALCULE LA TEMPERATURA PROMEDIO TRN DEL DEVANADO A CARGA NOMINAL
      TRN = TR + TAMB
```

CESERC

```
C     CALCULE LA PERDIDA DE VIDA PROMEDIO DIARIA DEL TRANSFORMADOR
      VIDAP = 100./(365*DURA)
C     DEFINA LA TEMPERATURA MAXIMA DEL DEVANADO
C     CALCULE LA TEMPERATURA PROMEDIO A CARGA NOMINAL DEL PUNTO MAS CA-
C     LIENTE DEL DEVANADO
      TOPEN = TR + TGN
      THS(1) = TAMB + TOPEN
C     CALCULE LA TEMPERATURA DE ELEVACION DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL DE-
C     VANADO SOBRE LA TEMPERATURA DEL TOPE DEL ACEITE
      TDIF = (TR-TOPO)+TGN
C
C     CALCULE LA TEMPERATURA MAXIMA A CARGA NOMINAL DEL PUNTO MAS CALIEN
C     TE DEL DEVANADO
      TEMPE = TAMBOR + TOPEN
C
      GUI(1) = TAMB
      THSS(1) = PILA
C     CALCULE LA VIDA ESPERADA (EN DIAS) A LA TEMPERATURA DE REFERENCIA
      CALL VIDA(TR,THS,HORAM,RR,THS(1),SUDA,PES,1)
      CANA = HORAM(1)/8760.
C     CALCULE EL PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA DIARIA A LA TEMPERATURA
C     DE REFERENCIA
      VIDAM = SUDA/CANA
C     CALCULE LA PERDIDA DE VIDA DIARIA SI EL TRANFOMADOR ESTA DESENEGI-
C     ZADO
      CALL VIDA(TR,GUI,DO,OCHOA,THS(1),MALDO,NADO,1)
      AMB = MALDO/CANA
      PEACE = 100./AMB
C     CALCULE EL PORCENTAJE REMANENTE DE LA FORTALEZA A LA TRACCION DEL
C     AISLAMIENTO CELULOSO, SI EL TRANFORMADOR OPERA A LA TEMPERATURA
C     DE REFERENCIA (CARGA NOMINAL)
      RIO = VIDAM/100.
      FILO = (1-RIO)**PES
      TRACC = FILO*100.
C     CALCULE LA PERDIDA DE VIDA CONSIDERANDO LA MAXIMA TEMPERATURA PER-
C     MITIDA DEL DEVANADO
      CALL VIDA(TR,THSS,HORAMM,RRR,THS(1),SACO,PAR,1)
C
      DAVID = SACO/CANA
      PAZ = 100./DAVID
C
      DO 25 N9 = 1,IGO
C
      IF(EX(N9).EQ.0.0 .OR.CARA(N9).EQ.0.0 .OR. PCUN(N9).EQ.0.0)THEN
C     IMPRIMA MENSAJE
      WRITE(3,*) ' REVISE LA ENTRADA DE DATOS. HA PUESTO VALORES CEROS E
     *N EL TIPO DE ENFRIAMIENTO, EN LA CARGA, O EN LAS PERDIDAS DEL DEVA
     *NADO'
      STOP
      ENDIF
C     CALCULE LAS PERDIDAS TOTALES A PLENA CARGA.

   23 PTON(N9) = PFEN + PCUN(N9)
C     CALCULE LA RELACION DE PERDIDAS A CARGA NOMINAL, DEFINIDA COMO
C          FO(N9) = PERDIDAS EN EL DEVANADO/PERDIDAS EN EL NUCLEO
      FO(N9) = PCUN(N9)/PFEN
C     DETERMINE LA CAPACIDAD CALORIFICA DE ACUERDO AL TIPO DE ENFRIAMIEN
C     TO
      IF(EX(N9).EQ.0.8) C(N9)=(0.06*WND + 0.04*WTA + 0.18*WA)/1000.
      IF(EX(N9).GT.0.8) C(N9)=(0.06*WND + 0.06*WTA + 0.26*WA)/1000.
```

```
C     DETERMINE EL EXPONENTE M DE LA TEMPERATURA DE ELEVACION DEL DEVANA
C     DO SOBRE LA TEMPERATURA DEL TOPE DEL ACEITE
C                  ENFRIAMIENTO              N          M
C                       OA                  0.8        0.8
C                       FA                  0.9        0.8
C                       FOA                 1.0        1.0
      IF(EX(N9).EQ.0.9) XX(N9) = EX(N9)-0.1
      IF(EX(N9).NE.0.9) XX(N9) = EX(N9)
C     CALCULE LA CONSTANTE DE TIEMPO TAU DEL TRANSFORMADOR
      TOR(N9) = C(N9)*TOPO/PTON(N9)
   25 CONTINUE
C     ++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++
C     ESCRIBA EN LA PRIMERA HOJA DE SALIDA LOS TITULOS PRINCIPALES
C     ++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++
      WRITE(3,900)
      WRITE(3,901)
      WRITE(3,902)
  900 FORMAT('1'//////)
  901 FORMAT(//////25X,'ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL'/25X,40
     +('-')///29X,'FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA'/29X,32('-')///34X,'
     +GUIDO OCHOA MALDONADO'///10X,70('*')//,10X,'*** ANALISIS DEL TIEMP
     +O DE VIDA DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA ***',//,10X,70('*')/)
  902 FORMAT(/////////5X,'NOTA',/5X,4('-'),//5X,'EL PROGRAMA ES VALIDO P
     *ARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA SUMERGIDOS EN ACEITE')
C     ++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++
C     ESCRIBA EN LA SIGUIENTE PAGINA LAS CARACTERISTICAS ELECTRICAS Y -
C     TERMICAS DEL TRANSFORMADOR. ESCRIBA LAS CONDICIONES TERMICAS.
C     ++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++
C     ESCRIBA EL NOMBRE DE LA SUBESTACION, SU UBICACION O CUALQUIER OTRA
C     INFORMACION DEL TRANSFORMADOR EN ESTUDIO
      WRITE(3,30)
      WRITE(3,2)NAME
      WRITE(3,40)
   30 FORMAT('1'/////)
   40 FORMAT(//,1X,'CARACTERISTICAS ELECTRICAS Y TERMICAS DEL TRANSFORMA
     *DOR',/,1X,55('-'),//)
      IF(FACT.EQ.1)WRITE(3,53)
      IF(FACT.EQ.2)WRITE(3,54)
   53 FORMAT(' EL DEVANADO ES DE COBRE')
   54 FORMAT(' EL DEVANADO ES DE ALUMINIO')
      WRITE(3,55)IGO
   55 FORMAT(1X,'NUMERO DE ETAPAS DE ENFRIAMIENTO',9X,'=',3X,I2)
C
      DO 70 K6 = 1,IGO
      IF(K6.EQ.3 .AND. EX(3).EQ.EX(2))GO TO 64
      IF(EX(K6).EQ.0.8)WRITE(3,60)
      IF(EX(K6).EQ.0.9)WRITE(3,61)
      IF(EX(K6).EQ.1.0)WRITE(3,62)
      GO TO 66
   60 FORMAT(1X,'...'/1X,'PARA EL TIPO DE ENFRIAMIENTO OA SE TIENE LO SI
     *GUIENTE')
   61 FORMAT(1X,'...'/1X,'PARA EL TIPO DE ENFRIAMIENTO FA SE TIENE LO SI
     *GUIENTE')
   62 FORMAT(1X,'...'/1X,'PARA EL TIPO DE ENFRIAMIENTO FOA SE TIENE LO S
     *IGUIENTE')
   64 WRITE(3,65)
   65 FORMAT(1X,'...'/1X,'PARA LA TERCERA ETAPA DE ENFRIAMIENTO, SE TIEN
     *E LO SIGUIENTE')
   66 WRITE(3,67)CARA(K6),C(K6)
      WRITE(3,68)PCUN(K6),FO(K6),TOR(K6)
```

```
   67  FORMAT(1X,'CAPACIDAD NOMINAL DEL TRANSFORMADOR',6X,'=',2X,F7.2,' M
     *VA'/1X,'CAPACIDAD TERMICA',24X,'=',2X,F7.2,' KW-HORA/GRADO CENTIG.
     *')
   68  FORMAT(1X,'PERDIDA EN EL DEVANADO',19X,'=',2X,F7.2,' KW'/1X,'RELAC
     *ION DE PERDIDAS',21X,'=',2X,F7.2/1X,'CONSTANTE DE TIEMPO DEL TRANS
     *FORMADOR',4X,'=',2X,F7.2,' HORAS')
   70  CONTINUE
C
       WRITE(3,86)PFEN,TAMB,TAMBOR
   86  FORMAT(1X,'...',/1X,'PERDIDA EN EL NUCLEO',21X,'=',2X,F7.2,' KW'/1
     *X,'TEMPERATURA AMBIENTE PROMEDIO',12X,'=',2X,F7.2,' GRADOS CENTIG.
     *'/1X,'TEMPERATURA AMBIENTE MAXIMA',14X,'=',2X,F7.2,' GRADOS CENTIG
     *.')
       WRITE(3,87)TR,TGN
   87  FORMAT(1X,'TEMPERATURA DE ELEVACION PROMEDIO DEL',4X,'=',2X,F7.2,'
     * GRADOS CENTIG.'/1X,'DEVANADO SOBRE LA TEMP. AMBIENTE'/1X,'INCREME
     *NTO PROMEDIO DE TEMPERATURA',7X,'=',2X,F7.2,' GRADOS CENTIG.'/1X,'
     *DEL DEVANADO SOBRE SU TEMP. PROMEDIO')
       WRITE(3,88)TOPEN,THS(1)
   88  FORMAT(1X,'TEMPERATURA DE ELEVAC. DEL PUNTO MAS',5X,'=',2X,F7.2,'
     *GRADOS CENTIG.'/1X,'CALIENTE DEL DEVAN. SOBRE LA TEMP. AMB.'/1X,'T
     *EMPERATURA PROMEDIO DEL PUNTO MAS',7X,'=',2X,F7.2,' GRADOS CENTIG.
     *',/,1X,'CALIENTE DEL DEVANADO')
       WRITE(3,81)TEMPE,PESO
   81  FORMAT(1X,'TEMPERATURA MAXIMA DEL PUNTO MAS',9X,'=',2X,F7.2,' GRAD
     *OS CENTIG.'/1X,'CALIENTE DEL DEVANADO'///1X,'CONDICIONES TERMICAS'
     */1X,20('-'),//,1X,'LA TEMPERATURA MAXIMA PERMISIBLE DEL TOPE DEL A
     *CEITE ES ',F7.2,' GRADOS CENTIG.')
       WRITE(3,82)PILA,TCRIT
   82  FORMAT(1X,'LA TEMPERATURA MAXIMA PERMISIBLE DEL DEVANADO ES ',F7.2
     *,' GRADOS CENTIG.'/1X,'LAS TEMPERATURAS DEL DEVANADO MAYORES A ',F
     *7.2,' GRADOS CENTIGRADOS SE CONSIDERAN'/' TEMPERATURAS PELIGROSAS'
     *)
C
C      LEA EL NUMERO DE ANIOS PARA LOS CUALES SE VA A CORRER EL PROGRAMA
C      LEA EL TIEMPO QUE EL TRANSFORMADOR HA ESTADO OPERANDO EN CONDICIO-
C      NES NORMALES DE OPERACION.
C      &&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&
       READ(1,83)ANHO,USO
C      &&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&
   83  FORMAT(I3,7X,F10.2,/)
C
C      COMIENZE EL LAZO PARA REALIZAR LOS CALCULOS CORRESPONDIENTES A LOS
C      DISTINTOS ANIOS
C      ------------------------------------------------------------------
C
C
       DO 777 NECIO = 1,ANHO
C
C      INICIALICE LAS VARIABLES DE ACUMULACION ANUALES
       JUNIO = 0
       ANUAL = 0.0
       SUPER = 0.0
       QUITO = 0.0
       TOTAL = 0.0
C      LIMPIE LOS ARREGLOS AL COMENZAR UN NUEVO ANIO DE OPERACION
       DO 89 IGUAL = 1,24
       NSAME = IGUAL+1
       L(IGUAL) = 0.0
       LOAD(IGUAL) = 0.0
```

CESERCI

```
      TOP(IGUAL) = 0.0
      TG(IGUAL) = 0.0
      TMAX(IGUAL) = 0.0
      TMAXIN(IGUAL) = 0.0
      LIFE(IGUAL) = 0.0
      LOCO(1,NSAME) = 0.0
      LOCO(2,NSAME) = 0.0
      LOCO(3,NSAME) = 0.0
   89 ER(IGUAL) = 0.0
C     LEA EL NUMERO DE DIAS DEL ANIO PARA LOS CUALES SE VA A CORRER EL
C     PROGRAMA
C     LEA EL NUMERO DE DIAS DEL ANIO QUE HA ESTADO DESENERGIZADO.
C     &&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&
      READ(1,83)DIAS,PARO
C     &&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&
      DIAL(NECIO) = DIAS
C
      IF(ANHO.GT.1)WRITE(3,90)NECIO
   90 FORMAT('1'/////1X,'LA CORRIDA PARA EL ANIO ',I2,1X,'COMIENZA A CON
     *TINUACION...'/1X,53('='),/////,1X,'DATOS DE CARGA OBTENIDOS DE MED
     *ICIONES EFECTUADAS CADA HORA DEL DIA'/1X,67('-'),///,1X,'DIA DE OP
     *ERACION'/)
C     COMIENZE EL LAZO PARA REALIZAR LOS CALCULOS CORRESPONDIENTES A LOS
C     DIFERENTES DIAS DEL ANIO RESPECTIVO
C     ------------------------------------------------------------------
C
C
      DO 999 KLM = 1, DIAS
C
C     INICIALICE LAS VARIABLES DE ACUMULACION DIARIAS
      SUN = 0.0
      SUD = 0.0
      LEO = 0.0
      JOTA = 0
C     VARIABLES DE INICIALIZACION DE LA SUBRUTINA GRAFICADORA
      LOCO(1,1) = 0.
      LOCO(2,1) = 0.
      LOCO(3,1) = 0.
C     INDIQUE CUANTAS VECES EN EL ANIO SE REPITE EL MISMO DIA DE OPERACI
C     CION. SI EN ESTE DIA QUIERE GRAFICAR CIERTAS VARIABLES LEA
C                                GRAFIC = 999
C     &&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&
      READ(1,*)CONT,GRAFIC,BN
C     &&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&
C
      NUMERO(NECIO,KLM) = CONT
      IF(BN.GT.0.8) GO TO 91
      R = FO(1)
      BM = XX(1)
      MVAN = CARA(1)
      TAU = TOR(1)
      GO TO 93
   91 IF(BN.GT.0.9) GO TO 92
      R = FO(2)
      BM = XX(2)
      MVAN = CARA(2)
      TAU = TOR(2)
      GO TO 93
   92 CONTINUE
      R = FO(3)
```

CESERC

```
      BM = XX(3)
      MVAN = CARA(3)
      TAU = TOR(3)
C     LEA LA FECHA CORRESPONDIENTE A LA CURVA DIARIA DE CARGA
C     &&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&
   93 READ(1,2) CURVA
C     &&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&
C
C     LEA LAS HORAS Y LAS CARGAS CORRESPONDIENTES DURANTE EL DIA
C     &&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&
      READ(1,94)((RMS(I,J),J=1,12),I=1,4)
C     &&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&
C
   94 FORMAT(12F6.2)
C
      DO 95 K = 1,12
C
      IF(K.EQ.1) RMST(1,K) = RMS(1,K)
      IF(K.EQ.1) RMST(3,K) = RMS(1,K)
      IF(K.GT.1)RMST(1,K) = RMS(1,K)-RMS(1,K-1)
      IF(K.GT.1)RMST(3,K) = RMS(3,K)-RMS(3,K-1)
      KK = RMS(1,K)
      NN = RMS(3,K)
      LOAD(KK) = RMS(2,K)
      LOAD(NN) = RMS(4,K)
C
C     CALCULE LA CARGA RMS Y EL VALOR PICO DE CARGA DURANTE EL DIA
      XSUN = RMST(1,K)*(RMS(2,K)**2) + RMST(3,K)*(RMS(4,K)**2)
      XSUD = RMST(1,K) + RMST(3,K)
      SUN = SUN + XSUN
      SUD = SUD + XSUD
      RAIZ1 = SQRT(SUN)
      IF(K.EQ.1)GO TO 95
      IF(K.GT.1.AND.RMS(2,K).LT.RMS(2,K-1))RMS(2,K)=RMS(2,K-1)
      IF(K.GT.1.AND.RMS(4,K).LT.RMS(4,K-1))RMS(4,K)=RMS(4,K-1)
      IF(K.EQ.12.AND.RMS(2,K).GE.RMS(4,K))GRANDE(KLM) = RMS(2,K)
      IF(K.EQ.12.AND.RMS(2,K).LT.RMS(4,K))GRANDE(KLM) = RMS(4,K)
   95 RAIZ2 = SQRT(SUD)
      CARGA = RAIZ1/RAIZ2
      ARO = CARGA/MVAN
C
      DO 97 J1 = 1,24
      L(J1) = LOAD(J1)/MVAN
   97 LEO = LEO+L(J1)
      ROJO = GRANDE(KLM)/MVAN
      AZUL = LEO/24.
      FC(KLM) = AZUL/ROJO
C
C     LEA LA TEMPERATURA AMBIENTE EN FORMATO LIBRE
C     &&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&
      READ(1,*)(TA(I),I = 1,24)
C     &&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&&
C
C     ASIGNE UNA TEMPERATURA PROMEDIO EN EL CASO QUE NO SE TENGA DATOS
C     DE LAS TEMPERATURAS DURANTE EL DIA DE OPERACION
      DO 98 LORO = 1,24
      IF(TA(LORO).EQ.0.0)TA(LORO)=TR
   98 CONTINUE
C
      IF(ANHO.EQ.1 .OR. KLM.GT.1)WRITE(3,100)
```

```
C     IMPRIMA LA FECHA DE LA CURVA DIARIA DE CARGA
      WRITE(3,101)CURVA
C     ESCRIBA EL ENCABEZAMIENTO DEL CICLO DIARIO DE CARGA
      WRITE(3,102)
C     ESCRIBA LAS CAPACIDADES EN MVA DURANTE EL DIA DE OPERACION
      DO 99  K1 = 1,12
      K2 = K1 + 12
      WRITE(3,104) K1,LOAD(K1),L(K1),K2,LOAD(K2),L(K2)
   99 CONTINUE
C     IMPRIMA EL FACTOR DE CARGA DURANTE EL DIA DE FUNCIONAMIENTO
      WRITE(3,105)FC(KLM)
C     IMPRIMA LA CARGA RMS
      WRITE(3,106) CARGA
C     IMPRIMA EL VALOR PICO DE CARGA
      WRITE(3,107)GRANDE(KLM)
C     IMPRIMA EL TIPO DE ENFRIAMIENTO USADO EN EL DIA
      IF(BN.EQ.0.8)WRITE(3,109)
      IF(BN.EQ.0.9)WRITE(3,110)
      IF(BN.EQ.1.0)WRITE(3,111)
C     IMPRIMA LA POTENCIA BASE CORRESPONDIENTE AL TIPO DE ENFRIAMIENTO
C     USADO EN EL DIA
      WRITE(3,112)MVAN
C
      RELA = GRANDE(KLM)/MVAN
C     SIEMPRE QUE NO SE ALCANCEN LAS TEMPERATURAS CRITICAS LA SOBRECARGA
C     MAXIMA SERA DE DOS VECES LA CARGA NOMINAL
      IF(RELA .GT. 2.0)WRITE(3,108)
C
  100 FORMAT('1'/////,1X,'DATOS DE CARGA OBTENIDOS DE MEDICIONES EFECTUA
     *DAS CADA HORA DEL DIA'/1X,67('-'),//,1X,'DIA DE OPERACION'/)
  101 FORMAT(1X,72A)
  102 FORMAT(//,1X,'HORA',13X,'CARGA',24X,'HORA',13X,'CARGA',/,14X,'(MVA
     *)',4X,'(PU)',33X,'(MVA)',4X,'(PU)')
  104 FORMAT(1X,I3,9X,F6.2,4X,F4.2,20X,I3,9X,F6.2,4X,F4.2)
  105 FORMAT(///,1X,'FACTOR DE CARGA',16X,'= ',F8.3)
  106 FORMAT(1X,'CARGA EQUIVALENTE O VALOR RMS  = ',F8.3,2X,'MVA')
  107 FORMAT(' EL PICO DE CARGA ES',12X,'= ',F8.3,2X,'MVA')
  108 FORMAT(1X,'SE HA ALCANZADO LA MAXIMA SOBRECARGA PERMISIBLE')
  109 FORMAT(1X,'EL TIPO DE ENFRIAMIENTO ES OA')
  110 FORMAT(1X,'EL TIPO DE ENFRIAMIENTO ES FA')
  111 FORMAT(1X,'EL TIPO DE ENFRIAMIENTO ES FOA')
  112 FORMAT(1X,'LA POTENCIA BASE (NOMINAL) ES',2X,'=',1X,F8.3,2X,'MVA'/
     */)
C     ESCRIBA EL ENCABEZAMIENTO DEL TITULO PARA IMPRIMIR LAS TEMPERATU-
C     RAS ALCANZADAS
      WRITE(4,114)
      WRITE(4,101)CURVA
      WRITE(4,115)
  114 FORMAT('1'//,' TEMPERATURAS ALCANZADAS DURANTE EL DIA DE OPERACION
     *',/,1X,51('-'),/)
  115 FORMAT(/1X,'HORA',7X,'TEMPERATURA',5X,'TEMPERATURA DE',6X,'TEMPERA
     *TURA DE',5X,'TEMPERATURA',/,12X,'AMBIENTE',8X,'ELEVACION DEL',7X,'
     *ELEVACION DEL',6X,'DEL PUNTO MAS',/,28X,'TOPE DEL ACEITE',5X,'DEVA
     *NADO SOBRE',5X,'CALIENTE DEL',/,48X,'EL ACEITE',10X,'DEVANADO',/)
C
      DO 143 M = 1,24
C
      IF(M.GT.1)GO TO 120
      CR = 1.0
      GO TO 130
```

CESERC

```
 120  N = M -1
C
C     CALCULE EL FACTOR DE CORRECCION RESISTIVO DEBIDO A LA VARIACION DE
C     LA TEMPERATURA DEL DEVANADO
      IF(FACT.EQ.1)CR= (234.5 + TMAXIN(N))/(234.5 + TRN)
      IF(FACT.EQ.2)CR= (225.0 + TMAXIN(N))/(225.0 + TRN)
C
C     CALCULE EL FACTOR DE CORRECCION RESISTIVO TOTAL CONSIDERANDO QUE
C     LAS PERDIDAS DEBIDO A LAS CORRIENTES DE EDDY SON INVERSAMENTE PRO
C     PORCIONALES AL INCREMENTO DE CARGA, LAS CUALES A PLENA CARGA RE-
C     PRESENTAN UN 20 PORCIENTO DE LAS PERDIDAS TOTALES DEL DEVANADO
 130  CORR = 0.8*CR + 0.2/CR
C
C     CALCULE LA TEMPERATURA DE ELEVACION DEL TOPE DEL ACEITE PARA LAS
C     DIFERENTES CONDICIONES DE CARGA
C
      IF(M.EQ.1)TOQUE = TOPO*((CORR*ARO**2*R + 1.)/(R + 1.))**BN
      TOP(M) = TOPO*((CORR*L(M)**2*R + 1.)/(R + 1.))**BN
C     CALCULE EL GRADIENTE DE TEMPERATURA TG DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL
C     DEVANADO
C
      IF(M.EQ.1)TARRO = TDIF*(CORR*ARO**2)**BM
      TG(M) = TDIF*(CORR*L(M)**2)**BM
C
C     CALCULE LA TEMPERATURA DE ELEVACION SOBRE LA TEMPERATURA AMBIENTE
C     DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL DEVANADO PARA LAS DIFERENTES CONDICIO-
C     NES DE CARGA
C
      IF(M.EQ.1)TRUCO = TAMB+TOQUE+TARRO
      TH(M) = TOP(M) + TG(M)
      TMAXIN(M) = TA(M) + TOP(M) + TG(M)
      TMAX(1) = TMAXIN(1)
      IF(M.EQ.1)WRITE(4,139)M,TA(1),TOP(1),TG(1),TMAXIN(1)
 139  FORMAT(1X,I2,8X,F8.2,6X,F12.4,7X,F11.4,9X,F10.4)
C
      IF(M.EQ.1)GO TO 143
      IF(TOP(M).EQ.TOP(N)) GO TO 143
C     CORRECCION DE LA CONSTANTE DE TIEMPO DEBIDO A LA VARIACION DE CARG
      TAU1 = TAU*(TOP(M)/TOPO-TOP(N)/TOPO)/((TOP(M)/TOPO)**BN-(TOP(N)/TO
     *PO)**BN)
      TIME = (M-N)/6.
C     CALCULE LAS TEMPERATURAS TRANSIENTES DEL ACEITE
C
      DO 140 J = 1,6
C
      TIEMP = J*TIME
      IF(M.EQ.2)TRANS(N,J) = (TOP(M)-TOP(N))*(1.-EXP(-TIEMP/TAU1)) +TOP(
     *N)
      IF(M.GT.2)TRANS(N,J) = (TOP(M)-TOPE(N,N))*(1.-EXP(-TIEMP/TAU1)) +
     *TOPE(N,N)
      TOPE(M,M) = TRANS(N,6)
 140  TMAX(M) = TA(M) + TOPE(M,M) + TG(M)
 143  CONTINUE
C
      DO 180 MAS=2,24
C
      MEN = MAS - 1
      IF(TOP(MAS).EQ.TOP(MEN))GO TO 160
C     LIMITACIONES AL ALCANZAR LA TEMPERATURA MAXIMA PERMISIBLE DEL TOPE
C     DEL ACEITE
```

```
      TOIL = TOPE(MAS,MAS) + TA(MAS)
      IF(TOIL .GE. PESO)WRITE(4,149)
C     LIMITACIONES AL ALCANZAR LA TEMPERATURA MAXIMA PERMISIBLE DEL DE-
C     VANADO
      IF (TMAX(MAS).GE. PILA) WRITE(4,148)
C
      IF(TMAX(MAS).GE.TCRIT)JOTA = JOTA + 1
  148 FORMAT(' *** SE HA ALCANZADO LA TEMPERATURA MAXIMA PERMISIBLE DEL
     * DEVANADO ***')
  149 FORMAT(' *** SE HA ALCANZADO LA TEMPERATURA MAXIMA PERMISIBLE DEL
     * TOPE DEL ACEITE ***')
C
      DO 150 JK = 1,5
C
      HMIN = MEN + JK*TIME
  150 WRITE(4,158)HMIN,TRANS(MEN,JK)
  158 FORMAT(1X,F6.3,18X,F12.4)
      GO TO 172
  160 WRITE(4,170)MEN
  170 FORMAT(/,5X,'*** EN LA HORA ',I2,' NO HAY VARIACION DE TEMPERATURA
     * ***',/)
      TOPE(MAS,MAS) = TOPE(MEN,MEN)
      TMAX(MAS) = TMAX(MEN)
  172 WRITE(4,139)MAS,TA(MAS),TOPE(MAS,MAS),TG(MAS),TMAX(MAS)
      IF(TMAX(MAS).GT.TEMPE) WRITE(4,175)MAS
  175 FORMAT(' EN LA HORA ',I2,' SE TIENE SOBRECARGA',/)
  180 CONTINUE
C
      WRITE(3,190)
  190 FORMAT('1'////,' ANALISIS DEL ENVEJECIMIENTO RELATIVO DURANTE EL
     *DIA DE OPERACION',/,1X,64('-'))
C
      TUCO(1) = TRUCO
      CALL VIDA(TR,TUCO,MODA,VR,THS(1),SACO3,PAR3,1)
C
      DIARIO = SACO3/CANA
      WRITE(3,196)
  196 FORMAT(///1X,'HORA',12X,'TEMPERATURA',16X,'VIDA ESPERADA',15X,'ENV
     *EJECIMIENTO'/17X,'DEL PUNTO MAS',17X,'(DIAS)',22X,'RELATIVO'/17X,'
     *CALIENTE DEL',48X,'(PU)'/17X,'DEVANADO (G.C.)'/)
C
      CALL VIDA(TR,TMAX,LIFE,ER,THS(1),SUDA,PROSA,24)
      PRO = PROSA/CANA
      DOSIS(NECIO,KLM) = PRO
C     DETERMINE EL MAYOR PORCENTAJE DE PERDIDA
      SOPA(KLM) = PRO
      IF(KLM.EQ.1)GO TO 197
      IF(KLM.GT.1.AND.SOPA(KLM).LT.SOPA(KLM-1))SOPA(KLM) = SOPA(KLM-1)
  197 CONTINUE
      IF(KLM.EQ.DIAS)AGRIO = SOPA(KLM)
C     CUENTE LOS DIAS DEL ANIO QUE HAY PERDIDA DE VIDA EN EXCESO
      IF(PRO.GT.VIDAP) JUNIO = JUNIO + 1
C     SUME LAS PERDIDAS DE VIDA DIARIA EN EL ANIO
      IF(CONT.EQ.0.0)GO TO 198
      GUAYAS = CONT*PRO
      QUITO  = QUITO+GUAYAS
  198 IF(PRO.GT.VIDAP)SUPER = SUPER+PRO
      IF(PRO.LE.VIDAP)ANUAL = ANUAL+PRO
      WRITE(3,199)PRO
  199 FORMAT(//,1X,75('*'),/,1X,'PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA DIARIA RE
```

CESERC

```
     *AL      = ',E14.8)
      WRITE(3,240)TUCO(1),PAR3,DIARIO
C
      IF(JOTA.EQ.1)WRITE(3,249)JOTA
      IF(JOTA.GT.1)WRITE(3,250)JOTA
      IF(PRO.GT.VIDAP)WRITE(3,210)
      IF(PRO.LT.VIDAP.AND.JOTA.LT.1.AND.RELA.LT.2.0)WRITE(3,220)
C
  210 FORMAT(1X,'EN ESTE DIA EL TRANSFORMADOR HA SUFRIDO UNA DISMINUCION
     * DE SU VIDA'/1X,'ESPERADA NORMAL',/,1X,75('*'),/)
  220 FORMAT(1X,'EN ESTE DIA EL TRANSFORMADOR HA OPERADO NORMALMENTE Y N
     *O HA SUFRIDO',/,' DISMINUCION DE SU VIDA ESPERADA NORMAL',/,1X,75(
     +'*'),/)
C
  240 FORMAT(//,' CON CARGA RMS SE ALCANZA LA TEMPERATURA =',F7.2,' GRAD
     *OS CENTIG. Y SE TIENE'/1X,'VIDA ESPERADA (EN DIAS)',23X,'= ',E12.6
     *,/,1X,'PORCENTAJE DE PERDIDA MAXIMA DE VIDA DIARIA   = ',E12.6,//)
  249 FORMAT(/,' EN ESTE DIA EL TRANSFORMADOR HA OPERADO A TEMPERATURAS
     *PELIGROSAS POR ' / 1X,'UN TIEMPO DE UNA HORA')
  250 FORMAT(/,' EN ESTE DIA EL TRANSFORMADOR HA OPERADO A TEMPERATURAS
     *PELIGROSAS POR '/,1X'UN TIEMPO DE ',I2,' HORAS')
C
      IF(GRAFIC.NE.999)GO TO 999
C     LLAME A LA SUBRUTINA GRAFICADORA.
      DO 295 L9=2,25
      LOCO(1,L9)=ER(L9-1)
      LOCO(2,L9)=LOAD(L9-1)
  295 LOCO(3,L9)=TMAXIN(L9-1)
      CALL GRAFI(LOCO,3,25,999)
      WRITE(6,600)CURVA
  600 FORMAT(////,1X,85('*'),///,' DIA DE OPERACION',//,1X,72A,///,85('*
     +'))
      WRITE(6,700)
  700 FORMAT(//,' C = CARGA EN MVA',/,' P = ENVEJECIMIENTO RELATIVO',/,'
     + E = TEMPERATURA DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL DEVANADO')
C     FIN DEL LAZO
C
  999 CONTINUE
C     ------------------------------------------------------------------
C
C     CALCULE EL PORCENTAJE DE LA PERDIDA DE VIDA PROMEDIO ANUAL
      PIDAN = VIDAP*365
C     CALCULE EL PORCENTAJE DE LA PERDIDA DE VIDA ANUAL REAL
      REY = JUNIO+PARO
      IF(DIAS.EQ.REY)THEN
      SONRIA = 0.0
      GO TO 297
      ENDIF
      MARIA = DIAS-REY
      CRIA = 365-REY
      SONRIA = (ANUAL/MARIA)*CRIA
  297 CONTINUE
      IF(CONT.EQ.0.0)PAN = SONRIA+SUPER
      IF(CONT.NE.0.0)PAN = QUITO
      ANITA(NECIO) = PAN
      IF(PAN.GT.PIDAN)SUERO = PAN - PIDAN
      IF(DIAS.GT.1)WRITE(3,299)DIAS
  299 FORMAT(/,1X,'CONSIDERANDO ',I3,' CURVAS DE CARGA DIARIAS SE TIENE
     * ')
      IF(DIAS.EQ.1)WRITE(3,300)
```

```
  300 FORMAT(/,1X,'CONSIDERANDO 1 CURVA DE CARGA DIARIA SE TIENE ')
      WRITE(3,310)PAN
  310 FORMAT(/,1X,'PERDIDA DE VIDA ANUAL REAL',14X,'=',2X,E14.8,2X,'PORC
     *IENTO')
      IF(JUNIO.GT.1)WRITE(3,318)DIAS,JUNIO
  318 FORMAT(/,1X,'DE LAS ',I3,' CURVAS DE CARGA DIARIAS, HAY SOBRECARGA
     * EN', I3,' DIAS')
      WRITE(3,325)AGRIO
  325 FORMAT(1X,'PERDIDA MAXIMA DE VIDA DIARIA REAL',6X,'=',2X,E14.8,2X,
     *'PORCIENTO')
      IF(PAN.GT.PIDAN)WRITE(3,345)SUERO
  345 FORMAT(1X,'PERDIDA DE VIDA EN EXCESO',15X,'=',2X,E14.8,2X,'PORCIEN
     *TO')
C     FIN DEL LAZO
C
  777 CONTINUE
C     ------------------------------------------------------------------
C
C     ++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++
C     IMPRIMA EN LA SIGUIENTE PAGINA UN ANALISIS DE LOS RESULTADOS
C     ++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++++
      WRITE(3,405)
      WRITE(3,415)TR
      WRITE(3,420)THS(1),PES,CANA,VIDAM
      WRITE(3,428)CANA
      IF(VIDAM.GT.VIDAP)WRITE(3,429)TAMB
      IF(VIDAM.LT.VIDAP)WRITE(3,430)TAMB
      IF(VIDAM.EQ.VIDAP)WRITE(3,431)TAMB
      WRITE(3,435)
      WRITE(3,440)VIDAP,PIDAN
      WRITE(3,441)TRACC
      WRITE(3,442)THSS(1),PAZ,DAVID
      WRITE(3,460)PEACE,AMB
      WRITE(3,465)
      WRITE(3,470)
      IF(ANHO.EQ.1)WRITE(3,473)
      IF(ANHO.GT.1)WRITE(3,474)ANHO
      WRITE(3,486)
  405 FORMAT('1'/////,27X,22('='),/23X,'***',1X,'ANALISIS DE RESULTADOS'
     *,1X,'***'/27X,22('=')///)
  415 FORMAT(/,1X,'A).- USANDO LAS CURVAS DE ENVEJECIMIENTO TERMICO DE U
     *N TRANSFORMADOR DEL TIPO',F5.1,/6X,'RISE SE DETERMINAN LOS SIGUIEN
     *TES VALORES')
  420 FORMAT(//,' ** A LA TEMPERATURA DE REFERENCIA TO DEL DEVANADO =',F
     *7.2,' GRADOS CENTIG. SE TIENE',//,' VIDA ESPERADA',33X,'= ',F12.2,
     *' DIAS   (',F4.2,' ANIOS)'/1X,'PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA DIARI
     *A',10X,'= ',3X,E12.6,/)
  428 FORMAT(1X,'EL TIEMPO DE ',F4.2,' ANIOS DE VIDA ESTA LEJOS DE LA RE
     *ALIDAD, INDICANDONOS QUE LAS CUR-'/1X,'VAS DE ENVEJECIMIENTO SON D
     *EMASIADO CONSERVATIVAS.  POR ESTA RAZON SE ESTIMA QUE UN')
  429 FORMAT(1X,'TRANSFORMADOR QUE OPERA A CARGA NOMINAL Y A UNA TEMPERA
     *TURA AMBIENTE DE ',F6.2,' GRADOS'/1X,'CENTIGRADOS TENDRA UNA PERDI
     *DA DE VIDA DIARIA MAYOR A LA PROMEDIO. SE CONSIDERA COMO')
  430 FORMAT(1X,'TRANSFORMADOR QUE OPERA A CARGA NOMINAL Y A UNA TEMPERA
     *TURA AMBIENTE DE ',F6.2,' GRADOS'/1X,'CENTIGRADOS TENDRA UNA PERDI
     *DA DE VIDA DIARIA MENOR A LA PROMEDIO. SE CONSIDERA COMO')
  431 FORMAT(1X,'TRANSFORMADOR QUE OPERA A CARGA NOMINAL Y A UNA TEMPERA
     *TURA AMBIENTE DE ',F6.2,' GRADOS'/1X,'CENTIGRADOS TENDRA UNA PERDI
     *DA DE VIDA DIARIA IGUAL A LA PROMEDIO. SE CONSIDERA COMO')
  435 FORMAT(1X,'PERDIDA DE VIDA EN EXCESO, CUALQUIER PERDIDA DE VIDA MA
```

```
     *YOR QUE LA PROMEDIO')
  440 FORMAT(/1X,'PERDIDA PROMEDIO DE VIDA DIARIA',2X,'= ',1PE11.5,' POR
     *CIENTO'/1X,'PERDIDA PROMEDIO DE VIDA ANUAL',3X,'= ',1PE11.5,' PORC
     *IENTO')
  441 FORMAT(/,1X,'TRABAJANDO A LA TEMPERATURA DE REFERENCIA TO DEL DEVA
     *NADO, EL AISLAMIENTO CELULOSO'/1X,'ALCANZA UNA FORTALEZA REMANENTE
     * DEL ',F5.2,' PORCIENTO DE SU VALOR ORIGINAL')
  442 FORMAT(//,' ** A LA MAXIMA TEMPERATURA PERMITIDA DEL DEVANADO =',F
     *7.2,' GRADOS CENTIG. SE TIENE',//,' VIDA ESPERADA  (EN DIAS)',22X,
     *'= ',E12.6,/,' PORCENTAJE DE PERDIDA MAXIMA DE VIDA DIARIA   = ',E
     *12.6,)
  460 FORMAT(/1X,'** CUANDO EL TRANSFORMADOR ESTA DESENERGIZADO HAY PERD
     *IDA DE VIDA AL CONSIDERAR EL'/4X,'EFECTO DE LA TEMPERATURA AMBIENT
     *E PROMEDIO. SE TIENE',//1X,'VIDA ESPERADA  (EN DIAS)',22X,'= ',E12
     *.6,/,1X,'PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA DIARIA',10X,'= ',E12.6)
  465 FORMAT(/1X,'ESTE PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA DIARIA ES DE TAN IN
     *FIMO VALOR QUE NO TIENE INCI-'/1X,'DENCIA EN LA PERDIDA DE VIDA TO
     *TAL DE TRANSFORMADOR')
  470 FORMAT('1'/////)
  473 FORMAT(1X,'B).- DURANTE EL ANIO DE OPERACION SE HA OBTENIDO LO SIG
     *UIENTE '//)
  474 FORMAT(1X,'B).- DURANTE LOS ',I2,1X,'ANIOS DE OPERACION SE HA OBTE
     *NIDO LO SIGUIENTE '//)
  486 FORMAT(1X,'ANIOS',14X,'PORCENTAJE DE PERDIDA',13X,'PORCENTAJE DE',
     *9X,'DIAS'/1X,'Y DIAS',16X,'DE VIDA DIARIA',20X,'PERDIDA',10X,'REPE
     *TID.'/1X,'TIPICOS',8X,'PERD. NORMAL',5X,'PERD. EXCESO',9X,'DE VIDA
     * ANUAL',7X,'POR ANIO'//)
C
      DO 888 NENE = 1,ANHO
      NORTE = DIAL(NENE)
      TOTAL = TOTAL + ANITA(NENE)
      WRITE(3,500)NENE
  500 FORMAT(1X,'** ANIO ',I2)
      DO 888 LUNA = 1,NORTE
      IF(DOSIS(NENE,LUNA).LE.VIDAP)WRITE(3,565)LUNA,DOSIS(NENE,LUNA),NUM
     *ERO(NENE,LUNA)
      IF(DOSIS(NENE,LUNA).GT.VIDAP)WRITE(3,575)LUNA,DOSIS(NENE,LUNA),NUM
     *ERO(NENE,LUNA)
      IF(LUNA.EQ.NORTE.AND.ANHO.GT.1)WRITE(3,595)NENE,ANITA(NENE)
      IF(LUNA.EQ.NORTE.AND.ANHO.EQ.1)WRITE(3,601)ANITA(NENE)
  565 FORMAT(1X,'DIA',I3,9X,E12.6,10X,'-',21X,'-',15X,F5.1)
  575 FORMAT(1X,'DIA',I3,15X,'-',10X,E12.6,15X,'-',15X,F5.1)
  595 FORMAT(1X,'SUBTOT.',1X,I2,43X,E12.5,/,14X,67('-'))
  888 CONTINUE
      IF(ANHO.GT.1)WRITE(3,601)TOTAL
  601 FORMAT(/1X,'PERD. TOTAL',42X,E12.5)
      IF(ANHO.EQ.1.AND.USO.EQ.0.0)WRITE(3,604)TOTAL
  604 FORMAT(//,1X,'** LA PERDIDA DE VIDA ANUAL DURANTE EL ANIO DE FUNCI
     *ONAMIENTO ES DE'/,4X,E12.5,' PORCIENTO')
      IF(ANHO.GT.1.AND.USO.EQ.0.0)WRITE(3,605)ANHO,TOTAL
  605 FORMAT(//,1X,'** EL TOTAL DE LA PERDIDA DE VIDA DURANTE LOS ',I2,'
     * ANIOS DE FUNCIONAMIENTO ES'/,4X,'DE ',E12.5,' PORCIENTO')
      IF(ANHO.EQ.1.AND.USO.GT.0.0)WRITE(3,606)TOTAL
  606 FORMAT(//,1X,'** LA PERDIDA DE VIDA ANUAL DURANTE EL ANIO DE ESTUD
     *IO ES DE ',E12.5,/,4X,'PORCIENTO')
      IF(ANHO.GT.1.AND.USO.GT.0.0)WRITE(3,607)ANHO,TOTAL
  607 FORMAT(//,1X,'** EL TOTAL DE LA PERDIDA DE VIDA DURANTE LOS ',I2,'
     * ANIOS DE ESTUDIO ES'/,4X,'DE ',E12.5,' PORCIENTO')
      IF(TOTAL.GT.85.0 .AND. TOTAL.LT.100.0)JFIN = 100.-TOTAL
      IF(TOTAL.GT.85.0 .AND. TOTAL.LT.100.0)WRITE(3,608)JFIN
```

```
  608 FORMAT(//1X,'SOLO QUEDA EL ',I2,1X,'PORCIENTO DE LA VIDA DEL TRANS
     *FORMADOR.'/1X,'HAY PELIGRO DE FALLA INMINENTE')
      IF(TOTAL.GE.100.)WRITE(3,609)
      IF(TOTAL.GE.100.)STOP
  609 FORMAT(//1X,'TEORICAMENTE SE HA CONSUMIDO LA VIDA DEL TRANSFORMADO
     *R.'/1X,'HAY PELIGRO DE FALLA INMINENTE')
C     CALCULE LA PERDIDA DE VIDA ANUAL DURANTE EL TIEMPO DE OPERACION
      PASTO = TOTAL/ANHO
C     DETERMINE LA PERDIDA DE VIDA DIARIA DURANTE EL TIEMPO DE OPERACION
C     EN POR UNIDAD
      VERDAD = (PASTO/365.)/100.
C     DETERMINE LA PERDIDA DE VIDA DIARIA NOMINAL EN POR UNIDAD
      VIDAX = VIDAP/100.
C     CALCULE EL TIEMPO QUE DEMORARIA EN ALCANZAR LA PERDIDA DE VIDA TO-
C     TAL REAL, SI OPERA EN CONDICIONES NORMALES
      WEAR = TOTAL/PIDAN
C     CALCULE EL TIEMPO TOTAL DE FUNCIONAMIENTO
      ANTES = USO + ANHO
C
      IF(USO.EQ.0.0 .AND. VERDAD.GT.VIDAX) RUSO = WEAR
      IF(USO.EQ.0.0 .AND. VERDAD.LE.VIDAX) RUSO = ANHO
      IF(USO.NE.0.0 .AND. VERDAD.GT.VIDAX) RUSO = USO+WEAR
      IF(USO.NE.0.0 .AND. VERDAD.LE.VIDAX) RUSO = USO+ANHO
C     CALCULE EL PORCENTAJE DE VIDA REMANENTE
      ORIG = 100.-TOTAL
C     DETERMINE LOS ANIOS DE VIDA RESTANTES DEL TRANSFORMADOR
      QUEDA = TRACC/ORIG
C     CALCULE LA VIDA RESTANTE SI LA PERDIDA DE VIDA DIARIA ES LA NOMI-
C     NAL.
      AMOR = (ALOG(QUEDA)/ALOG(1.-VIDAX))/365.
      ALDO = AMOR-USO
      IF(VERDAD.GT.VIDAX)GO TO 615
C     CALCULE LA VIDA RESTANTE CUANDO EN EL TIEMPO DE ESTUDIO NO HAY EX-
C     CESO DE PERDIDA DE VIDA
C     CALCULE LA VIDA RESTANTE SI LA PERDIDA DE VIDA DIARIA ES EL PROME-
C     DIO DE LOS DIAS DE FUNCIONAMIENTO
      ODIO = (ALOG(QUEDA)/ALOG(1.-VERDAD))/365.
C     DETERMINE EL PROMEDIO DE LOS VALORES ANTERIORES POSIBLES.
      ESTO = ((AMOR+ODIO)/2.)-USO
C     DETERMINE EL TIEMPO MAXIMO DE VIDA RESTANTE
      DURAN = 3*DURA
      DURARE = DURAN-ANTES
C     ESCRIBA LA VIDA RESTANTE CUANDO NO HAY EXCESO DE PERDIDA DE VIDA
      WRITE(3,610)
  610 FORMAT(4X,'NO HAY PERDIDA DE VIDA EN EXCESO')
      IF(ESTO.LE.DURAN)WRITE(3,611)ESTO
  611 FORMAT(//,1X,'** SI EL TRANSFORMADOR CONTINUA OPERANDO EN LAS COND
     *ICIONES ACTUALES, SU VI-'/4X,'DA RESTANTE SERIA DE ',F9.3,' ANIOS'
     *)
      IF(ESTO.GT.DURAN)WRITE(3,612)DURARE
  612 FORMAT(//,1X,'** SI EL TRANSFORMADOR CONTINUA OPERANDO EN LAS COND
     *ICIONES ACTUALES, SU'/4X,'VIDA RESTANTE SERIA DE POR LO MENOS ',F9
     *.3,' ANIOS')
      GO TO 617
C     CALCULE LA VIDA RESTANTE CUANDO EN EL TIEMPO DE ESTUDIO HAY EXCESO
C     DE PERDIDA DE VIDA
C     CALCULE EL EXCESO DE PERDIDA DE VIDA EN PORCENTAJE
  615 SOLO = PASTO-PIDAN
C     CALCULE EL EXCESO DE PERDIDA DE VIDA EN PCR UNIDAD
      SOGA = SOLO/100.
```

```
      RENO = (DURA-RUSO)/(DURA*SOGA+1.)
C     CALCULE EL TIEMPO TOTAL ESTIMADO CUANDO HAY PERDIDA DE VIDA EN EX-
C     CESO
      TODO = RENO+ANTES
C     ESCRIBA LA VIDA RESTANTE CUANDO HAY EXCESO DE PERDIDA DE VIDA
      WRITE(3,616)WEAR
  616 FORMAT(4X,'EXISTE PERDIDA DE VIDA EN EXCESO.  EL PORCENTAJE ANTERI
     *OR ES EQUIVALENTE'/4X,'A ',F5.2,' ANIOS, SI HUBIESE OPERADO CON CA
     *RGAS QUE PRODUZCAN PERDIDAS DE VIDA'/4X,'NORMALES')
      WRITE(3,611)RENO
  617 IF(ANHO.GT.1)THEN
C     CALCULE LA VIDA RESTANTE CUANDO HAY EXCESO DE PERDIDA DE VIDA EN
C     EL ULTIMO ANIO DE ESTUDIO
      DADVER = (ANITA(ANHO)/365.)/100.
      IF(DADVER.GT.VIDAX)THEN
C     CALCULE EL EXCESO DE PERDIDA DE VIDA EN PORCENTAJE
      OLOS = ANITA(ANHO)-PIDAN
C     CALCULE EL EXCESO DE PERDIDA DE VIDA EN POR UNIDAD
      AGOS = OLOS/100.
      ONER = (DURA-RUSO)/(DURA*AGOS+1.)
      WRITE(3,618)ONER
  618 FORMAT(//,1X,'** SI EN LOS PROXIMOS ANIOS EL TRANSFORMADOR SE OPER
     *A CON CARGAS QUE ORIGI-'/4X,'NEN PERDIDAS DE VIDA IGUAL A LAS DEL
     *ULTIMO ANIO, SU VIDA RESTANTE SERIA'/4X,'DE POR LO MENOS ',F9.3,'
     *ANIOS')
      ENDIF
      ENDIF
      WRITE(3,620)ALDO
  620 FORMAT(//,1X,'** SI EN LOS PROXIMOS ANIOS EL TRANSFORMADOR SE OPER
     *A CON CARGAS QUE ORIGI-'/4X,'NEN PERDIDAS DE VIDA IGUAL A LA PROME
     *DIO (MAXIMA PERDIDA DE VIDA NORMAL),'/4X,'SU VIDA RESTANTE SERIA D
     *E POR LO MENOS ',F9.3,' ANIOS')
      WRITE(3,630)
  630 FORMAT(//4X,'NOTA',/4X,4('-'),//4X,'LA EXPRESION ',22H'CONDICIONES
     * ACTUALES',', SE REFIERE A TODO EL TIEMPO DE ESTUDIO')
C     IMPRIMA LAS ALTERNATIVAS DE SOBRECARGAR EL TRANSFORMADOR CON DIFE-
C     RENTES PERDIDAS DE VIDA EN EXCESO POR ANIO.
      WRITE(3,634)
      WRITE(3,635)
  634 FORMAT('1'/////,1X,'C).- SI EN LOS PROXIMOS ANIOS, EL TRANSFORMADO
     *R SE OPERA CON SOBRECARGAS QUE ORIGINEN'/6X,'CUALQUIERA DE LOS SIG
     *UIENTES PORCENTAJES DE PERDIDAS DE VIDA ADICIONAL POR ANIO'/6X,'SE
     * OBTENDRIA EL TIEMPO DE VIDA INDICADO A CONTINUACION '/)
  635 FORMAT(//1X,'PERDIDA DE VIDA ADIC.',12X,'VIDA RESTANTE',13X,'VIDA
     *ESTIMADA TOTAL'/1X,'POR ANIO (PORCENTAJE)',15X,'(ANIOS)',20X,'(ANI
     *OS)'/)
C
      DO 666 NOL = 1,25
      RP(NOL) =(NOL*0.5)/100.
C     EL PORCENTAJE MAXIMO DE PERDIDA DE VIDA ADICIONAL POR ANIO QUE SE
C     RECOMIENDA ES DEL 5 PORCIENTO
C     EL PORCENTAJE MAXIMO DE PERDIDA DE VIDA ANUAL PERMITIDO EN CONDI-
C     CIONES DE EMERGENCIA ES DEL 15 PORCIENTO
      IF(RP(NOL).GT.0.12)GO TO 666
      RESTO(NOL) = (DURA-RUSO)/(DURA*RP(NOL) + 1)
      ESTI(NOL)= RESTO(NOL) + ANTES
      RP(NOL) = RP(NOL)*100
      DIFE = SOLO-RP(NOL)
C     ESCRIBA LA VIDA REAL DEL TRANSFORMADOR CONSIDERANDO SOBRECARGA
C     IMPRIMA EL PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA ADICIONAL ANUAL, LA VIDA
```

```
C      RESTANTE Y LA VIDA ESTIMADA
       IF(NOL.EQ.1 .AND. SOLO.LT.RP(NOL).AND.SOLO.GT.0.0)WRITE(3,650)SOLO
     *,RENO,TODO
       IF(DIFE.NE.0.0.AND.RP(NOL).GT.0.)WRITE(3,640)RP(NOL),RESTO(NOL),ES
     *TI(NOL)
       IF(DIFE.EQ.0.0)WRITE(3,650)RP(NOL),RESTO(NOL),ESTI(NOL)
       IF(SOLO.GT.RP(NOL) .AND. DIFE.LT.0.5)WRITE(3,650)SOLO,RENO,TODO
  640 FORMAT(6X,'    ',F7.4,22X,F6.2,21X,F6.2)
  650 FORMAT(6X,'** ',F7.4,19X,'** ',F6.2,18X,'** ',F6.2)
  666 CONTINUE
C
       IF(SOLO.GT.0.0.AND.SOLO.LE.12.) WRITE(3,697)
  697 FORMAT(///5X,'NOTA',/5X,4('-'),//5X,'** SE REFIERE AL EXCESO DE PE
     *RDIDA DE VIDA ANUAL DURANTE EL TIEMPO DE OPERACION',/)
       STOP
       END
C
C
C
C
C
C
C
C      -------------
C      SUBRUTINA N=1
C      -------------
C      ...
C      SUBRUTINA VIDA
C      ...
       SUBROUTINE VIDA(TR,V,W,X,Y,SUMA,PROM,JJ)
       DIMENSION V(24),W(24),X(24)
C      INICIALIZE EL ACUMULADO SUMA
       SUMA = 0.0
C      EN EL ANIO HAY UN TOTAL DE 8760 HORAS
       HORAS = 8760.0
C      DEFINA LOS PARAMETROS DE LAS CURVAS DE ENVEJECIMIENTO
C
       IF(TR.EQ.65.) A=-13.391
       IF(TR.EQ.55.) A=-14.133
       B = 6972.15
C
       DO 20 J = 1,JJ
C
C      CALCULE LA VIDA DEL TRANSFORMADOR EN HORAS
C
       W(J) = 10**(A + B/(273+V(J)))
       DAY = W(J)/24.
C
C      CALCULE EL ENVEJECIMIENTO RELATIVO
C
       X(J) = 10**(B*((1./(273. + Y))-(1./(273. + V(J)))))
       IF(JJ.GT.1)GO TO 15
       SUMA = (100.*X(1)*24.)/HORAS
       PROM = DAY
       RETURN
   15  SUMA = SUMA + X(J)
C      CALCULE EL TIEMPO DE VIDA PROMEDIO EN DIAS DURANTE EL DIA DE OPERA
C      CION
   20  WRITE(3,25) J,V(J),DAY,X(J)
   25  FORMAT(2X,I2,17X,F6.2,17X,1PE12.6,17X,1PE12.6)
```





```
C     CALCULE EL PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA DIARIA REAL
      PROM = 100.*(SUMA/ HORAS)
      RETURN
      END
C
C
C
C
C
C
C
C
C
C     -------------
C     SUBRUTINA N= 2
C     -------------
C
C     ...
C     SUBRUTINA GRAFICADORA
C     ...
      SUBROUTINE GRAFI(Y,M,NF,MAX)
C     SUBRUTINA PARA GRAFICACION PUNTO A PUNTO Y
C     ESCALAMIENTO A
C     5X101 ARREGLO DE ENTRADA
      DIMENSION Y(5,200),L(11)
      CHARACTER JL(5),JN,JP,JI,JBLANK,JZ, LINE(101)
      JL(1)='P'
      JL(2)='C'
      JL(3)='E'
      JL(4)='A'
      JL(5)='B'
      JN='-'
      JP='+'
      JI='I'
      JBLANK=' '
      JZ='$'
      NS=MAX
      IF(NS.NE.999)GO TO 19
C     REESCALE LOS DATOS PARA CUBRIR EL RANGO DE LA ORDENADA POR ENTERO
      NS=100
      WRITE(6,981)
  981 FORMAT('1'////////)
      DO 16 J=1,M
      YMAX=-1.E+50
      YMIN=1.E+50
      DO 9 I=1,NF
      IF(Y(J,I).GT.YMAX)YMAX=Y(J,I)
    9 IF(Y(J,I).LT.YMIN)YMIN=Y(J,I)
      RANGE=YMAX-YMIN
      TEMP=100./RANGE
      DO 13 I=1,NF
   13 Y(J,I)=(Y(J,I)-YMIN)*TEMP
      WRITE(6,15) JL(J),YMIN,YMAX,RANGE
   15 FORMAT(/1X,9HDELINEAR ,A1,6H DESDE,E10.3,2H A,E10.3,9H,RANGO =,E10
     *.3)
   16 CONTINUE
   19 DO 20 I=1,101
   20 LINE(I)=JBLANK
      N=1
C     IMPRESION DE LA ESCALA ORDENADA
C
      DO 23 I=1,11
```

CESERCI

```
   23  L(I)=10*I-11)+NS
       WRITE(6,25) (L(I),I=1,11)
   25  FORMAT(/3X,10(I4,6X),I4,2X,7HP-VALOR,1X,7HC-VALOR,1X,7HE-VALOR)
       GO TO 28
   27  IF((N-1)/10-(N-2)/10)37,37,28
C      CONSTRUYA LA LINEA GRAFICADA EN LA ORDENADA
C
   28  ND=0
       DO 34 I=1,10
       ND=ND+1
       LINE(ND)=JN
       DO 34 J=1,9
       ND=ND+1
   34  LINE(ND)=JN
       LINE(101)=JP
       GO TO 39
C      CONSTRUYA 1 EN LA LINEA DE ABSCISAS DE LAS LINEAS DEL GRAFICO
   37  DO 38 I=1,101,10
   38  LINE(I)=JI
C      CAMBIO DE DATOS NUMERICOS POR LETRAS
C
   39  DO 49 I=1,M
       XNS=NS
       JA=Y(I,N)+101.49999-XNS
       IF(JA-101)43,48,44
   43  IF(JA) 46,46,48
   44  LINE(101)=JZ
       GO TO 49
   46  LINE(1)=JZ
       GO TO 49
   48  LINE(JA)=JL(I)
   49  CONTINUE
C      IMPRIMA LINEA DE DATOS
C
       IF(N.EQ.1)GO TO 51
       IF((N-1)/10-(N-2)/10) 55,55,51
   51  N1=N-1
       WRITE(6,53) N1,LINE,(Y(ITI,N),ITI=1,M)
   53  FORMAT(1X,I4,101A1,(E8.2,1X,E8.2,1X,E8.2))
       GO TO 57
   55  WRITE(6,56) LINE,(Y(ITI,N),ITI=1,M)
   56  FORMAT(5X,101A1,(E8.2,1X,E8.2,1X,E8.2))
C      CONJUNTO DE VARIABLES EN LINEA A CERO
C
   57  DO 58 I=1,101
   58  LINE(I)=JBLANK
   59  N=N+1
       IF(N-NF) 27,27,61
   61  RETURN
       END
```

## 5.6. EJEMPLOS DE APLICACION

Con el objeto de comprobar que el programa previamente descrito, conduce a resultados correctos, se usarán varios ejemplos los cuales se detallan a continuación, así como los resultados obtenidos en cada caso.

### EJEMPLO Nº 1

SUBESTACION : DURAN

EMPRESA ELECTRICA : EMELGUR S.A.

A) DATOS DE PLACA

Fabricante: Yorkshire Electric Transformer Co. Ltd. (Inglaterra).

KVA : 12.000/16.000

Voltaje : 66.000/13.800 V.

Corriente : 502/669 A.

Fases : 3

Tipo de enfriamiento : OA/FA

Temperatura de elevación del devanado : 65°C

Frecuencia : 60 Hz.

Peso del aceite : 8.415 Kg

Peso del núcleo y devanados : 13.100 Kg

Peso total : 32.050 Kg

Año de fabricación : 1975

b) REGISTROS DE OPERACION :

Se tienen registros de operación de 3 años de funcionamiento, comenzando en el año 1983.

Tiempo de funcionamiento anterior a esta fecha : 0 años. Las temperaturas ambientes corresponden a temperaturas obtenidas en INOCAR en la ciudad de Guayaquil.

Se han escogido las curvas diarias de carga de los siguientes días típicos :

PRIMER AÑO : 1983

DIA 1 = 24 de Octubre de 1983

DIA 2 = 30 de Noviembre de 1983

DIA 3 = 28 de Diciembre de 1983

SEGUNDO AÑO : 1984

DIA 1 = 16 de Mayo de 1984

DIA 2 = 18 de Julio de 1984

DIA 3 = 24 de Octubre de 1984

DIA 4 = 28 de Noviembre de 1984

DIA 5 = 12 de Diciembre de 1984

TERCER AÑO : 1985

DIA 1 = 25 de Septiembre de 1985

DIA 2 = 16 de Octubre de 1985

DIA 3 = 20 de Noviembre de 1985

DIA 4 = 18 de Diciembre de 1985

A continuación se muestran sólamente los resultados obtenidos del archivo de resultados DURAN SALIDA A :

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

GUIDO OCHOA MALDONADO

**********

*** ANALISIS DEL TIEMPO DE VIDA DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA ***

**********

NOTA

EL PROGRAMA ES VALIDO PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA SUMERGIDOS EN ACEITE

CESERCOMP - ESPOL

S/E DURAN EMELGUR S.A.

## CARACTERISTICAS ELECTRICAS Y TERMICAS DEL TRANSFORMADOR

EL DEVANADO ES DE COBRE

| | | |
|---|---|---|
| NUMERO DE ETAPAS DE ENFRIAMIENTO | = | 2 |

...

PARA EL TIPO DE ENFRIAMIENTO OA SE TIENE LO SIGUIENTE

| | | |
|---|---|---|
| CAPACIDAD NOMINAL DEL TRANSFORMADOR | = | 12.00 MVA |
| CAPACIDAD TERMICA | = | 6.00 KW-HORA/GRADO CENTIG. |
| PERDIDA EN EL DEVANADO | = | 54.78 KW |
| RELACION DE PERDIDAS | = | 2.93 |
| CONSTANTE DE TIEMPO DEL TRANSFORMADOR | = | 4.49 HORAS |

...

PARA EL TIPO DE ENFRIAMIENTO FA SE TIENE LO SIGUIENTE

| | | |
|---|---|---|
| CAPACIDAD NOMINAL DEL TRANSFORMADOR | = | 16.00 MVA |
| CAPACIDAD TERMICA | = | 7.94 KW-HORA/GRADO CENTIG. |
| PERDIDA EN EL DEVANADO | = | 97.29 KW |
| RELACION DE PERDIDAS | = | 5.20 |
| CONSTANTE DE TIEMPO DEL TRANSFORMADOR | = | 3.77 HORAS |

...

| | | |
|---|---|---|
| PERDIDA EN EL NUCLEO | = | 18.72 KW |
| TEMPERATURA AMBIENTE PROMEDIO | = | 30.00 GRADOS CENTIG. |
| TEMPERATURA AMBIENTE MAXIMA | = | 40.00 GRADOS CENTIG. |
| TEMPERATURA DE ELEVACION PROMEDIO DEL DEVANADO SOBRE LA TEMP. AMBIENTE | = | 65.00 GRADOS CENTIG. |
| INCREMENTO PROMEDIO DE TEMPERATURA DEL DEVANADO SOBRE SU TEMP. PROMEDIO | = | 15.00 GRADOS CENTIG. |
| TEMPERATURA DE ELEVAC. DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL DEVAN. SOBRE LA TEMP. AMB. | = | 80.00 GRADOS CENTIG. |
| TEMPERATURA PROMEDIO DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL DEVANADO | = | 110.00 GRADOS CENTIG. |
| TEMPERATURA MAXIMA DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL DEVANADO | = | 120.00 GRADOS CENTIG. |

## CONDICIONES TERMICAS

LA TEMPERATURA MAXIMA PERMISIBLE DEL TOPE DEL ACEITE ES 115.00 GRADOS CENTIG.
LA TEMPERATURA MAXIMA PERMISIBLE DEL DEVANADO ES 180.00 GRADOS CENTIG.
LAS TEMPERATURAS DEL DEVANADO MAYORES A 140.00 GRADOS CENTIGRADOS SE CONSIDERAN TEMPERATURAS PELIGROSAS



CESERCOMP - ESPOL

LA CORRIDA PARA EL ANIO 1 COMIENZA A CONTINUACION...

DATOS DE CARGA OBTENIDOS DE MEDICIONES EFECTUADAS CADA HORA DEL DIA

DIA DE OPERACION

FECHA = 24 DE OCTUBRE DE 1983 S/E DURAN

| HORA | CARGA (MVA) | (PU) | HORA | CARGA (MVA) | (PU) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 4.70 | 0.39 | 13 | 7.70 | 0.64 |
| 2 | 4.61 | 0.38 | 14 | 7.93 | 0.66 |
| 3 | 4.63 | 0.39 | 15 | 7.93 | 0.66 |
| 4 | 4.39 | 0.37 | 16 | 7.74 | 0.64 |
| 5 | 4.22 | 0.35 | 17 | 7.57 | 0.63 |
| 6 | 4.80 | 0.40 | 18 | 7.83 | 0.65 |
| 7 | 4.05 | 0.34 | 19 | 9.17 | 0.76 |
| 8 | 3.94 | 0.33 | 20 | 9.04 | 0.75 |
| 9 | 6.04 | 0.50 | 21 | 8.38 | 0.70 |
| 10 | 6.69 | 0.56 | 22 | 7.51 | 0.63 |
| 11 | 6.77 | 0.56 | 23 | 6.75 | 0.56 |
| 12 | 7.22 | 0.60 | 24 | 5.81 | 0.48 |

FACTOR DE CARGA = 0.706
CARGA EQUIVALENTE O VALOR RMS = 6.681 MVA
EL PICO DE CARGA ES = 9.170 MVA
EL TIPO DE ENFRIAMIENTO ES OA
LA POTENCIA BASE (NOMINAL) ES = 12.000 MVA

Sistemas de Control C.A. – Ing. Guayaquil 380 – 91-92-93 – Quito 526142 - 526079

CESERCOMP - ESPOL

ANALISIS DEL ENVEJECIMIENTO RELATIVO DURANTE EL DIA DE OPERACION

| HORA | TEMPERATURA DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL DEVANADO (G.C.) | VIDA ESPERADA (DIAS) | ENVEJECIMIENTO RELATIVO (PU) |
|---|---|---|---|
| 1 | 55.35 | 2.899994E+06 | 9.341710E-04 |
| 2 | 54.26 | 3.413693E+06 | 7.935741E-04 |
| 3 | 54.19 | 3.449140E+06 | 7.854260E-04 |
| 4 | 53.59 | 3.774984E+06 | 7.176348E-04 |
| 5 | 53.08 | 4.081356E+06 | 6.637683E-04 |
| 6 | 54.16 | 3.467240E+06 | 7.813231E-04 |
| 7 | 52.82 | 4.242450E+06 | 6.385485E-04 |
| 8 | 52.76 | 4.279118E+06 | 6.330782E-04 |
| 9 | 59.34 | 1.613228E+06 | 1.679255E-03 |
| 10 | 63.93 | 8.358213E+05 | 3.241213E-03 |
| 11 | 65.61 | 6.598790E+05 | 4.105438E-03 |
| 12 | 68.21 | 4.598270E+05 | 5.891465E-03 |
| 13 | 72.19 | 2.670465E+05 | 1.014464E-02 |
| 14 | 73.89 | 2.127765E+05 | 1.273229E-02 |
| 15 | 75.76 | 1.660630E+05 | 1.631382E-02 |
| 16 | 76.04 | 1.599191E+05 | 1.694009E-02 |
| 17 | 76.21 | 1.563302E+05 | 1.732909E-02 |
| 18 | 75.66 | 1.681946E+05 | 1.610690E-02 |
| 19 | 79.58 | 1.007363E+05 | 2.689289E-02 |
| 20 | 78.49 | 1.161080E+05 | 2.333282E-02 |
| 21 | 76.54 | 1.497182E+05 | 1.809444E-02 |
| 22 | 72.53 | 2.553569E+05 | 1.060900E-02 |
| 23 | 69.54 | 3.828130E+05 | 7.076677E-03 |
| 24 | 65.52 | 6.680039E+05 | 4.055481E-03 |

**********

PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA DIARIA REAL = 0.30836021E-03

CON CARGA RMS SE ALCANZA LA TEMPERATURA = 70.66 GRADOS CENTIG. Y SE TIENE
VIDA ESPERADA (EN DIAS) = 0.328559E+06
PORCENTAJE DE PERDIDA MAXIMA DE VIDA DIARIA = 0.304358E-03

EN ESTE DIA EL TRANSFORMADOR HA OPERADO NORMALMENTE Y NO HA SUFRIDO
DISMINUCION DE SU VIDA ESPERADA NORMAL
**********



CESERCOMP - ESPOL

DATOS DE CARGA OBTENIDOS DE MEDICIONES EFECTUADAS CADA HORA DEL DIA

DIA DE OPERACION

FECHA = 30 DE NOVIENBRE DE 1983 S/E DURAN

| HORA | CARGA (MVA) | CARGA (PU) | HORA | CARGA (MVA) | CARGA (PU) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 4.85 | 0.40 | 13 | 8.14 | 0.68 |
| 2 | 4.49 | 0.37 | 14 | 8.05 | 0.67 |
| 3 | 4.46 | 0.37 | 15 | 7.87 | 0.66 |
| 4 | 4.02 | 0.34 | 16 | 7.24 | 0.60 |
| 5 | 4.24 | 0.35 | 17 | 6.75 | 0.56 |
| 6 | 4.49 | 0.37 | 18 | 8.23 | 0.69 |
| 7 | 4.24 | 0.35 | 19 | 9.38 | 0.78 |
| 8 | 5.22 | 0.44 | 20 | 9.15 | 0.76 |
| 9 | 6.17 | 0.51 | 21 | 8.49 | 0.71 |
| 10 | 6.26 | 0.52 | 22 | 7.37 | 0.61 |
| 11 | 6.71 | 0.56 | 23 | 6.17 | 0.51 |
| 12 | 7.92 | 0.66 | 24 | 4.92 | 0.41 |

FACTOR DE CARGA = 0.688
CARGA EQUIVALENTE O VALOR RMS = 6.668 MVA
EL PICO DE CARGA ES = 9.380 MVA
EL TIPO DE ENFRIAMIENTO ES OA
LA POTENCIA BASE (NOMINAL) ES = 12.000 MVA



CESERCOMP - ESPOL

ANALISIS DEL ENVEJECIMIENTO RELATIVO DURANTE EL DIA DE OPERACION

| HORA | TEMPERATURA DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL DEVANADO (G.C.) | VIDA ESPERADA (DIAS) | ENVEJECIMIENTO RELATIVO (PU) |
|---|---|---|---|
| 1 | 56.04 | 2.619327E+06 | 1.034270E-03 |
| 2 | 54.33 | 3.381602E+06 | 8.011325E-04 |
| 3 | 54.03 | 3.533306E+06 | 7.667232E-04 |
| 4 | 52.93 | 4.174574E+06 | 6.489309E-04 |
| 5 | 53.07 | 4.084472E+06 | 6.632558E-04 |
| 6 | 53.44 | 3.860792E+06 | 7.016931E-04 |
| 7 | 53.07 | 4.085344E+06 | 6.631084E-04 |
| 8 | 55.55 | 2.817426E+06 | 9.615461E-04 |
| 9 | 60.19 | 1.427105E+06 | 1.898308E-03 |
| 10 | 63.16 | 9.318286E+05 | 2.907289E-03 |
| 11 | 65.54 | 6.665479E+05 | 4.064381E-03 |
| 12 | 70.44 | 3.384481E+05 | 8.004539E-03 |
| 13 | 74.14 | 2.058640E+05 | 1.315948E-02 |
| 14 | 74.96 | 1.844318E+05 | 1.468873E-02 |
| 15 | 76.17 | 1.572557E+05 | 1.722744E-02 |
| 16 | 74.92 | 1.853738E+05 | 1.461424E-02 |
| 17 | 73.77 | 2.162966E+05 | 1.252487E-02 |
| 18 | 76.48 | 1.510126E+05 | 1.793954E-02 |
| 19 | 80.31 | 9.175662E+04 | 2.951227E-02 |
| 20 | 78.99 | 1.087896E+05 | 2.490238E-02 |
| 21 | 77.07 | 1.397894E+05 | 1.937950E-02 |
| 22 | 72.28 | 2.638477E+05 | 1.026750E-02 |
| 23 | 67.96 | 4.758009E+05 | 5.693775E-03 |
| 24 | 63.02 | 9.504106E+05 | 2.850347E-03 |

**********

PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA DIARIA REAL = 0.31663827E-03

CON CARGA RMS SE ALCANZA LA TEMPERATURA = 70.59 GRADOS CENTIG. Y SE TIENE
VIDA ESPERADA (EN DIAS) = 0.331971E+06
PORCENTAJE DE PERDIDA MAXIMA DE VIDA DIARIA = 0.301232E-03

EN ESTE DIA EL TRANSFORMADOR HA OPERADO NORMALMENTE Y NO HA SUFRIDO
DISMINUCION DE SU VIDA ESPERADA NORMAL
**********



CESERCOMP - ESPOL

Sistemas de Control C. A. – Tlfs. Guayaquil 350 [illegible] 91-92-93 – Quito 526742-526807

DATOS DE CARGA OBTENIDOS DE MEDICIONES EFECTUADAS CADA HORA DEL DIA

DIA DE OPERACION

FECHA = 28 DE DICIEMBRE DE 1983 S/E DURAN

| HORA | CARGA (MVA) | CARGA (PU) | HORA | CARGA (MVA) | CARGA (PU) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 3.19 | 0.27 | 13 | 6.74 | 0.56 |
| 2 | 3.19 | 0.27 | 14 | 6.85 | 0.57 |
| 3 | 3.19 | 0.27 | 15 | 6.60 | 0.55 |
| 4 | 3.19 | 0.27 | 16 | 5.66 | 0.47 |
| 5 | 3.24 | 0.27 | 17 | 5.57 | 0.46 |
| 6 | 3.68 | 0.31 | 18 | 5.02 | 0.42 |
| 7 | 3.68 | 0.31 | 19 | 6.38 | 0.53 |
| 8 | 4.66 | 0.39 | 20 | 6.33 | 0.53 |
| 9 | 5.52 | 0.46 | 21 | 6.33 | 0.53 |
| 10 | 6.16 | 0.51 | 22 | 5.73 | 0.48 |
| 11 | 6.35 | 0.53 | 23 | 5.28 | 0.44 |
| 12 | 6.63 | 0.55 | 24 | 3.86 | 0.32 |

FACTOR DE CARGA = 0.748
CARGA EQUIVALENTE O VALOR RMS = 5.297 MVA
EL PICO DE CARGA ES = 6.850 MVA
EL TIPO DE ENFRIAMIENTO ES OA
LA POTENCIA BASE (NOMINAL) ES = 12.000 MVA



CESERCOMP - ESPOL

## ANALISIS DEL ENVEJECIMIENTO RELATIVO DURANTE EL DIA DE OPERACION

| HORA | TEMPERATURA DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL DEVANADO (G.C.) | VIDA ESPERADA (DIAS) | ENVEJECIMIENTO RELATIVO (PU) |
|---|---|---|---|
| 1 | 49.40 | 7.148918E+06 | 3.789458E-04 |
| 2 | 48.67 | 8.010319E+06 | 3.382007E-04 |
| 3 | 48.63 | 8.060836E+06 | 3.360796E-04 |
| 4 | 48.60 | 8.099426E+06 | 3.344794E-04 |
| 5 | 48.66 | 8.019859E+06 | 3.377905E-04 |
| 6 | 49.46 | 7.084632E+06 | 3.823906E-04 |
| 7 | 49.79 | 6.733539E+06 | 4.023321E-04 |
| 8 | 52.32 | 4.573135E+06 | 5.923936E-04 |
| 9 | 56.70 | 2.374430E+06 | 1.140949E-03 |
| 10 | 61.11 | 1.249196E+06 | 2.168687E-03 |
| 11 | 63.05 | 9.471246E+05 | 2.860360E-03 |
| 12 | 65.14 | 7.043693E+05 | 3.846126E-03 |
| 13 | 67.87 | 4.816152E+05 | 5.624875E-03 |
| 14 | 68.83 | 4.221477E+05 | 6.417263E-03 |
| 15 | 69.65 | 3.772865E+05 | 7.180460E-03 |
| 16 | 67.57 | 5.022546E+05 | 5.393900E-03 |
| 17 | 67.35 | 5.176605E+05 | 5.233284E-03 |
| 18 | 64.13 | 8.119126E+05 | 3.336655E-03 |
| 19 | 66.24 | 6.043759E+05 | 4.482459E-03 |
| 20 | 64.49 | 7.722420E+05 | 3.508034E-03 |
| 21 | 64.19 | 8.050906E+05 | 3.364961E-03 |
| 22 | 61.37 | 1.204111E+06 | 2.249825E-03 |
| 23 | 59.75 | 1.520606E+06 | 1.781589E-03 |
| 24 | 55.55 | 2.816051E+06 | 9.620020E-04 |

**********

PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA DIARIA REAL = 0.96362695E-04

CON CARGA RMS SE ALCANZA LA TEMPERATURA = 63.17 GRADOS CENTIG. Y SE TIENE
VIDA ESPERADA (EN DIAS) = 0.929869E+06
PORCENTAJE DE PERDIDA MAXIMA DE VIDA DIARIA = 0.107538E-03

EN ESTE DIA EL TRANSFORMADOR HA OPERADO NORMALMENTE Y NO HA SUFRIDO DISMINUCION DE SU VIDA ESPERADA NORMAL
**********

CONSIDERANDO 3 CURVAS DE CARGA DIARIAS SE TIENE

PERDIDA DE VIDA ANUAL REAL = 0.87789595E-01 PORCIENTO
PERDIDA MAXIMA DE VIDA DIARIA REAL = 0.31663827E-03 PORCIENTO



CESERCOMP - ESPOL

LA CORRIDA PARA EL ANIO 2 COMIENZA A CONTINUACION...

DATOS DE CARGA OBTENIDOS DE MEDICIONES EFECTUADAS CADA HORA DEL DIA

DIA DE OPERACION

FECHA = 16 DE MAYO DE 1984 S/E DURAN

| HORA | CARGA (MVA) | (PU) | HORA | CARGA (MVA) | (PU) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 5.87 | 0.49 | 13 | 8.32 | 0.69 |
| 2 | 5.61 | 0.47 | 14 | 8.55 | 0.71 |
| 3 | 5.47 | 0.46 | 15 | 8.50 | 0.71 |
| 4 | 5.38 | 0.45 | 16 | 8.77 | 0.73 |
| 5 | 5.28 | 0.44 | 17 | 8.10 | 0.68 |
| 6 | 5.59 | 0.47 | 18 | 7.74 | 0.64 |
| 7 | 4.69 | 0.39 | 19 | 9.82 | 0.82 |
| 8 | 5.56 | 0.46 | 20 | 9.92 | 0.83 |
| 9 | 7.34 | 0.61 | 21 | 9.56 | 0.80 |
| 10 | 7.67 | 0.64 | 22 | 8.92 | 0.74 |
| 11 | 8.11 | 0.68 | 23 | 8.19 | 0.68 |
| 12 | 8.16 | 0.68 | 24 | 6.71 | 0.56 |

FACTOR DE CARGA = 0.747
CARGA EQUIVALENTE O VALOR RMS = 7.574 MVA
EL PICO DE CARGA ES = 9.920 MVA
EL TIPO DE ENFRIAMIENTO ES OA
LA POTENCIA BASE (NOMINAL) ES = 12.000 MVA



CESERCOMP - ESPOL

## ANALISIS DEL ENVEJECIMIENTO RELATIVO DURANTE EL DIA DE OPERACION

| HORA | TEMPERATURA DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL DEVANADO (G.C.) | VIDA ESPERADA (DIAS) | ENVEJECIMIENTO RELATIVO (PU) |
|---|---|---|---|
| 1 | 61.12 | 1.247424E+06 | 2.171735E-03 |
| 2 | 59.47 | 1.584200E+06 | 1.710033E-03 |
| 3 | 58.88 | 1.725336E+06 | 1.570180E-03 |
| 4 | 58.42 | 1.845403E+06 | 1.468016E-03 |
| 5 | 57.94 | 1.978711E+06 | 1.369110E-03 |
| 6 | 58.48 | 1.829004E+06 | 1.481171E-03 |
| 7 | 56.49 | 2.451897E+06 | 1.104894E-03 |
| 8 | 58.52 | 1.819512E+06 | 1.488904E-03 |
| 9 | 65.40 | 6.789066E+05 | 3.990386E-03 |
| 10 | 69.51 | 3.844168E+05 | 7.047165E-03 |
| 11 | 72.43 | 2.585617E+05 | 1.047747E-02 |
| 12 | 74.20 | 2.042359E+05 | 1.326432E-02 |
| 13 | 77.23 | 1.368927E+05 | 1.979024E-02 |
| 14 | 78.79 | 1.116984E+05 | 2.425352E-02 |
| 15 | 80.38 | 9.092350E+04 | 2.979526E-02 |
| 16 | 82.08 | 7.318250E+04 | 3.701819E-02 |
| 17 | 80.77 | 8.649862E+04 | 3.131923E-02 |
| 18 | 77.99 | 1.238796E+05 | 2.186858E-02 |
| 19 | 83.97 | 5.761171E+04 | 4.702394E-02 |
| 20 | 83.95 | 5.774950E+04 | 4.691120E-02 |
| 21 | 83.21 | 6.335791E+04 | 4.275838E-02 |
| 22 | 80.11 | 9.419475E+04 | 2.876073E-02 |
| 23 | 77.30 | 1.355955E+05 | 1.997887E-02 |
| 24 | 71.52 | 2.924361E+05 | 9.263854E-03 |

**********

PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA DIARIA REAL = 0.62425644E-03

CON CARGA RMS SE ALCANZA LA TEMPERATURA = 76.14 GRADOS CENTIG. Y SE TIENE
VIDA ESPERADA (EN DIAS) = 0.157782E+06
PORCENTAJE DE PERDIDA MAXIMA DE VIDA DIARIA = 0.633783E-03

EN ESTE DIA EL TRANSFORMADOR HA OPERADO NORMALMENTE Y NO HA SUFRIDO
DISMINUCION DE SU VIDA ESPERADA NORMAL
**********



CESERCOMP · ESPOL

DATOS DE CARGA OBTENIDOS DE MEDICIONES EFECTUADAS CADA HORA DEL DIA

DIA DE OPERACION

FECHA = 18 DE JULIO DE 1984 S/E DURAN

| HORA | CARGA (MVA) | CARGA (PU) | HORA | CARGA (MVA) | CARGA (PU) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 5.87 | 0.49 | 13 | 7.87 | 0.66 |
| 2 | 5.20 | 0.43 | 14 | 8.55 | 0.71 |
| 3 | 5.20 | 0.43 | 15 | 8.36 | 0.70 |
| 4 | 4.88 | 0.41 | 16 | 8.32 | 0.69 |
| 5 | 4.88 | 0.41 | 17 | 7.78 | 0.65 |
| 6 | 4.88 | 0.41 | 18 | 7.65 | 0.64 |
| 7 | 4.85 | 0.40 | 19 | 9.56 | 0.80 |
| 8 | 5.55 | 0.46 | 20 | 9.53 | 0.79 |
| 9 | 6.98 | 0.58 | 21 | 9.08 | 0.76 |
| 10 | 6.98 | 0.58 | 22 | 8.60 | 0.72 |
| 11 | 7.92 | 0.66 | 23 | 7.52 | 0.63 |
| 12 | 7.78 | 0.65 | 24 | 6.28 | 0.52 |

FACTOR DE CARGA = 0.741
CARGA EQUIVALENTE O VALOR RMS = 7.254 MVA
EL PICO DE CARGA ES = 9.560 MVA
EL TIPO DE ENFRIAMIENTO ES OA
LA POTENCIA BASE (NOMINAL) ES = 12.000 MVA



CESERCOMP - ESPOL

Sistemas de Control C.A. – Tlfs. Guayaquil 350 [illegible] 91 . 92 . 93 – Quito 526142 . 526077

## ANALISIS DEL ENVEJECIMIENTO RELATIVO DURANTE EL DIA DE OPERACION

| HORA | TEMPERATURA DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL DEVANADO (G.C.) | VIDA ESPERADA (DIAS) | ENVEJECIMIENTO RELATIVO (PU) |
|---|---|---|---|
| 1 | 61.12 | 1.247424E+06 | 2.171735E-03 |
| 2 | 58.45 | 1.837956E+06 | 1.473950E-03 |
| 3 | 58.02 | 1.956434E+06 | 1.384671E-03 |
| 4 | 56.95 | 2.290272E+06 | 1.182846E-03 |
| 5 | 56.55 | 2.428922E+06 | 1.115349E-03 |
| 6 | 56.23 | 2.544789E+06 | 1.064567E-03 |
| 7 | 56.11 | 2.591775E+06 | 1.045262E-03 |
| 8 | 57.98 | 1.968172E+06 | 1.376425E-03 |
| 9 | 63.91 | 8.374426E+05 | 3.234956E-03 |
| 10 | 66.84 | 5.553009E+05 | 4.878446E-03 |
| 11 | 70.92 | 3.171604E+05 | 8.541584E-03 |
| 12 | 72.15 | 2.684860E+05 | 1.009008E-02 |
| 13 | 74.84 | 1.875291E+05 | 1.444626E-02 |
| 14 | 77.73 | 1.280932E+05 | 2.114954E-02 |
| 15 | 79.09 | 1.074148E+05 | 2.522095E-02 |
| 16 | 79.77 | 9.840650E+04 | 2.752995E-02 |
| 17 | 78.76 | 1.121231E+05 | 2.416161E-02 |
| 18 | 76.72 | 1.462299E+05 | 1.852592E-02 |
| 19 | 82.17 | 7.231094E+04 | 3.746495E-02 |
| 20 | 81.58 | 7.792744E+04 | 3.476420E-02 |
| 21 | 80.42 | 9.048375E+04 | 2.994048E-02 |
| 22 | 77.77 | 1.274242E+05 | 2.126036E-02 |
| 23 | 73.95 | 2.111307E+05 | 1.283132E-02 |
| 24 | 68.89 | 4.185176E+05 | 6.473038E-03 |

**********

PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA DIARIA REAL = 0.4788267OE-03

CON CARGA RMS SE ALCANZA LA TEMPERATURA = 74.12 GRADOS CENTIG. Y SE TIENE
VIDA ESPERADA (EN DIAS) = 0.206284E+06
PORCENTAJE DE PERDIDA MAXIMA DE VIDA DIARIA = 0.484769E-03

EN ESTE DIA EL TRANSFORMADOR HA OPERADO NORMALMENTE Y NO HA SUFRIDO
DISMINUCION DE SU VIDA ESPERADA NORMAL
**********



CESERCOMP - ESPOL

DATOS DE CARGA OBTENIDOS DE MEDICIONES EFECTUADAS CADA HORA DEL DIA

DIA DE OPERACION

FECHA = 24 DE OCTUBRE DE 1984 S/E DURAN

| HORA | CARGA (MVA) | CARGA (PU) | HORA | CARGA (MVA) | CARGA (PU) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 5.73 | 0.48 | 13 | 8.87 | 0.74 |
| 2 | 5.55 | 0.46 | 14 | 9.35 | 0.78 |
| 3 | 5.46 | 0.45 | 15 | 9.89 | 0.82 |
| 4 | 5.23 | 0.44 | 16 | 8.36 | 0.70 |
| 5 | 5.23 | 0.44 | 17 | 7.38 | 0.62 |
| 6 | 5.16 | 0.43 | 18 | 7.56 | 0.63 |
| 7 | 4.94 | 0.41 | 19 | 9.60 | 0.80 |
| 8 | 5.95 | 0.50 | 20 | 9.49 | 0.79 |
| 9 | 8.15 | 0.68 | 21 | 9.25 | 0.77 |
| 10 | 8.33 | 0.69 | 22 | 8.60 | 0.72 |
| 11 | 8.61 | 0.72 | 23 | 6.99 | 0.58 |
| 12 | 8.41 | 0.70 | 24 | 6.48 | 0.54 |

FACTOR DE CARGA = 0.752
CARGA EQUIVALENTE O VALOR RMS = 7.619 MVA
EL PICO DE CARGA ES = 9.890 MVA
EL TIPO DE ENFRIAMIENTO ES OA
LA POTENCIA BASE (NOMINAL) ES = 12.000 MVA



CESERCOMP - ESPOL

## ANALISIS DEL ENVEJECIMIENTO RELATIVO DURANTE EL DIA DE OPERACION

| HORA | TEMPERATURA DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL DEVANADO (G.C.) | VIDA ESPERADA (DIAS) | ENVEJECIMIENTO RELATIVO (PU) |
|---|---|---|---|
| 1 | 60.38 | 1.387764E+06 | 1.952105E-03 |
| 2 | 58.95 | 1.708386E+06 | 1.585731E-03 |
| 3 | 58.53 | 1.814936E+06 | 1.492679E-03 |
| 4 | 57.79 | 2.024182E+06 | 1.338330E-03 |
| 5 | 57.54 | 2.100422E+06 | 1.289773E-03 |
| 6 | 57.17 | 2.216423E+06 | 1.222258E-03 |
| 7 | 56.66 | 2.390572E+06 | 1.133241E-03 |
| 8 | 59.31 | 1.620284E+06 | 1.672003E-03 |
| 9 | 67.95 | 4.764984E+05 | 5.685326E-03 |
| 10 | 72.18 | 2.675161E+05 | 1.012699E-02 |
| 11 | 74.94 | 1.849054E+05 | 1.465117E-02 |
| 12 | 76.03 | 1.602566E+05 | 1.690471E-02 |
| 13 | 80.05 | 9.485562E+04 | 2.855979E-02 |
| 14 | 82.77 | 6.698156E+04 | 4.044558E-02 |
| 15 | 86.90 | 3.990487E+04 | 6.788927E-02 |
| 16 | 83.00 | 6.511600E+04 | 4.160456E-02 |
| 17 | 79.89 | 9.680844E+04 | 2.798355E-02 |
| 18 | 78.12 | 1.217693E+05 | 2.224739E-02 |
| 19 | 83.67 | 5.979983E+04 | 4.530325E-02 |
| 20 | 82.61 | 6.840375E+04 | 3.960372E-02 |
| 21 | 81.95 | 7.434619E+04 | 3.643921E-02 |
| 22 | 78.69 | 1.131599E+05 | 2.394053E-02 |
| 23 | 73.05 | 2.378786E+05 | 1.138853E-02 |
| 24 | 69.70 | 3.743390E+05 | 7.236984E-03 |

**********

PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA DIARIA REAL = 0.69471495E-03

CON CARGA RMS SE ALCANZA LA TEMPERATURA = 76.43 GRADOS CENTIG. Y SE TIENE
VIDA ESPERADA (EN DIAS) = 0.151864E+06
PORCENTAJE DE PERDIDA MAXIMA DE VIDA DIARIA = 0.658479E-03

EN ESTE DIA EL TRANSFORMADOR HA OPERADO NORMALMENTE Y NO HA SUFRIDO
DISMINUCION DE SU VIDA ESPERADA NORMAL
**********



CESERCOMP - ESPOL

DATOS DE CARGA OBTENIDOS DE MEDICIONES EFECTUADAS CADA HORA DEL DIA

DIA DE OPERACION

FECHA = 28 DE NOVIEMBRE DE 1984 S/E DURAN

| HORA | CARGA (MVA) | CARGA (PU) | HORA | CARGA (MVA) | CARGA (PU) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 5.91 | 0.49 | 13 | 9.09 | 0.76 |
| 2 | 5.64 | 0.47 | 14 | 9.76 | 0.81 |
| 3 | 5.78 | 0.48 | 15 | 9.35 | 0.78 |
| 4 | 5.78 | 0.48 | 16 | 8.06 | 0.67 |
| 5 | 5.78 | 0.48 | 17 | 8.05 | 0.67 |
| 6 | 5.87 | 0.49 | 18 | 7.74 | 0.64 |
| 7 | 5.65 | 0.47 | 19 | 10.10 | 0.84 |
| 8 | 6.08 | 0.51 | 20 | 10.20 | 0.85 |
| 9 | 8.24 | 0.69 | 21 | 10.20 | 0.85 |
| 10 | 8.87 | 0.74 | 22 | 8.39 | 0.70 |
| 11 | 9.09 | 0.76 | 23 | 7.93 | 0.66 |
| 12 | 8.99 | 0.75 | 24 | 7.12 | 0.59 |

FACTOR DE CARGA = 0.767
CARGA EQUIVALENTE O VALOR RMS = 7.983 MVA
EL PICO DE CARGA ES = 10.200 MVA
EL TIPO DE ENFRIAMIENTO ES OA
LA POTENCIA BASE (NOMINAL) ES = 12.000 MVA



CESERCOMP - ESPOL

ANALISIS DEL ENVEJECIMIENTO RELATIVO DURANTE EL DIA DE OPERACION

| HORA | TEMPERATURA DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL DEVANADO (G.C.) | VIDA ESPERADA (DIAS) | ENVEJECIMIENTO RELATIVO (PU) |
|---|---|---|---|
| 1 | 61.33 | 1.209672E+06 | 2.239524E-03 |
| 2 | 59.65 | 1.542786E+06 | 1.755969E-03 |
| 3 | 59.77 | 1.516390E+06 | 1.786509E-03 |
| 4 | 59.66 | 1.539094E+06 | 1.760143E-03 |
| 5 | 59.58 | 1.559020E+06 | 1.737658E-03 |
| 6 | 59.74 | 1.522906E+06 | 1.778881E-03 |
| 7 | 59.36 | 1.609540E+06 | 1.683135E-03 |
| 8 | 60.76 | 1.314430E+06 | 2.061005E-03 |
| 9 | 69.18 | 4.019750E+05 | 6.739464E-03 |
| 10 | 74.83 | 1.876146E+05 | 1.443966E-02 |
| 11 | 77.69 | 1.287971E+05 | 2.103398E-02 |
| 12 | 79.23 | 1.054516E+05 | 2.569078E-02 |
| 13 | 82.22 | 7.182737E+04 | 3.771712E-02 |
| 14 | 85.54 | 4.728191E+04 | 5.729670E-02 |
| 15 | 86.29 | 4.305114E+04 | 6.292725E-02 |
| 16 | 82.61 | 6.834131E+04 | 3.964060E-02 |
| 17 | 82.39 | 7.034881E+04 | 3.851009E-02 |
| 18 | 79.49 | 1.020257E+05 | 2.655325E-02 |
| 19 | 86.24 | 4.330905E+04 | 6.255209E-02 |
| 20 | 86.29 | 4.304811E+04 | 6.293130E-02 |
| 21 | 86.89 | 3.996660E+04 | 6.778449E-02 |
| 22 | 79.84 | 9.742269E+04 | 2.780786E-02 |
| 23 | 77.25 | 1.365229E+05 | 1.984342E-02 |
| 24 | 73.25 | 2.315862E+05 | 1.169814E-02 |

**********

PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA DIARIA REAL = 0.91968384E-03

CON CARGA RMS SE ALCANZA LA TEMPERATURA = 78.82 GRADOS CENTIG. Y SE TIENE
VIDA ESPERADA (EN DIAS) = 0.111283E+06
PORCENTAJE DE PERDIDA MAXIMA DE VIDA DIARIA = 0.898606E-03

EN ESTE DIA EL TRANSFORMADOR HA OPERADO NORMALMENTE Y NO HA SUFRIDO
DISMINUCION DE SU VIDA ESPERADA NORMAL
**********



CESERCOMP - ESPOL

## DATOS DE CARGA OBTENIDOS DE MEDICIONES EFECTUADAS CADA HORA DEL DIA

DIA DE OPERACION

FECHA = 12 DE DICIEMBRE DE 1984 S/E DURAN

| HORA | CARGA (MVA) | CARGA (PU) | HORA | CARGA (MVA) | CARGA (PU) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 7.45 | 0.62 | 13 | 9.03 | 0.75 |
| 2 | 7.26 | 0.61 | 14 | 9.44 | 0.79 |
| 3 | 6.80 | 0.57 | 15 | 9.71 | 0.81 |
| 4 | 6.71 | 0.56 | 16 | 8.99 | 0.75 |
| 5 | 6.45 | 0.54 | 17 | 7.87 | 0.66 |
| 6 | 5.76 | 0.48 | 18 | 7.92 | 0.66 |
| 7 | 5.52 | 0.46 | 19 | 9.75 | 0.81 |
| 8 | 6.26 | 0.52 | 20 | 9.94 | 0.83 |
| 9 | 7.42 | 0.62 | 21 | 9.74 | 0.81 |
| 10 | 8.77 | 0.73 | 22 | 9.48 | 0.79 |
| 11 | 9.17 | 0.76 | 23 | 7.89 | 0.66 |
| 12 | 9.31 | 0.78 | 24 | 6.85 | 0.57 |

FACTOR DE CARGA = 0.811
CARGA EQUIVALENTE O VALOR RMS = 8.177 MVA
EL PICO DE CARGA ES = 9.940 MVA
EL TIPO DE ENFRIAMIENTO ES OA
LA POTENCIA BASE (NOMINAL) ES = 12.000 MVA



CESERCOMP - ESPOL

## ANALISIS DEL ENVEJECIMIENTO RELATIVO DURANTE EL DIA DE OPERACION

| HORA | TEMPERATURA DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL DEVANADO (G.C.) | VIDA ESPERADA (DIAS) | ENVEJECIMIENTO RELATIVO (PU) |
|---|---|---|---|
| 1 | 70.35 | 3.426601E+05 | 7.906172E-03 |
| 2 | 68.75 | 4.265637E+05 | 6.350886E-03 |
| 3 | 67.14 | 5.326929E+05 | 5.085513E-03 |
| 4 | 66.42 | 5.886574E+05 | 4.602138E-03 |
| 5 | 65.29 | 6.899978E+05 | 3.926147E-03 |
| 6 | 62.95 | 9.594740E+05 | 2.823466E-03 |
| 7 | 61.79 | 1.132504E+06 | 2.392073E-03 |
| 8 | 63.43 | 8.965140E+05 | 3.021831E-03 |
| 9 | 68.52 | 4.403596E+05 | 6.151877E-03 |
| 10 | 75.47 | 1.724976E+05 | 1.570513E-02 |
| 11 | 78.78 | 1.117416E+05 | 2.424436E-02 |
| 12 | 81.12 | 8.271787E+04 | 3.275117E-02 |
| 13 | 82.89 | 6.602125E+04 | 4.103332E-02 |
| 14 | 85.00 | 5.057087E+04 | 5.357070E-02 |
| 15 | 87.86 | 3.543902E+04 | 7.644480E-02 |
| 16 | 86.37 | 4.265965E+04 | 6.350505E-02 |
| 17 | 82.93 | 6.562581E+04 | 4.128040E-02 |
| 18 | 80.78 | 8.641656E+04 | 3.134950E-02 |
| 19 | 85.69 | 4.641775E+04 | 5.836301E-02 |
| 20 | 85.58 | 4.704991E+04 | 5.757857E-02 |
| 21 | 85.20 | 4.936133E+04 | 5.488321E-02 |
| 22 | 83.36 | 6.221741E+04 | 4.354166E-02 |
| 23 | 77.77 | 1.274242E+05 | 2.126036E-02 |
| 24 | 72.86 | 2.442987E+05 | 1.108933E-02 |

**********

PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA DIARIA REAL = 0.10287159E-02

CON CARGA RMS SE ALCANZA LA TEMPERATURA = 80.12 GRADOS CENTIG. Y SE TIENE
VIDA ESPERADA (EN DIAS) = 0.939897E+05
PORCENTAJE DE PERDIDA MAXIMA DE VIDA DIARIA = 0.106393E-02

EN ESTE DIA EL TRANSFORMADOR HA OPERADO NORMALMENTE Y NO HA SUFRIDO DISMINUCION DE SU VIDA ESPERADA NORMAL

**********

CONSIDERANDO 5 CURVAS DE CARGA DIARIAS SE TIENE

PERDIDA DE VIDA ANUAL REAL = 0.27347231E+00 PORCIENTO
PERDIDA MAXIMA DE VIDA DIARIA REAL = 0.10287159E-02 PORCIENTO



CESERCOMP - ESPOL

LA CORRIDA PARA EL ANIO 3 COMIENZA A CONTINUACION...

DATOS DE CARGA OBTENIDOS DE MEDICIONES EFECTUADAS CADA HORA DEL DIA

DIA DE OPERACION

FECHA = 25 DE SEPTIEMBRE DE 1985 S/E DURAN

| HORA | CARGA (MVA) | CARGA (PU) | HORA | CARGA (MVA) | CARGA (PU) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 6.52 | 0.54 | 13 | 8.38 | 0.70 |
| 2 | 6.30 | 0.52 | 14 | 9.14 | 0.76 |
| 3 | 6.45 | 0.54 | 15 | 9.21 | 0.77 |
| 4 | 6.45 | 0.54 | 16 | 8.36 | 0.70 |
| 5 | 6.45 | 0.54 | 17 | 7.75 | 0.65 |
| 6 | 6.46 | 0.54 | 18 | 7.78 | 0.65 |
| 7 | 5.87 | 0.49 | 19 | 9.88 | 0.82 |
| 8 | 6.51 | 0.54 | 20 | 9.75 | 0.81 |
| 9 | 7.50 | 0.63 | 21 | 9.43 | 0.79 |
| 10 | 8.04 | 0.67 | 22 | 8.76 | 0.73 |
| 11 | 7.88 | 0.66 | 23 | 8.09 | 0.67 |
| 12 | 8.77 | 0.73 | 24 | 6.58 | 0.55 |

FACTOR DE CARGA = 0.786
CARGA EQUIVALENTE O VALOR RMS = 7.857 MVA
EL PICO DE CARGA ES = 9.880 MVA
EL TIPO DE ENFRIAMIENTO ES OA
LA POTENCIA BASE (NOMINAL) ES = 12.000 MVA



CESERCOMP - ESPOL

ANALISIS DEL ENVEJECIMIENTO RELATIVO DURANTE EL DIA DE OPERACION

| HORA | TEMPERATURA DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL DEVANADO (G.C.) | VIDA ESPERADA (DIAS) | ENVEJECIMIENTO RELATIVO (PU) |
|---|---|---|---|
| 1 | 64.72 | 7.469086E+05 | 3.627021E-03 |
| 2 | 63.10 | 9.398973E+05 | 2.882283E-03 |
| 3 | 63.28 | 9.166686E+05 | 2.955354E-03 |
| 4 | 63.19 | 9.276580E+05 | 2.920324E-03 |
| 5 | 63.12 | 9.376766E+05 | 2.889089E-03 |
| 6 | 63.08 | 9.422666E+05 | 2.875082E-03 |
| 7 | 61.64 | 1.157770E+06 | 2.339932E-03 |
| 8 | 63.42 | 8.986506E+05 | 3.014612E-03 |
| 9 | 68.32 | 4.529952E+05 | 5.980346E-03 |
| 10 | 72.72 | 2.487332E+05 | 1.089153E-02 |
| 11 | 73.61 | 2.208737E+05 | 1.226537E-02 |
| 12 | 77.62 | 1.300385E+05 | 2.083309E-02 |
| 13 | 79.04 | 1.080431E+05 | 2.507384E-02 |
| 14 | 82.15 | 7.251200E+04 | 3.736037E-02 |
| 15 | 84.40 | 5.453325E+04 | 4.967774E-02 |
| 16 | 82.45 | 6.979731E+04 | 3.881354E-02 |
| 17 | 80.69 | 8.732912E+04 | 3.102141E-02 |
| 18 | 78.78 | 1.118201E+05 | 2.422744E-02 |
| 19 | 84.79 | 5.191750E+04 | 5.218093E-02 |
| 20 | 83.87 | 5.833271E+04 | 4.644167E-02 |
| 21 | 83.04 | 6.477596E+04 | 4.182256E-02 |
| 22 | 79.71 | 9.912831E+04 | 2.732861E-02 |
| 23 | 76.99 | 1.411218E+05 | 1.919688E-02 |
| 24 | 74.11 | 3.091074E+05 | 8.764222E-03 |

**********

PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA DIARIA REAL = 0.73114480E-03

CON CARGA RMS SE ALCANZA LA TEMPERATURA = 77.98 GRADOS CENTIG. Y SE TIENE
VIDA ESPERADA (EN DIAS) = 0.123988E+06
PORCENTAJE DE PERDIDA MAXIMA DE VIDA DIARIA = 0.806524E-03

EN ESTE DIA EL TRANSFORMADOR HA OPERADO NORMALMENTE Y NO HA SUFRIDO
DISMINUCION DE SU VIDA ESPERADA NORMAL
**********



CESERCOMP - ESPOL

## DATOS DE CARGA OBTENIDOS DE MEDICIONES EFECTUADAS CADA HORA DEL DIA

DIA DE OPERACION

FECHA = 16 DE OCTUBRE DE 1985 S/E DURAN

| HORA | CARGA (MVA) | CARGA (PU) | HORA | CARGA (MVA) | CARGA (PU) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 7.16 | 0.60 | 13 | 7.40 | 0.62 |
| 2 | 6.84 | 0.57 | 14 | 8.16 | 0.68 |
| 3 | 6.55 | 0.55 | 15 | 8.10 | 0.68 |
| 4 | 6.36 | 0.53 | 16 | 7.62 | 0.63 |
| 5 | 6.02 | 0.50 | 17 | 6.83 | 0.57 |
| 6 | 5.89 | 0.49 | 18 | 7.07 | 0.59 |
| 7 | 5.58 | 0.46 | 19 | 9.48 | 0.79 |
| 8 | 5.89 | 0.49 | 20 | 9.63 | 0.80 |
| 9 | 7.05 | 0.59 | 21 | 9.09 | 0.76 |
| 10 | 7.66 | 0.64 | 22 | 8.10 | 0.68 |
| 11 | 7.88 | 0.66 | 23 | 7.28 | 0.61 |
| 12 | 7.88 | 0.66 | 24 | 6.80 | 0.57 |

FACTOR DE CARGA = 0.763
CARGA EQUIVALENTE O VALOR RMS = 7.423 MVA
EL PICO DE CARGA ES = 9.630 MVA
EL TIPO DE ENFRIAMIENTO ES OA
LA POTENCIA BASE (NOMINAL) ES = 12.000 MVA



CESERCOMP - ESPOL

## ANALISIS DEL ENVEJECIMIENTO RELATIVO DURANTE EL DIA DE OPERACION

| HORA | TEMPERATURA DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL DEVANADO (G.C.) | VIDA ESPERADA (DIAS) | ENVEJECIMIENTO RELATIVO (PU) |
|---|---|---|---|
| 1 | 68.54 | 4.391853E+05 | 6.168433E-03 |
| 2 | 66.57 | 5.767611E+05 | 4.696995E-03 |
| 3 | 65.42 | 6.772408E+05 | 4.000098E-03 |
| 4 | 64.49 | 7.716653E+05 | 3.510698E-03 |
| 5 | 63.15 | 9.328820E+05 | 2.903967E-03 |
| 6 | 62.29 | 1.054773E+06 | 2.568408E-03 |
| 7 | 61.21 | 1.230542E+06 | 2.201511E-03 |
| 8 | 61.88 | 1.119259E+06 | 2.420427E-03 |
| 9 | 66.74 | 5.633661E+05 | 4.808731E-03 |
| 10 | 71.08 | 3.105662E+05 | 8.723095E-03 |
| 11 | 73.02 | 2.389759E+05 | 1.133609E-02 |
| 12 | 74.22 | 2.035910E+05 | 1.330669E-02 |
| 13 | 74.86 | 1.868582E+05 | 1.449825E-02 |
| 14 | 77.34 | 1.348826E+05 | 2.008507E-02 |
| 15 | 78.72 | 1.126206E+05 | 2.405535E-02 |
| 16 | 77.75 | 1.278727E+05 | 2.118602E-02 |
| 17 | 75.58 | 1.760724E+05 | 1.592920E-02 |
| 18 | 74.15 | 2.054811E+05 | 1.318435E-02 |
| 19 | 80.89 | 8.514175E+04 | 3.181820E-02 |
| 20 | 81.13 | 8.260469E+04 | 3.279615E-02 |
| 21 | 79.87 | 9.704344E+04 | 2.791574E-02 |
| 22 | 75.61 | 1.691902E+05 | 1.601214E-02 |
| 23 | 72.44 | 2.584256E+05 | 1.048295E-02 |
| 24 | 69.63 | 3.783992E+05 | 7.159393E-03 |

**********

PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA DIARIA REAL = 0.46412251E-03

CON CARGA RMS SE ALCANZA LA TEMPERATURA = 75.18 GRADOS CENTIG. Y SE TIENE
VIDA ESPERADA (EN DIAS) = 0.179137E+06
PORCENTAJE DE PERDIDA MAXIMA DE VIDA DIARIA = 0.558231E-03

EN ESTE DIA EL TRANSFORMADOR HA OPERADO NORMALMENTE Y NO HA SUFRIDO
DISMINUCION DE SU VIDA ESPERADA NORMAL
**********



CESERCOMP - ESPOL

DATOS DE CARGA OBTENIDOS DE MEDICIONES EFECTUADAS CADA HORA DEL DIA

DIA DE OPERACION

FECHA = 20 DE NOVIEMBRE DE 1985 S/E DURAN

| HORA | CARGA (MVA) | CARGA (PU) | HORA | CARGA (MVA) | CARGA (PU) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 6.90 | 0.57 | 13 | 8.51 | 0.71 |
| 2 | 6.83 | 0.57 | 14 | 8.98 | 0.75 |
| 3 | 6.48 | 0.54 | 15 | 9.39 | 0.78 |
| 4 | 6.51 | 0.54 | 16 | 8.95 | 0.75 |
| 5 | 6.61 | 0.55 | 17 | 8.41 | 0.70 |
| 6 | 6.72 | 0.56 | 18 | 8.68 | 0.72 |
| 7 | 6.16 | 0.51 | 19 | 10.38 | 0.87 |
| 8 | 7.16 | 0.60 | 20 | 10.45 | 0.87 |
| 9 | 8.10 | 0.68 | 21 | 10.00 | 0.83 |
| 10 | 8.90 | 0.74 | 22 | 9.66 | 0.80 |
| 11 | 8.89 | 0.74 | 23 | 8.35 | 0.70 |
| 12 | 8.85 | 0.74 | 24 | 7.55 | 0.63 |

FACTOR DE CARGA = 0.787
CARGA EQUIVALENTE O VALOR RMS = 8.325 MVA
EL PICO DE CARGA ES = 10.450 MVA
EL TIPO DE ENFRIAMIENTO ES OA
LA POTENCIA BASE (NOMINAL) ES = 12.000 MVA



CESERCOMP - ESPOL

## ANALISIS DEL ENVEJECIMIENTO RELATIVO DURANTE EL DIA DE OPERACION

| HORA | TEMPERATURA DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL DEVANADO (G.C.) | VIDA ESPERADA (DIAS) | ENVEJECIMIENTO RELATIVO (PU) |
|---|---|---|---|
| 1 | 66.96 | 5.464999E+05 | 4.957203E-03 |
| 2 | 65.73 | 6.483512E+05 | 4.178479E-03 |
| 3 | 64.57 | 7.629306E+05 | 3.550899E-03 |
| 4 | 64.34 | 7.885193E+05 | 3.435609E-03 |
| 5 | 64.40 | 7.820133E+05 | 3.464239E-03 |
| 6 | 64.59 | 7.614886E+05 | 3.557621E-03 |
| 7 | 63.18 | 9.287626E+05 | 2.916882E-03 |
| 8 | 66.06 | 6.190293E+05 | 4.376378E-03 |
| 9 | 71.22 | 3.044084E+05 | 8.899529E-03 |
| 10 | 76.80 | 1.446712E+05 | 1.872580E-02 |
| 11 | 78.57 | 1.148866E+05 | 2.358056E-02 |
| 12 | 79.88 | 9.694462E+04 | 2.794480E-02 |
| 13 | 81.07 | 8.324275E+04 | 3.254499E-02 |
| 14 | 82.98 | 6.522816E+04 | 4.153265E-02 |
| 15 | 86.06 | 4.434066E+04 | 6.109634E-02 |
| 16 | 85.49 | 4.758358E+04 | 5.693263E-02 |
| 17 | 84.14 | 5.638016E+04 | 4.804983E-02 |
| 18 | 83.24 | 6.311575E+04 | 4.292253E-02 |
| 19 | 88.55 | 3.256977E+04 | 8.317792E-02 |
| 20 | 88.43 | 3.306441E+04 | 8.193254E-02 |
| 21 | 87.28 | 3.807502E+04 | 7.115221E-02 |
| 22 | 85.09 | 5.004766E+04 | 5.413047E-02 |
| 23 | 80.29 | 9.200325E+04 | 2.944561E-02 |
| 24 | 76.11 | 1.584593E+05 | 1.709664E-02 |

**********

PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA DIARIA REAL = 0.11221375E-02

CON CARGA RMS SE ALCANZA LA TEMPERATURA = 81.13 GRADOS CENTIG. Y SE TIENE
VIDA ESPERADA (EN DIAS) = 0.826104E+05
PORCENTAJE DE PERDIDA MAXIMA DE VIDA DIARIA = 0.121047E-02

EN ESTE DIA EL TRANSFORMADOR HA OPERADO NORMALMENTE Y NO HA SUFRIDO
DISMINUCION DE SU VIDA ESPERADA NORMAL
**********



CESERCOMP - ESPOL

## DATOS DE CARGA OBTENIDOS DE MEDICIONES EFECTUADAS CADA HORA DEL DIA

DIA DE OPERACION

FECHA = 18 DE DICIEMBRE DE 1985 S/E DURAN

| HORA | CARGA (MVA) | CARGA (PU) | HORA | CARGA (MVA) | CARGA (PU) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 6.42 | 0.53 | 13 | 7.84 | 0.65 |
| 2 | 6.04 | 0.50 | 14 | 8.10 | 0.68 |
| 3 | 6.04 | 0.50 | 15 | 8.03 | 0.67 |
| 4 | 6.04 | 0.50 | 16 | 7.53 | 0.63 |
| 5 | 6.10 | 0.51 | 17 | 7.53 | 0.63 |
| 6 | 6.14 | 0.51 | 18 | 7.62 | 0.63 |
| 7 | 5.63 | 0.47 | 19 | 8.96 | 0.75 |
| 8 | 6.62 | 0.55 | 20 | 8.60 | 0.72 |
| 9 | 7.27 | 0.61 | 21 | 9.15 | 0.76 |
| 10 | 7.78 | 0.65 | 22 | 9.15 | 0.76 |
| 11 | 8.04 | 0.67 | 23 | 8.07 | 0.67 |
| 12 | 8.07 | 0.67 | 24 | 7.18 | 0.60 |

FACTOR DE CARGA = 0.810
CARGA EQUIVALENTE O VALOR RMS = 7.488 MVA
EL PICO DE CARGA ES = 9.150 MVA
EL TIPO DE ENFRIAMIENTO ES OA
LA POTENCIA BASE (NOMINAL) ES = 12.000 MVA



CESERCOMP - ESPOL

## ANALISIS DEL ENVEJECIMIENTO RELATIVO DURANTE EL DIA DE OPERACION

| HORA | TEMPERATURA DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL DEVANADO (G.C.) | VIDA ESPERADA (DIAS) | ENVEJECIMIENTO RELATIVO (PU) |
|---|---|---|---|
| 1 | 64.15 | 8.096860E+05 | 3.345762E-03 |
| 2 | 62.10 | 1.083086E+06 | 2.501297E-03 |
| 3 | 61.78 | 1.133940E+06 | 2.389066E-03 |
| 4 | 61.55 | 1.172061E+06 | 2.311355E-03 |
| 5 | 61.53 | 1.176505E+06 | 2.302627E-03 |
| 6 | 61.51 | 1.178661E+06 | 2.298438E-03 |
| 7 | 60.30 | 1.404530E+06 | 1.928837E-03 |
| 8 | 63.02 | 9.500193E+05 | 2.851636E-03 |
| 9 | 67.12 | 5.341987E+05 | 5.071238E-03 |
| 10 | 71.33 | 3.001812E+05 | 9.024877E-03 |
| 11 | 73.50 | 2.242358E+05 | 1.208146E-02 |
| 12 | 74.90 | 1.859086E+05 | 1.457220E-02 |
| 13 | 76.43 | 1.520507E+05 | 1.781671E-02 |
| 14 | 77.58 | 1.307486E+05 | 2.071981E-02 |
| 15 | 78.77 | 1.119695E+05 | 2.419447E-02 |
| 16 | 77.64 | 1.296461E+05 | 2.089628E-02 |
| 17 | 77.80 | 1.270711E+05 | 2.131930E-02 |
| 18 | 76.38 | 1.528811E+05 | 1.772033E-02 |
| 19 | 79.85 | 9.736444E+04 | 2.782447E-02 |
| 20 | 77.64 | 1.296826E+05 | 2.089036E-02 |
| 21 | 79.43 | 1.027669E+05 | 2.636129E-02 |
| 22 | 78.84 | 1.108696E+05 | 2.443468E-02 |
| 23 | 75.44 | 1.731594E+05 | 1.564496E-02 |
| 24 | 71.61 | 2.890346E+05 | 9.372734E-03 |

**********

PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA DIARIA REAL = 0.47351397E-03

CON CARGA RMS SE ALCANZA LA TEMPERATURA = 75.59 GRADOS CENTIG. Y SE TIENE
VIDA ESPERADA (EN DIAS) = 0.169672E+06
PORCENTAJE DE PERDIDA MAXIMA DE VIDA DIARIA = 0.589370E-03

EN ESTE DIA EL TRANSFORMADOR HA OPERADO NORMALMENTE Y NO HA SUFRIDO
DISMINUCION DE SU VIDA ESPERADA NORMAL
**********

CONSIDERANDO 4 CURVAS DE CARGA DIARIAS SE TIENE

PERDIDA DE VIDA ANUAL REAL = 0.25453168E+00 PORCIENTO
PERDIDA MAXIMA DE VIDA DIARIA REAL = 0.11221375E-02 PORCIENTO



CESERCOMP - ESPOL

## *** ANALISIS DE RESULTADOS ***

A).- USANDO LAS CURVAS DE ENVEJECIMIENTO TERMICO DE UN TRANSFORMADOR DEL TIPO 65.0 RISE SE DETERMINAN LOS SIGUIENTES VALORES

** A LA TEMPERATURA DE REFERENCIA TO DEL DEVANADO = 110.00 GRADOS CENTIG. SE TIENE

VIDA ESPERADA = 2709.12 DIAS (7.42 ANIOS)
PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA DIARIA = 0.369123E-01

EL TIEMPO DE 7.42 ANIOS DE VIDA ESTA LEJOS DE LA REALIDAD, INDICANDONOS QUE LAS CURVAS DE ENVEJECIMIENTO SON DEMASIADO CONSERVATIVAS. POR ESTA RAZON SE ESTIMA QUE UN TRANSFORMADOR QUE OPERA A CARGA NOMINAL Y A UNA TEMPERATURA AMBIENTE DE 30.00 GRADOS CENTIGRADOS TENDRA UNA PERDIDA DE VIDA DIARIA MAYOR A LA PROMEDIO. SE CONSIDERA COMO PERDIDA DE VIDA EN EXCESO, CUALQUIER PERDIDA DE VIDA MAYOR QUE LA PROMEDIO

PERDIDA PROMEDIO DE VIDA DIARIA = 9.13242E-03 PORCIENTO
PERDIDA PROMEDIO DE VIDA ANUAL = 3.33333E+00 PORCIENTO

TRABAJANDO A LA TEMPERATURA DE REFERENCIA TO DEL DEVANADO, EL AISLAMIENTO CELULOSO ALCANZA UNA FORTALEZA REMANENTE DEL 36.79 PORCIENTO DE SU VALOR ORIGINAL

** A LA MAXIMA TEMPERATURA PERMITIDA DEL DEVANADO = 180.00 GRADOS CENTIG. SE TIENE

VIDA ESPERADA (EN DIAS) = 0.416720E+01
PORCENTAJE DE PERDIDA MAXIMA DE VIDA DIARIA = 0.239969E+02

** CUANDO EL TRANSFORMADOR ESTA DESENERGIZADO HAY PERDIDA DE VIDA AL CONSIDERAR EL EFECTO DE LA TEMPERATURA AMBIENTE PROMEDIO. SE TIENE

VIDA ESPERADA (EN DIAS) = 0.173450E+09
PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA DIARIA = 0.576534E-06

ESTE PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA DIARIA ES DE TAN INFIMO VALOR QUE NO TIENE INCIDENCIA EN LA PERDIDA DE VIDA TOTAL DE TRANSFORMADOR



CESERCOMP - ESPOL

B).- DURANTE LOS 3 ANIOS DE OPERACION SE HA OBTENIDO LO SIGUIENTE

| ANIOS Y DIAS TIPICOS | PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA DIARIA PERD. NORMAL | PERD. EXCESO | PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA ANUAL | DIAS REPETID. POR ANIO |
|---|---|---|---|---|
| ** ANIO 1 | | | | |
| DIA 1 | 0.308360E-03 | - | - | 121.7 |
| DIA 2 | 0.316638E-03 | - | - | 121.7 |
| DIA 3 | 0.963627E-04 | - | - | 121.7 |
| SUBTOT. 1 | | | 0.87790E-01 | |
| ** ANIO 2 | | | | |
| DIA 1 | 0.624256E-03 | - | - | 73.0 |
| DIA 2 | 0.478827E-03 | - | - | 73.0 |
| DIA 3 | 0.694715E-03 | - | - | 73.0 |
| DIA 4 | 0.919684E-03 | - | - | 73.0 |
| DIA 5 | 0.102872E-02 | - | - | 73.0 |
| SUBTOT. 2 | | | 0.27347E+00 | |
| ** ANIO 3 | | | | |
| DIA 1 | 0.731145E-03 | - | - | 91.2 |
| DIA 2 | 0.464123E-03 | - | - | 91.2 |
| DIA 3 | 0.112214E-02 | - | - | 91.2 |
| DIA 4 | 0.473514E-03 | - | - | 91.2 |
| SUBTOT. 3 | | | 0.25453E+00 | |
| PERD. TOTAL | | | 0.61579E+00 | |

** EL TOTAL DE LA PERDIDA DE VIDA DURANTE LOS 3 ANIOS DE FUNCIONAMIENTO ES DE 0.61579E+00 PORCIENTO
NO HAY PERDIDA DE VIDA EN EXCESO

** SI EL TRANSFORMADOR CONTINUA OPERANDO EN LAS CONDICIONES ACTUALES, SU VIDA RESTANTE SERIA DE POR LO MENOS 87.000 ANIOS

** SI EN LOS PROXIMOS ANIOS EL TRANSFORMADOR SE OPERA CON CARGAS QUE ORIGINEN PERDIDAS DE VIDA IGUAL A LA PROMEDIO (MAXIMA PERDIDA DE VIDA NORMAL), SU VIDA RESTANTE SERIA DE POR LO MENOS 29.818 ANIOS

NOTA

LA EXPRESION 'CONDICIONES ACTUALES', SE REFIERE A TODO EL TIEMPO DE ESTUDIO



CESERCOMP - ESPOL

C).- SI EN LOS PROXIMOS ANIOS, EL TRANSFORMADOR SE OPERA CON SOBRECARGAS QUE ORIGINEN CUALQUIERA DE LOS SIGUIENTES PORCENTAJES DE PERDIDAS DE VIDA ADICIONAL POR ANIO SE OBTENDRIA EL TIEMPO DE VIDA INDICADO A CONTINUACION

| PERDIDA DE VIDA ADIC. POR ANIO (PORCENTAJE) | VIDA RESTANTE (ANIOS) | VIDA ESTIMADA TOTAL (ANIOS) |
|---|---|---|
| 0.5000 | 23.48 | 26.48 |
| 1.0000 | 20.77 | 23.77 |
| 1.5000 | 18.62 | 21.62 |
| 2.0000 | 16.88 | 19.88 |
| 2.5000 | 15.43 | 18.43 |
| 3.0000 | 14.21 | 17.21 |
| 3.5000 | 13.17 | 16.17 |
| 4.0000 | 12.27 | 15.27 |
| 4.5000 | 11.49 | 14.49 |
| 5.0000 | 10.80 | 13.80 |
| 5.5000 | 10.19 | 13.19 |
| 6.0000 | 9.64 | 12.64 |
| 6.5000 | 9.15 | 12.15 |
| 7.0000 | 8.71 | 11.71 |
| 7.5000 | 8.31 | 11.31 |
| 8.0000 | 7.94 | 10.94 |
| 8.5000 | 7.61 | 10.61 |
| 9.0000 | 7.30 | 10.30 |
| 9.5000 | 7.01 | 10.01 |
| 10.0000 | 6.75 | 9.75 |
| 10.5000 | 6.51 | 9.51 |
| 11.0000 | 6.28 | 9.28 |
| 11.5000 | 6.07 | 9.07 |
| 12.0000 | 5.87 | 8.87 |



CESERCOMP - ESPOL

EJEMPLO Nº 2

SUBESTACION : La Chorrera

EMPRESA ELECTRICA : Los Ríos C.A.

a) DATOS DE PLACA :

Fabricante : OSAKA Transformer Co. Ltd. (Japón)

KVA : 10.000/12.500

Voltaje: 13.800/7.970 V

Corriente: 33.7/105 A.

Fases : 3

Tipo de enfriamiento : OA/FA

Elevación de temperatura del devanado: 55°C

Frecuencia : 60 Hz

Peso del aceite : 5.600 Kg

Peso del núcleo y devanados : 15.100 Kg

Peso total : 27.200 Kg

Año de fabricación : 1982

b) REGISTROS DE OPERACION :

Se tienen registros de operación desde el año 1984

Tiempo de funcionamiento anterior a esta fecha: 0 años.

Se han escogido las curvas diarias de carga de los siguientes días típicos:

PRIMER AÑO : 1984

DIA 1 = 21 de Noviembre de 1984

DIA 2 = 26 de Diciembre de 1984

SEGUNDO AÑO : 1985

DIA 1 = 5 de Noviembre de 1985

DIA 2 = 3 de Diciembre de 1985

DIA 3 = 11 de Diciembre de 1985

Las temperaturas ambientes para cada hora corresponden a las temperaturas típicas obtenidas por INOCAR en la ciudad de Guayaquil.

Los resultados de la ejecución del programa para este ejemplo se muestran y además se anexa un gráfico de la carga , envejecimiento relativo y temperatura del punto más caliente del devanado en el día de máxima pérdida.

S/E LA CHORRERA EMPRESA ELECTRICA LOS RIOS.

CARACTERISTICAS ELECTRICAS Y TERMICAS DEL TRANSFORMADOR

EL DEVANADO ES DE COBRE

| | | |
|---|---|---|
| NUMERO DE ETAPAS DE ENFRIAMIENTO | = | 2 |

...

PARA EL TIPO DE ENFRIAMIENTO OA SE TIENE LO SIGUIENTE

| | | |
|---|---|---|
| CAPACIDAD NOMINAL DEL TRANSFORMADOR | = | 10.00 MVA |
| CAPACIDAD TERMICA | = | 4.79 KW-HORA/GRADO CENTIG. |
| PERDIDA EN EL DEVANADO | = | 31.90 KW |
| RELACION DE PERDIDAS | = | 2.35 |
| CONSTANTE DE TIEMPO DEL TRANSFORMADOR | = | 5.79 HORAS |

...

PARA EL TIPO DE ENFRIAMIENTO FA SE TIENE LO SIGUIENTE

| | | |
|---|---|---|
| CAPACIDAD NOMINAL DEL TRANSFORMADOR | = | 12.00 MVA |
| CAPACIDAD TERMICA | = | 6.07 KW-HORA/GRADO CENTIG. |
| PERDIDA EN EL DEVANADO | = | 50.20 KW |
| RELACION DE PERDIDAS | = | 3.69 |
| CONSTANTE DE TIEMPO DEL TRANSFORMADOR | = | 5.23 HORAS |

...

| | | |
|---|---|---|
| PERDIDA EN EL NUCLEO | = | 13.60 KW |
| TEMPERATURA AMBIENTE PROMEDIO | = | 30.00 GRADOS CENTIG. |
| TEMPERATURA AMBIENTE MAXIMA | = | 40.00 GRADOS CENTIG. |
| TEMPERATURA DE ELEVACION PROMEDIO DEL DEVANADO SOBRE LA TEMP. AMBIENTE | = | 55.00 GRADOS CENTIG. |
| INCREMENTO PROMEDIO DE TEMPERATURA DEL DEVANADO SOBRE SU TEMP. PROMEDIO | = | 10.00 GRADOS CENTIG. |
| TEMPERATURA DE ELEVAC. DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL DEVAN. SOBRE LA TEMP. AMB. | = | 65.00 GRADOS CENTIG. |
| TEMPERATURA PROMEDIO DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL DEVANADO | = | 95.00 GRADOS CENTIG. |
| TEMPERATURA MAXIMA DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL DEVANADO | = | 105.00 GRADOS CENTIG. |

CONDICIONES TERMICAS

LA TEMPERATURA MAXIMA PERMISIBLE DEL TOPE DEL ACEITE ES 105.00 GRADOS CENTIG.
LA TEMPERATURA MAXIMA PERMISIBLE DEL DEVANADO ES 160.00 GRADOS CENTIG.
LAS TEMPERATURAS DEL DEVANADO MAYORES A 140.00 GRADOS CENTIGRADOS SE CONSIDERAN TEMPERATURAS PELIGROSAS



CESERCOMP - ESPOL

LA CORRIDA PARA EL ANIO 1 COMIENZA A CONTINUACION...

DATOS DE CARGA OBTENIDOS DE MEDICIONES EFECTUADAS CADA HORA DEL DIA

DIA DE OPERACION

FECHA = NOVIEMBRE 21 DE 1984 S/E LA CHORRERA

| HORA | CARGA (MVA) | CARGA (PU) | HORA | CARGA (MVA) | CARGA (PU) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 4.59 | 0.46 | 13 | 5.75 | 0.57 |
| 2 | 4.63 | 0.46 | 14 | 6.15 | 0.61 |
| 3 | 4.64 | 0.46 | 15 | 6.07 | 0.61 |
| 4 | 4.60 | 0.46 | 16 | 5.82 | 0.58 |
| 5 | 4.93 | 0.49 | 17 | 5.86 | 0.59 |
| 6 | 4.18 | 0.42 | 18 | 7.31 | 0.73 |
| 7 | 5.18 | 0.52 | 19 | 7.25 | 0.72 |
| 8 | 5.77 | 0.58 | 20 | 6.98 | 0.70 |
| 9 | 5.65 | 0.56 | 21 | 6.06 | 0.61 |
| 10 | 5.83 | 0.58 | 22 | 5.35 | 0.54 |
| 11 | 5.93 | 0.59 | 23 | 4.85 | 0.49 |
| 12 | 5.41 | 0.54 | 24 | 4.77 | 0.48 |

FACTOR DE CARGA = 0.761
CARGA EQUIVALENTE O VALOR RMS = 5.626 MVA
EL PICO DE CARGA ES = 7.310 MVA
EL TIPO DE ENFRIAMIENTO ES OA
LA POTENCIA BASE (NOMINAL) ES = 10.000 MVA



CESERCOMP - ESPOL

ANALISIS DEL ENVEJECIMIENTO RELATIVO DURANTE EL DIA DE OPERACION

| HORA | TEMPERATURA DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL DEVANADO (G.C.) | VIDA ESPERADA (DIAS) | ENVEJECIMIENTO RELATIVO (PU) |
|---|---|---|---|
| 1 | 56.74 | 4.279002E+05 | 6.331205E-03 |
| 2 | 56.12 | 4.689321E+05 | 5.777303E-03 |
| 3 | 56.09 | 4.706022E+05 | 5.756840E-03 |
| 4 | 56.01 | 4.763894E+05 | 5.686842E-03 |
| 5 | 56.45 | 4.462036E+05 | 6.071474E-03 |
| 6 | 55.50 | 5.138045E+05 | 5.272713E-03 |
| 7 | 56.92 | 4.166570E+05 | 6.502043E-03 |
| 8 | 58.51 | 3.298462E+05 | 8.213382E-03 |
| 9 | 60.70 | 2.400467E+05 | 1.128611E-02 |
| 10 | 63.36 | 1.641732E+05 | 1.650167E-02 |
| 11 | 64.43 | 1.409299E+05 | 1.922353E-02 |
| 12 | 64.47 | 1.402384E+05 | 1.931840E-02 |
| 13 | 66.70 | 1.026307E+05 | 2.639679E-02 |
| 14 | 67.54 | 9.131812E+04 | 2.966679E-02 |
| 15 | 68.72 | 7.761387E+04 | 3.490536E-02 |
| 16 | 68.70 | 7.777494E+04 | 3.483290E-02 |
| 17 | 69.11 | 7.360350E+04 | 3.680793E-02 |
| 18 | 70.20 | 6.340300E+04 | 4.272862E-02 |
| 19 | 70.03 | 6.483800E+04 | 4.178322E-02 |
| 20 | 68.24 | 8.293400E+04 | 3.266685E-02 |
| 21 | 66.51 | 1.053970E+05 | 2.570456E-02 |
| 22 | 63.80 | 1.541662E+05 | 1.757301E-02 |
| 23 | 62.27 | 1.915461E+05 | 1.414347E-02 |
| 24 | 60.85 | 2.350063E+05 | 1.152812E-02 |

**********

PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA DIARIA REAL = 0.71467576E-03

CON CARGA RMS SE ALCANZA LA TEMPERATURA = 66.62 GRADOS CENTIG. Y SE TIENE
VIDA ESPERADA (EN DIAS) = 0.103733E+06
PORCENTAJE DE PERDIDA MAXIMA DE VIDA DIARIA = 0.964019E-03

EN ESTE DIA EL TRANSFORMADOR HA OPERADO NORMALMENTE Y NO HA SUFRIDO
DISMINUCION DE SU VIDA ESPERADA NORMAL

**********



CESERCOMP - ESPOL

DATOS DE CARGA OBTENIDOS DE MEDICIONES EFECTUADAS CADA HORA DEL DIA

DIA DE OPERACION

FECHA = 26 DE DICIEMBRE DE 1984 S/E LA CHORRERA

| HORA | CARGA (MVA) | CARGA (PU) | HORA | CARGA (MVA) | CARGA (PU) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 4.32 | 0.43 | 13 | 6.69 | 0.67 |
| 2 | 4.09 | 0.41 | 14 | 6.93 | 0.69 |
| 3 | 4.12 | 0.41 | 15 | 6.94 | 0.69 |
| 4 | 4.14 | 0.41 | 16 | 6.17 | 0.62 |
| 5 | 4.35 | 0.44 | 17 | 6.33 | 0.63 |
| 6 | 4.42 | 0.44 | 18 | 8.31 | 0.83 |
| 7 | 4.61 | 0.46 | 19 | 6.79 | 0.68 |
| 8 | 6.66 | 0.67 | 20 | 7.87 | 0.79 |
| 9 | 6.33 | 0.63 | 21 | 7.25 | 0.72 |
| 10 | 4.95 | 0.49 | 22 | 6.42 | 0.64 |
| 11 | 5.12 | 0.51 | 23 | 5.76 | 0.58 |
| 12 | 5.19 | 0.52 | 24 | 4.36 | 0.44 |

FACTOR DE CARGA = 0.693
CARGA EQUIVALENTE O VALOR RMS = 5.893 MVA
EL PICO DE CARGA ES = 8.310 MVA
EL TIPO DE ENFRIAMIENTO ES OA
LA POTENCIA BASE (NOMINAL) ES = 10.000 MVA



CESERCOMP - ESPOL

ANALISIS DEL ENVEJECIMIENTO RELATIVO DURANTE EL DIA DE OPERACION

| HORA | TEMPERATURA DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL DEVANADO (G.C.) | VIDA ESPERADA (DIAS) | ENVEJECIMIENTO RELATIVO (PU) |
|---|---|---|---|
| 1 | 55.60 | 5.067194E+05 | 5.346339E-03 |
| 2 | 54.62 | 5.859153E+05 | 4.623827E-03 |
| 3 | 54.52 | 5.947517E+05 | 4.555095E-03 |
| 4 | 54.45 | 6.015422E+05 | 4.503608E-03 |
| 5 | 54.65 | 5.835776E+05 | 4.642252E-03 |
| 6 | 54.76 | 5.740744E+05 | 4.719131E-03 |
| 7 | 55.26 | 5.324979E+05 | 5.087648E-03 |
| 8 | 59.09 | 3.029814E+05 | 8.941572E-03 |
| 9 | 61.52 | 2.131675E+05 | 1.270908E-02 |
| 10 | 62.00 | 1.991709E+05 | 1.360227E-02 |
| 11 | 62.72 | 1.797126E+05 | 1.507515E-02 |
| 12 | 63.39 | 1.632587E+05 | 1.659459E-02 |
| 13 | 67.63 | 9.020519E+04 | 3.003299E-02 |
| 14 | 68.87 | 7.603756E+04 | 3.562960E-02 |
| 15 | 70.64 | 5.969750E+04 | 4.538069E-02 |
| 16 | 70.07 | 6.451533E+04 | 4.199254E-02 |
| 17 | 70.74 | 5.888508E+04 | 4.600833E-02 |
| 18 | 73.18 | 4.234794E+04 | 6.397295E-02 |
| 19 | 70.62 | 5.988871E+04 | 4.523633E-02 |
| 20 | 70.93 | 5.739400E+04 | 4.720281E-02 |
| 21 | 70.09 | 6.430712E+04 | 4.212840E-02 |
| 22 | 67.47 | 9.216912E+04 | 2.939326E-02 |
| 23 | 65.83 | 1.157791E+05 | 2.339911E-02 |
| 24 | 62.49 | 1.855905E+05 | 1.459760E-02 |

**********

PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA DIARIA REAL = 0.86954632E-03

CON CARGA RMS SE ALCANZA LA TEMPERATURA = 68.00 GRADOS CENTIG. Y SE TIENE
VIDA ESPERADA (EN DIAS) = 0.856525E+05
PORCENTAJE DE PERDIDA MAXIMA DE VIDA DIARIA = 0.116751E-02

EN ESTE DIA EL TRANSFORMADOR HA OPERADO NORMALMENTE Y NO HA SUFRIDO
DISMINUCION DE SU VIDA ESPERADA NORMAL
**********

CONSIDERANDO 2 CURVAS DE CARGA DIARIAS SE TIENE

PERDIDA DE VIDA ANUAL REAL = 0.28912050E+00 PORCIENTO
PERDIDA MAXIMA DE VIDA DIARIA REAL = 0.86954632E-03 PORCIENTO



CESERCOMP - ESPOL

LA CORRIDA PARA EL ANIO 2 COMIENZA A CONTINUACION...

DATOS DE CARGA OBTENIDOS DE MEDICIONES EFECTUADAS CADA HORA DEL DIA

DIA DE OPERACION

FECHA = 5 DE NOVIEMBRE DE 1985 S/E LA CHORRERA

| HORA | CARGA (MVA) | CARGA (PU) | HORA | CARGA (MVA) | CARGA (PU) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 8.33 | 0.83 | 13 | 6.89 | 0.69 |
| 2 | 8.22 | 0.82 | 14 | 6.67 | 0.67 |
| 3 | 8.05 | 0.81 | 15 | 8.78 | 0.88 |
| 4 | 7.56 | 0.76 | 16 | 9.11 | 0.91 |
| 5 | 7.78 | 0.78 | 17 | 9.06 | 0.91 |
| 6 | 8.33 | 0.83 | 18 | 8.89 | 0.89 |
| 7 | 8.11 | 0.81 | 19 | 12.22 | 1.22 |
| 8 | 4.67 | 0.47 | 20 | 12.28 | 1.23 |
| 9 | 5.56 | 0.56 | 21 | 12.00 | 1.20 |
| 10 | 6.67 | 0.67 | 22 | 10.78 | 1.08 |
| 11 | 6.67 | 0.67 | 23 | 9.78 | 0.98 |
| 12 | 6.67 | 0.67 | 24 | 9.44 | 0.94 |

FACTOR DE CARGA = 0.687
CARGA EQUIVALENTE O VALOR RMS = 8.658 MVA
EL PICO DE CARGA ES = 12.280 MVA
EL TIPO DE ENFRIAMIENTO ES OA
LA POTENCIA BASE (NOMINAL) ES = 10.000 MVA



CESERCOMP - ESPOL

ANALISIS DEL ENVEJECIMIENTO RELATIVO DURANTE EL DIA DE OPERACION

| HORA | TEMPERATURA DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL DEVANADO (G.C.) | VIDA ESPERADA (DIAS) | ENVEJECIMIENTO RELATIVO (PU) |
|---|---|---|---|
| 1 | 77.80 | 2.300475E+04 | 1.177661E-01 |
| 2 | 76.95 | 2.572231E+04 | 1.053219E-01 |
| 3 | 76.46 | 2.741798E+04 | 9.881109E-02 |
| 4 | 75.24 | 3.221158E+04 | 8.410597E-02 |
| 5 | 75.16 | 3.252889E+04 | 8.328652E-02 |
| 6 | 76.03 | 2.899629E+04 | 9.343183E-02 |
| 7 | 75.91 | 2.945632E+04 | 9.197313E-02 |
| 8 | 70.05 | 6.465829E+04 | 4.190033E-02 |
| 9 | 71.32 | 5.446096E+04 | 4.974497E-02 |
| 10 | 74.04 | 3.774368E+04 | 7.177889E-02 |
| 11 | 74.14 | 3.725098E+04 | 7.272840E-02 |
| 12 | 74.26 | 3.669886E+04 | 7.382178E-02 |
| 13 | 75.93 | 2.938138E+04 | 9.220445E-02 |
| 14 | 75.28 | 3.201187E+04 | 8.462954E-02 |
| 15 | 80.19 | 1.688119E+04 | 1.604867E-01 |
| 16 | 82.28 | 1.292017E+04 | 2.096810E-01 |
| 17 | 83.57 | 1.096888E+04 | 2.469906E-01 |
| 18 | 82.46 | 1.261780E+04 | 2.147052E-01 |
| 19 | 90.38 | 4.720270E+03 | 5.739434E-01 |
| 20 | 92.24 | 3.767482E+03 | 7.190822E-01 |
| 21 | 93.81 | 3.122432E+03 | 8.676333E-01 |
| 22 | 91.33 | 4.206172E+03 | 6.440932E-01 |
| 23 | 89.27 | 5.399984E+03 | 5.017053E-01 |
| 24 | 87.67 | 6.571414E+03 | 4.122607E-01 |

**********

PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA DIARIA REAL = 0.87851770E-02

CON CARGA RMS SE ALCANZA LA TEMPERATURA = 85.07 GRADOS CENTIG. Y SE TIENE
VIDA ESPERADA (EN DIAS) = 0.908318E+04
PORCENTAJE DE PERDIDA MAXIMA DE VIDA DIARIA = 0.110093E-01

EN ESTE DIA EL TRANSFORMADOR HA OPERADO NORMALMENTE Y NO HA SUFRIDO
DISMINUCION DE SU VIDA ESPERADA NORMAL
**********



CESERCOMP - ESPOL

DATOS DE CARGA OBTENIDOS DE MEDICIONES EFECTUADAS CADA HORA DEL DIA

DIA DE OPERACION

FECHA = 3 DE DICIEMBRE DE 1985 S/E LA CHORRERA

| HORA | CARGA (MVA) | CARGA (PU) | HORA | CARGA (MVA) | CARGA (PU) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 8.33 | 0.83 | 13 | 8.00 | 0.80 |
| 2 | 7.67 | 0.77 | 14 | 8.33 | 0.83 |
| 3 | 7.22 | 0.72 | 15 | 9.00 | 0.90 |
| 4 | 7.00 | 0.70 | 16 | 8.89 | 0.89 |
| 5 | 7.11 | 0.71 | 17 | 8.78 | 0.88 |
| 6 | 7.56 | 0.76 | 18 | 11.39 | 1.14 |
| 7 | 7.56 | 0.76 | 19 | 11.89 | 1.19 |
| 8 | 8.00 | 0.80 | 20 | 11.56 | 1.16 |
| 9 | 8.22 | 0.82 | 21 | 11.00 | 1.10 |
| 10 | 8.33 | 0.83 | 22 | 10.11 | 1.01 |
| 11 | 8.39 | 0.84 | 23 | 9.55 | 0.95 |
| 12 | 8.22 | 0.82 | 24 | 8.67 | 0.87 |

FACTOR DE CARGA = 0.739
CARGA EQUIVALENTE O VALOR RMS = 8.893 MVA
EL PICO DE CARGA ES = 11.890 MVA
EL TIPO DE ENFRIAMIENTO ES OA
LA POTENCIA BASE (NOMINAL) ES = 10.000 MVA



CESERCOMP - ESPOL

ANALISIS DEL ENVEJECIMIENTO RELATIVO DURANTE EL DIA DE OPERACION

| HORA | TEMPERATURA DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL DEVANADO (G.C.) | VIDA ESPERADA (DIAS) | ENVEJECIMIENTO RELATIVO (PU) |
|---|---|---|---|
| 1 | 77.80 | 2.300475E+04 | 1.177661E-01 |
| 2 | 75.81 | 2.988371E+04 | 9.065574E-02 |
| 3 | 74.40 | 3.599648E+04 | 7.526290E-02 |
| 4 | 73.28 | 4.182301E+04 | 6.477684E-02 |
| 5 | 72.76 | 4.481246E+04 | 6.045571E-02 |
| 6 | 73.10 | 4.284480E+04 | 6.323212E-02 |
| 7 | 73.12 | 4.272752E+04 | 6.340641E-02 |
| 8 | 74.24 | 3.678407E+04 | 7.364917E-02 |
| 9 | 76.75 | 2.637666E+04 | 1.027105E-01 |
| 10 | 79.28 | 1.896977E+04 | 1.428127E-01 |
| 11 | 80.25 | 1.674238E+04 | 1.618130E-01 |
| 12 | 80.71 | 1.578773E+04 | 1.715994E-01 |
| 13 | 82.00 | 1.338877E+04 | 2.023454E-01 |
| 14 | 82.60 | 1.239721E+04 | 2.185277E-01 |
| 15 | 85.22 | 8.916230E+03 | 3.038413E-01 |
| 16 | 85.79 | 8.302152E+03 | 3.263156E-01 |
| 17 | 86.23 | 7.861840E+03 | 3.445913E-01 |
| 18 | 91.17 | 4.285234E+03 | 6.322005E-01 |
| 19 | 94.10 | 3.014737E+03 | 8.986300E-01 |
| 20 | 93.68 | 3.168070E+03 | 8.551570E-01 |
| 21 | 93.41 | 3.273990E+03 | 8.274766E-01 |
| 22 | 90.76 | 4.504293E+03 | 6.014546E-01 |
| 23 | 89.22 | 5.431383E+03 | 4.987921E-01 |
| 24 | 86.23 | 7.855492E+03 | 3.448734E-01 |

**********

PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA DIARIA REAL = 0.11138711E-01

CON CARGA RMS SE ALCANZA LA TEMPERATURA = 86.73 GRADOS CENTIG. Y SE TIENE
VIDA ESPERADA (EN DIAS) = 0.738185E+04
PORCENTAJE DE PERDIDA MAXIMA DE VIDA DIARIA = 0.135470E-01

EN ESTE DIA EL TRANSFORMADOR HA SUFRIDO UNA DISMINUCION DE SU VIDA ESPERADA NORMAL

**********



CESERCOMP - ESPOL

DATOS DE CARGA OBTENIDOS DE MEDICIONES EFECTUADAS CADA HORA DEL DIA

DIA DE OPERACION

FECHA = 11 DE DICIEMBRE DE 1985 S/E LA CHORRERA

| HORA | CARGA (MVA) | CARGA (PU) | HORA | CARGA (MVA) | CARGA (PU) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 7.44 | 0.74 | 13 | 8.00 | 0.80 |
| 2 | 7.22 | 0.72 | 14 | 8.89 | 0.89 |
| 3 | 6.94 | 0.69 | 15 | 8.83 | 0.88 |
| 4 | 6.89 | 0.69 | 16 | 8.83 | 0.88 |
| 5 | 6.89 | 0.69 | 17 | 8.78 | 0.88 |
| 6 | 7.22 | 0.72 | 18 | 9.67 | 0.97 |
| 7 | 7.44 | 0.74 | 19 | 11.22 | 1.12 |
| 8 | 7.22 | 0.72 | 20 | 11.67 | 1.17 |
| 9 | 7.76 | 0.78 | 21 | 11.22 | 1.12 |
| 10 | 7.83 | 0.78 | 22 | 11.22 | 1.12 |
| 11 | 8.11 | 0.81 | 23 | 11.22 | 1.12 |
| 12 | 8.33 | 0.83 | 24 | 8.67 | 0.87 |

FACTOR DE CARGA = 0.741
CARGA EQUIVALENTE O VALOR RMS = 8.783 MVA
EL PICO DE CARGA ES = 11.670 MVA
EL TIPO DE ENFRIAMIENTO ES OA
LA POTENCIA BASE (NOMINAL) ES = 10.000 MVA



CESERCOMP - ESPOL

ANALISIS DEL ENVEJECIMIENTO RELATIVO DURANTE EL DIA DE OPERACION

| HORA | TEMPERATURA DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL DEVANADO (G.C.) | VIDA ESPERADA (DIAS) | ENVEJECIMIENTO RELATIVO (PU) |
|---|---|---|---|
| 1 | 71.96 | 4.991116E+04 | 5.428023E-02 |
| 2 | 70.85 | 5.802050E+04 | 4.669392E-02 |
| 3 | 70.10 | 6.420558E+04 | 4.219583E-02 |
| 4 | 69.67 | 6.812137E+04 | 3.976999E-02 |
| 5 | 69.36 | 7.109231E+04 | 3.810767E-02 |
| 6 | 69.72 | 6.766100E+04 | 4.004049E-02 |
| 7 | 70.33 | 6.228579E+04 | 4.349580E-02 |
| 8 | 70.41 | 6.159375E+04 | 4.398439E-02 |
| 9 | 73.33 | 4.154767E+04 | 6.520611E-02 |
| 10 | 75.81 | 2.984803E+04 | 9.076679E-02 |
| 11 | 77.23 | 2.477674E+04 | 1.093442E-01 |
| 12 | 78.67 | 2.053819E+04 | 1.319064E-01 |
| 13 | 80.13 | 1.701277E+04 | 1.592408E-01 |
| 14 | 82.20 | 1.304561E+04 | 2.076654E-01 |
| 15 | 83.85 | 1.058758E+04 | 2.558802E-01 |
| 16 | 84.63 | 9.599980E+03 | 2.822010E-01 |
| 17 | 85.30 | 8.826469E+03 | 3.069369E-01 |
| 18 | 86.11 | 7.976195E+03 | 3.396538E-01 |
| 19 | 90.04 | 4.915066E+03 | 5.511983E-01 |
| 20 | 91.52 | 4.109184E+03 | 6.592879E-01 |
| 21 | 92.05 | 3.856271E+03 | 7.025332E-01 |
| 22 | 92.09 | 3.835328E+03 | 7.063670E-01 |
| 23 | 93.07 | 3.407784E+03 | 7.950049E-01 |
| 24 | 87.30 | 6.879438E+03 | 3.937991E-01 |

**********

PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA DIARIA REAL = 0.93903430E-02

CON CARGA RMS SE ALCANZA LA TEMPERATURA = 85.95 GRADOS CENTIG. Y SE TIENE
VIDA ESPERADA (EN DIAS) = 0.813582E+04
PORCENTAJE DE PERDIDA MAXIMA DE VIDA DIARIA = 0.122916E-01

EN ESTE DIA EL TRANSFORMADOR HA SUFRIDO UNA DISMINUCION DE SU VIDA ESPERADA NORMAL

**********

CONSIDERANDO 3 CURVAS DE CARGA DIARIAS SE TIENE

PERDIDA DE VIDA ANUAL REAL = 0.35675402E+01 PORCIENTO

DE LAS 3 CURVAS DE CARGA DIARIAS, HAY SOBRECARGA EN 2 DIAS
PERDIDA MAXIMA DE VIDA DIARIA REAL = 0.11138711E-01 PORCIENTO
PERDIDA DE VIDA EN EXCESO = 0.23420811E+00 PORCIENTO



CESERCOMP - ESPOL

## *** ANALISIS DE RESULTADOS ***

A).- USANDO LAS CURVAS DE ENVEJECIMIENTO TERMICO DE UN TRANSFORMADOR DEL TIPO 55.0 RISE SE DETERMINAN LOS SIGUIENTES VALORES

** A LA TEMPERATURA DE REFERENCIA TO DEL DEVANADO = 95.00 GRADOS CENTIG. SE TIENE

VIDA ESPERADA = 2709.15 DIAS (7.42 ANIOS)
PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA DIARIA = 0.369120E-01

EL TIEMPO DE 7.42 ANIOS DE VIDA ESTA LEJOS DE LA REALIDAD, INDICANDONOS QUE LAS CURVAS DE ENVEJECIMIENTO SON DEMASIADO CONSERVATIVAS. POR ESTA RAZON SE ESTIMA QUE UN TRANSFORMADOR QUE OPERA A CARGA NOMINAL Y A UNA TEMPERATURA AMBIENTE DE 30.00 GRADOS CENTIGRADOS TENDRA UNA PERDIDA DE VIDA DIARIA MAYOR A LA PROMEDIO. SE CONSIDERA COMO PERDIDA DE VIDA EN EXCESO, CUALQUIER PERDIDA DE VIDA MAYOR QUE LA PROMEDIO

PERDIDA PROMEDIO DE VIDA DIARIA = 9.13242E-03 PORCIENTO
PERDIDA PROMEDIO DE VIDA ANUAL = 3.33333E+00 PORCIENTO

TRABAJANDO A LA TEMPERATURA DE REFERENCIA TO DEL DEVANADO, EL AISLAMIENTO CELULOSO ALCANZA UNA FORTALEZA REMANENTE DEL 36.79 PORCIENTO DE SU VALOR ORIGINAL

** A LA MAXIMA TEMPERATURA PERMITIDA DEL DEVANADO = 160.00 GRADOS CENTIG. SE TIENE

VIDA ESPERADA (EN DIAS) = 0.387917E+01
PORCENTAJE DE PERDIDA MAXIMA DE VIDA DIARIA = 0.257787E+02

** CUANDO EL TRANSFORMADOR ESTA DESENERGIZADO HAY PERDIDA DE VIDA AL CONSIDERAR EL EFECTO DE LA TEMPERATURA AMBIENTE PROMEDIO. SE TIENE

VIDA ESPERADA (EN DIAS) = 0.314171E+08
PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA DIARIA = 0.318298E-05

ESTE PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA DIARIA ES DE TAN INFIMO VALOR QUE NO TIENE INCIDENCIA EN LA PERDIDA DE VIDA TOTAL DE TRANSFORMADOR



CESERCOMP - ESPOL

B).- DURANTE LOS 2 ANIOS DE OPERACION SE HA OBTENIDO LO SIGUIENTE

| ANIOS Y DIAS TIPICOS | PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA DIARIA PERD. NORMAL | PERD. EXCESO | PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA ANUAL | DIAS REPETID. POR ANIO |
|---|---|---|---|---|
| ** ANIO 1 | | | | |
| DIA 1 | 0.714676E-03 | - | - | 182.5 |
| DIA 2 | 0.869546E-03 | - | - | 182.5 |
| SUBTOT. 1 | | | 0.28912E+00 | |
| ** ANIO 2 | | | | |
| DIA 1 | 0.878518E-02 | - | - | 121.7 |
| DIA 2 | - | 0.111387E-01 | - | 121.7 |
| DIA 3 | - | 0.939034E-02 | - | 121.7 |
| SUBTOT. 2 | | | 0.35675E+01 | |
| PERD. TOTAL | | | 0.38567E+01 | |

** EL TOTAL DE LA PERDIDA DE VIDA DURANTE LOS 2 ANIOS DE FUNCIONAMIENTO ES DE 0.38567E+01 PORCIENTO
NO HAY PERDIDA DE VIDA EN EXCESO

** SI EL TRANSFORMADOR CONTINUA OPERANDO EN LAS CONDICIONES ACTUALES, SU VIDA RESTANTE SERIA DE 39.332 ANIOS

** SI EN LOS PROXIMOS ANIOS EL TRANSFORMADOR SE OPERA CON CARGAS QUE ORIGINEN PERDIDAS DE VIDA IGUAL A LAS DEL ULTIMO ANIO, SU VIDA RESTANTE SERIA DE POR LO MENOS 26.162 ANIOS

** SI EN LOS PROXIMOS ANIOS EL TRANSFORMADOR SE OPERA CON CARGAS QUE ORIGINEN PERDIDAS DE VIDA IGUAL A LA PROMEDIO (MAXIMA PERDIDA DE VIDA NORMAL), SU VIDA RESTANTE SERIA DE POR LO MENOS . 28.824 ANIOS

NOTA

LA EXPRESION 'CONDICIONES ACTUALES', SE REFIERE A TODO EL TIEMPO DE ESTUDIO



CESERCOMP - ESPOL

C).- SI EN LOS PROXIMOS ANIOS, EL TRANSFORMADOR SE OPERA CON SOBRECARGAS QUE ORIGINEN CUALQUIERA DE LOS SIGUIENTES PORCENTAJES DE PERDIDAS DE VIDA ADICIONAL POR ANIO SE OBTENDRIA EL TIEMPO DE VIDA INDICADO A CONTINUACION

| PERDIDA DE VIDA ADIC. POR ANIO (PORCENTAJE) | VIDA RESTANTE (ANIOS) | VIDA ESTIMADA TOTAL (ANIOS) |
|---|---|---|
| 0.5000 | 24.35 | 26.35 |
| 1.0000 | 21.54 | 23.54 |
| 1.5000 | 19.31 | 21.31 |
| 2.0000 | 17.50 | 19.50 |
| 2.5000 | 16.00 | 18.00 |
| 3.0000 | 14.74 | 16.74 |
| 3.5000 | 13.66 | 15.66 |
| 4.0000 | 12.73 | 14.73 |
| 4.5000 | 11.91 | 13.91 |
| 5.0000 | 11.20 | 13.20 |
| 5.5000 | 10.57 | 12.57 |
| 6.0000 | 10.00 | 12.00 |
| 6.5000 | 9.49 | 11.49 |
| 7.0000 | 9.03 | 11.03 |
| 7.5000 | 8.62 | 10.62 |
| 8.0000 | 8.24 | 10.24 |
| 8.5000 | 7.89 | 9.89 |
| 9.0000 | 7.57 | 9.57 |
| 9.5000 | 7.27 | 9.27 |
| 10.0000 | 7.00 | 9.00 |
| 10.5000 | 6.75 | 8.75 |
| 11.0000 | 6.51 | 8.51 |
| 11.5000 | 6.29 | 8.29 |
| 12.0000 | 6.09 | 8.09 |



CESERCOMP - ESPOL

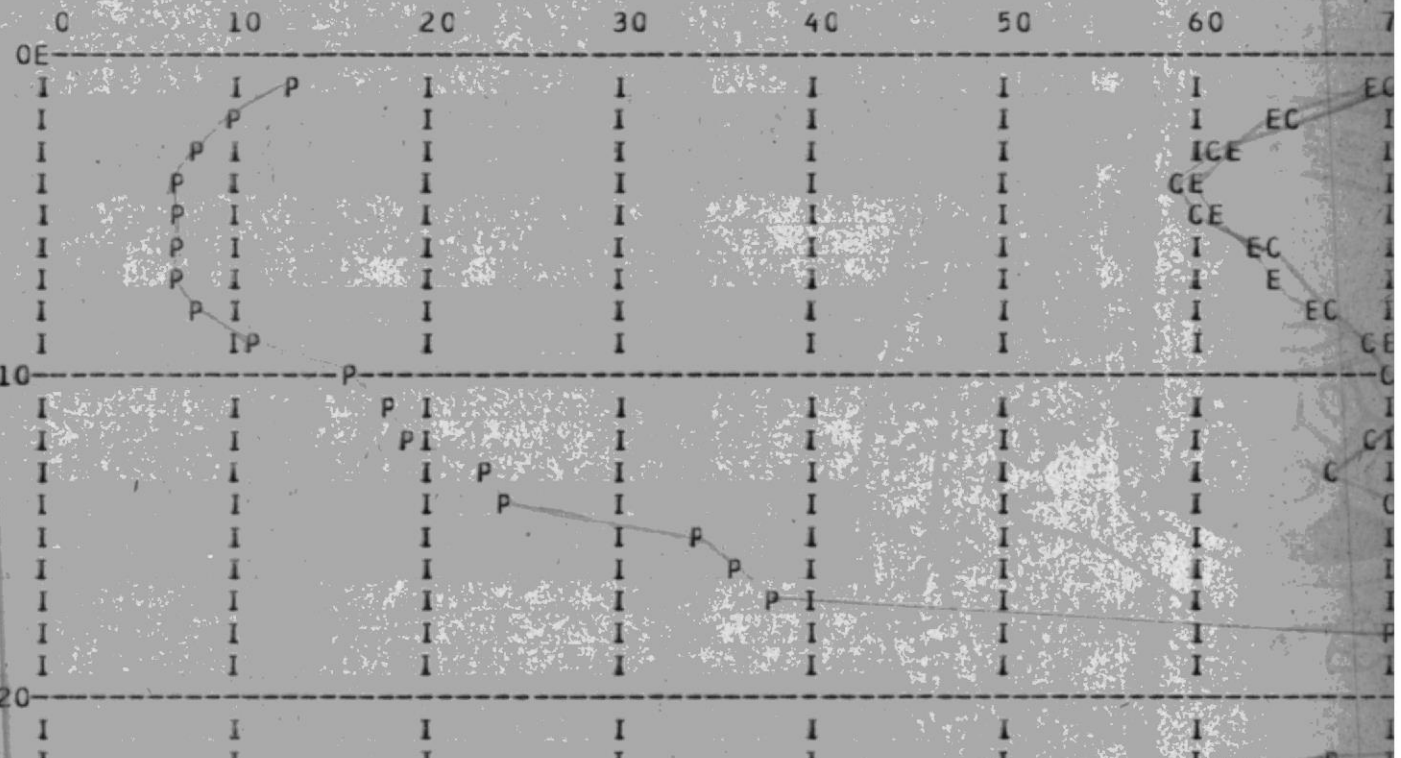
```
    80          90          100  P-VALOR C-VALOR E-VALOR
-------------------------------+0.00E+00 0.00E+00 0.00E+00
    I           I              I0.13E+02 0.70E+02 0.69E+02
    I           I              I0.10E+02 0.65E+02 0.64E+02
    I           I              I0.84E+01 0.61E+02 0.62E+02
    I           I              I0.72E+01 0.59E+02 0.60E+02
    I           I              I0.67E+01 0.60E+02 0.61E+02
    I           I              I0.70E+01 0.64E+02 0.63E+02
    I           I              I0.71E+01 0.64E+02 0.64E+02
    I           I              I0.82E+01 0.67E+02 0.66E+02
    I           I              I0.11E+02 0.69E+02 0.70E+02
-------------------------------+0.16E+02 0.70E+02 0.72E+02
    I           I              I0.18E+02 0.71E+02 0.73E+02
    I           I              I0.19E+02 0.69E+02 0.73E+02
    I           I              I0.23E+02 0.67E+02 0.73E+02
E   I           I              I0.24E+02 0.70E+02 0.75E+02
 C  E           I              I0.34E+02 0.76E+02 0.80E+02
C   EI          I              I0.36E+02 0.75E+02 0.79E+02
    EI          I              I0.38E+02 0.74E+02 0.79E+02
    I           I        EC    I0.70E+02 0.96E+02 0.95E+02
    I           I              EI0.10E+03 0.10E+03 0.10E+03
-------------------------PEC---+0.95E+02 0.97E+02 0.96E+02
    I           IEPC           I0.92E+02 0.93E+02 0.91E+02
    I  E C      I              I0.67E+02 0.85E+02 0.83E+02
  E C           I              I0.56E+02 0.80E+02 0.78E+02
    I           I              I0.38E+02 0.73E+02 0.71E+02
```

*******

DELINEAR P DESDE 0.000E+00 A 0.899E+00,RANGO =, 0.899E+00

DELINEAR C DESDE 0.000E+00 A 0.119E+02,RANGO =, 0.119E+02

DELINEAR E DESDE 0.000E+00 A 0.113E+03,RANGO =, 0.113E+03




**********

DIA DE OPERACION

FECHA = 3 DE DICIEMBRE DE 1985 S/E LA CHORRERA

C = CARGA EN MVA
P = ENVEJECIMIENTO RELATIVO
E = TEMPERATURA DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL DEVANADO

EJEMPLO Nº 3

SUBESTACION : La Toma

EMPRESA ELECTRICA: EMELGUR S.A.

a) DATOS DE PLACA :

Fabricante: Yorkshire Electric Transformer Co. Ltd. (Inglaterra).

KVA: 5.000/6.250

Voltaje: 69.000/4.160 V

Corriente : 41.83/52.9 A

Fases: 3

Tipo de enfriamiento : OA/FA

Elevación de temperatura del devanado : 55°C

Frecuencia : 60 Hz

Peso del aceite : 5.9 Tons.

Peso del núcleo y devanados : 7.5 Tons.

Peso total : 19.5 Tons.

Año de fabricación : 1974

b) REGISTROS DE OPERACION:

Se tienen registros de operación desde el año 1985

Tiempo de funcionamiento anterior a esta fecha : diez años.

Se han escogido las curvas diarias de carga de los siguientes días típicos :

AÑO 1985 :

DIA 1 = 19 de Diciembre de 1985

DIA 2 = 30 de Diciembre de 1985

Los datos de temperaturas ambientes son las medidas por INOCAR. Los resultados obtenidos son los siguientes :

S/E LA TOMA EMELGUR S.A.

## CARACTERISTICAS ELECTRICAS Y TERMICAS DEL TRANSFORMADOR

EL DEVANADO ES DE COBRE
NUMERO DE ETAPAS DE ENFRIAMIENTO = 2

...
PARA EL TIPO DE ENFRIAMIENTO OA SE TIENE LO SIGUIENTE
CAPACIDAD NOMINAL DEL TRANSFORMADOR = 5.00 MVA
CAPACIDAD TERMICA = 3.51 KW-HORA/GRADO CENTIG.
PERDIDA EN EL DEVANADO = 27.00 KW
RELACION DE PERDIDAS = 2.84
CONSTANTE DE TIEMPO DEL TRANSFORMADOR = 5.29 HORAS

...
PARA EL TIPO DE ENFRIAMIENTO FA SE TIENE LO SIGUIENTE
CAPACIDAD NOMINAL DEL TRANSFORMADOR = 6.25 MVA
CAPACIDAD TERMICA = 4.70 KW-HORA/GRADO CENTIG.
PERDIDA EN EL DEVANADO = 42.20 KW
RELACION DE PERDIDAS = 4.44
CONSTANTE DE TIEMPO DEL TRANSFORMADOR = 5.00 HORAS

...
PERDIDA EN EL NUCLEO = 9.50 KW
TEMPERATURA AMBIENTE PROMEDIO = 30.00 GRADOS CENTIG.
TEMPERATURA AMBIENTE MAXIMA = 40.00 GRADOS CENTIG.
TEMPERATURA DE ELEVACION PROMEDIO DEL DEVANADO SOBRE LA TEMP. AMBIENTE = 55.00 GRADOS CENTIG.
INCREMENTO PROMEDIO DE TEMPERATURA DEL DEVANADO SOBRE SU TEMP. PROMEDIO = 10.00 GRADOS CENTIG.
TEMPERATURA DE ELEVAC. DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL DEVAN. SOBRE LA TEMP. AMB. = 65.00 GRADOS CENTIG.
TEMPERATURA PROMEDIO DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL DEVANADO = 95.00 GRADOS CENTIG.
TEMPERATURA MAXIMA DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL DEVANADO = 105.00 GRADOS CENTIG.

## CONDICIONES TERMICAS

LA TEMPERATURA MAXIMA PERMISIBLE DEL TOPE DEL ACEITE ES 105.00 GRADOS CENTIG.
LA TEMPERATURA MAXIMA PERMISIBLE DEL DEVANADO ES 160.00 GRADOS CENTIG.
LAS TEMPERATURAS DEL DEVANADO MAYORES A 140.00 GRADOS CENTIGRADOS SE CONSIDERAN TEMPERATURAS PELIGROSAS



CESERCOMP - ESPOL

DATOS DE CARGA OBTENIDOS DE MEDICIONES EFECTUADAS CADA HORA DEL DIA

DIA DE OPERACION

FECHA = 19 DE DICIEMBRE DE 1985 S/E LA TOMA

| HORA | CARGA (MVA) | CARGA (PU) | HORA | CARGA (MVA) | CARGA (PU) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 4.27 | 0.85 | 13 | 4.32 | 0.86 |
| 2 | 4.27 | 0.85 | 14 | 4.32 | 0.86 |
| 3 | 4.27 | 0.85 | 15 | 4.32 | 0.86 |
| 4 | 4.27 | 0.85 | 16 | 4.32 | 0.86 |
| 5 | 4.15 | 0.83 | 17 | 4.32 | 0.86 |
| 6 | 4.15 | 0.83 | 18 | 4.32 | 0.86 |
| 7 | 4.27 | 0.85 | 19 | 4.32 | 0.86 |
| 8 | 4.20 | 0.84 | 20 | 4.15 | 0.83 |
| 9 | 4.32 | 0.86 | 21 | 4.15 | 0.83 |
| 10 | 4.20 | 0.84 | 22 | 4.20 | 0.84 |
| 11 | 4.32 | 0.86 | 23 | 4.32 | 0.86 |
| 12 | 4.32 | 0.86 | 24 | 4.32 | 0.86 |

FACTOR DE CARGA = 0.988
CARGA EQUIVALENTE O VALOR RMS = 4.267 MVA
EL PICO DE CARGA ES = 4.320 MVA
EL TIPO DE ENFRIAMIENTO ES OA
LA POTENCIA BASE (NOMINAL) ES = 5.000 MVA



CESERCOMP - ESPOL

ANALISIS DEL ENVEJECIMIENTO RELATIVO DURANTE EL DIA DE OPERACION

| HORA | TEMPERATURA DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL DEVANADO (G.C.) | VIDA ESPERADA (DIAS) | ENVEJECIMIENTO RELATIVO (PU) |
|---|---|---|---|
| 1 | 78.77 | 2.028647E+04 | 1.335466E-01 |
| 2 | 78.15 | 2.197301E+04 | 1.232954E-01 |
| 3 | 78.10 | 2.212096E+04 | 1.224710E-01 |
| 4 | 78.06 | 2.222614E+04 | 1.218923E-01 |
| 5 | 77.49 | 2.394907E+04 | 1.131229E-01 |
| 6 | 77.26 | 2.466816E+04 | 1.098239E-01 |
| 7 | 77.83 | 2.292326E+04 | 1.181834E-01 |
| 8 | 77.96 | 2.252250E+04 | 1.202860E-01 |
| 9 | 80.32 | 1.658722E+04 | 1.633298E-01 |
| 10 | 81.95 | 1.347277E+04 | 2.010840E-01 |
| 11 | 82.94 | 1.187120E+04 | 2.282086E-01 |
| 12 | 83.61 | 1.091429E+04 | 2.482187E-01 |
| 13 | 85.34 | 8.782535E+03 | 3.084689E-01 |
| 14 | 85.37 | 8.744051E+03 | 3.098266E-01 |
| 15 | 86.37 | 7.721406E+03 | 3.508623E-01 |
| 16 | 86.57 | 7.530383E+03 | 3.597628E-01 |
| 17 | 86.85 | 7.272699E+03 | 3.725166E-01 |
| 18 | 85.23 | 8.907773E+03 | 3.041378E-01 |
| 19 | 84.25 | 1.006382E+04 | 2.691962E-01 |
| 20 | 81.50 | 1.427439E+04 | 1.897941E-01 |
| 21 | 80.70 | 1.580549E+04 | 1.714064E-01 |
| 22 | 79.30 | 1.892317E+04 | 1.431649E-01 |
| 23 | 79.42 | 1.863091E+04 | 1.454100E-01 |
| 24 | 78.82 | 2.014511E+04 | 1.344844E-01 |

**********

PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA DIARIA REAL = 0.74785054E-02

CON CARGA RMS SE ALCANZA LA TEMPERATURA = 83.72 GRADOS CENTIG. Y SE TIENE
VIDA ESPERADA (EN DIAS) = 0.107650E+05
PORCENTAJE DE PERDIDA MAXIMA DE VIDA DIARIA = 0.928931E-02

EN ESTE DIA EL TRANSFORMADOR HA OPERADO NORMALMENTE Y NO HA SUFRIDO
DISMINUCION DE SU VIDA ESPERADA NORMAL
**********



CESERCOMP - ESPOL

DATOS DE CARGA OBTENIDOS DE MEDICIONES EFECTUADAS CADA HORA DEL DIA

DIA DE OPERACION

FECHA = 30 DE DICIEMBRE DE 1985 S/E LA TOMA

| HORA | CARGA (MVA) | CARGA (PU) | HORA | CARGA (MVA) | CARGA (PU) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 4.47 | 0.89 | 13 | 4.59 | 0.92 |
| 2 | 4.47 | 0.89 | 14 | 4.47 | 0.89 |
| 3 | 4.35 | 0.87 | 15 | 4.35 | 0.87 |
| 4 | 4.35 | 0.87 | 16 | 4.35 | 0.87 |
| 5 | 4.35 | 0.87 | 17 | 4.47 | 0.89 |
| 6 | 4.35 | 0.87 | 18 | 4.47 | 0.89 |
| 7 | 4.35 | 0.87 | 19 | 4.47 | 0.89 |
| 8 | 4.47 | 0.89 | 20 | 4.71 | 0.94 |
| 9 | 4.59 | 0.92 | 21 | 4.59 | 0.92 |
| 10 | 4.59 | 0.92 | 22 | 4.59 | 0.92 |
| 11 | 4.59 | 0.92 | 23 | 4.59 | 0.92 |
| 12 | 4.59 | 0.92 | 24 | 4.59 | 0.92 |

FACTOR DE CARGA = 0.953
CARGA EQUIVALENTE O VALOR RMS = 4.491 MVA
EL PICO DE CARGA ES = 4.710 MVA
EL TIPO DE ENFRIAMIENTO ES OA
LA POTENCIA BASE (NOMINAL) ES = 5.000 MVA



CESERCOMP - ESPOL

## ANALISIS DEL ENVEJECIMIENTO RELATIVO DURANTE EL DIA DE OPERACION

| HORA | TEMPERATURA DEL PUNTO MAS CALIENTE DEL DEVANADO (G.C.) | VIDA ESPERADA (DIAS) | ENVEJECIMIENTO RELATIVO (PU) |
|---|---|---|---|
| 1 | 81.72 | 1.387047E+04 | 1.953156E-01 |
| 2 | 81.16 | 1.490846E+04 | 1.817175E-01 |
| 3 | 80.56 | 1.608561E+04 | 1.684189E-01 |
| 4 | 80.33 | 1.657207E+04 | 1.634781E-01 |
| 5 | 80.15 | 1.696442E+04 | 1.596974E-01 |
| 6 | 80.00 | 1.730517E+04 | 1.565502E-01 |
| 7 | 80.04 | 1.721056E+04 | 1.574144E-01 |
| 8 | 80.89 | 1.542585E+04 | 1.756279E-01 |
| 9 | 83.48 | 1.109095E+04 | 2.442709E-01 |
| 10 | 85.82 | 8.268383E+03 | 3.276490E-01 |
| 11 | 86.62 | 7.490012E+03 | 3.616990E-01 |
| 12 | 87.36 | 6.833477E+03 | 3.964591E-01 |
| 13 | 89.17 | 5.469297E+03 | 4.953474E-01 |
| 14 | 88.70 | 5.791051E+03 | 4.678190E-01 |
| 15 | 88.98 | 5.596625E+03 | 4.840741E-01 |
| 16 | 88.85 | 5.683414E+03 | 4.766711E-01 |
| 17 | 89.44 | 5.292172E+03 | 5.119176E-01 |
| 18 | 87.80 | 6.471742E+03 | 4.186164E-01 |
| 19 | 86.80 | 7.324500E+03 | 3.698748E-01 |
| 20 | 85.94 | 8.143547E+03 | 3.326730E-01 |
| 21 | 85.26 | 8.865316E+03 | 3.055907E-01 |
| 22 | 83.96 | 1.044055E+04 | 2.594882E-01 |
| 23 | 83.74 | 1.073818E+04 | 2.522904E-01 |
| 24 | 83.11 | 1.162071E+04 | 2.331301E-01 |

**********

PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA DIARIA REAL = 0.11220902E-01

CON CARGA RMS SE ALCANZA LA TEMPERATURA = 87.04 GRADOS CENTIG. Y SE TIENE
VIDA ESPERADA (EN DIAS) = 0.710674E+04
PORCENTAJE DE PERDIDA MAXIMA DE VIDA DIARIA = 0.140714E-01

EN ESTE DIA EL TRANSFORMADOR HA SUFRIDO UNA DISMINUCION DE SU VIDA ESPERADA NORMAL

**********

CONSIDERANDO 2 CURVAS DE CARGA DIARIAS SE TIENE

PERDIDA DE VIDA ANUAL REAL = 0.34126415E+01 PORCIENTO
PERDIDA MAXIMA DE VIDA DIARIA REAL = 0.11220902E-01 PORCIENTO
PERDIDA DE VIDA EN EXCESO = 0.79309464E-01 PORCIENTO



CESERCOMP - ESPOL

## *** ANALISIS DE RESULTADOS ***

A).- USANDO LAS CURVAS DE ENVEJECIMIENTO TERMICO DE UN TRANSFORMADOR DEL TIPO 55.0 RISE SE DETERMINAN LOS SIGUIENTES VALORES

** A LA TEMPERATURA DE REFERENCIA TO DEL DEVANADO = 95.00 GRADOS CENTIG. SE TIENE

VIDA ESPERADA = 2709.15 DIAS (7.42 ANIOS)
PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA DIARIA = 0.369120E-01

EL TIEMPO DE 7.42 ANIOS DE VIDA ESTA LEJOS DE LA REALIDAD, INDICANDONOS QUE LAS CURVAS DE ENVEJECIMIENTO SON DEMASIADO CONSERVATIVAS. POR ESTA RAZON SE ESTIMA QUE UN TRANSFORMADOR QUE OPERA A CARGA NOMINAL Y A UNA TEMPERATURA AMBIENTE DE 30.00 GRADOS CENTIGRADOS TENDRA UNA PERDIDA DE VIDA DIARIA MAYOR A LA PROMEDIO. SE CONSIDERA COMO PERDIDA DE VIDA EN EXCESO, CUALQUIER PERDIDA DE VIDA MAYOR QUE LA PROMEDIO

PERDIDA PROMEDIO DE VIDA DIARIA = 9.13242E-03 PORCIENTO
PERDIDA PROMEDIO DE VIDA ANUAL = 3.33333E+00 PORCIENTO

TRABAJANDO A LA TEMPERATURA DE REFERENCIA TO DEL DEVANADO, EL AISLAMIENTO CELULOSO ALCANZA UNA FORTALEZA REMANENTE DEL 36.79 PORCIENTO DE SU VALOR ORIGINAL

** A LA MAXIMA TEMPERATURA PERMITIDA DEL DEVANADO = 160.00 GRADOS CENTIG. SE TIENE

VIDA ESPERADA (EN DIAS) = 0.387917E+01
PORCENTAJE DE PERDIDA MAXIMA DE VIDA DIARIA = 0.257787E+02

** CUANDO EL TRANSFORMADOR ESTA DESENERGIZADO HAY PERDIDA DE VIDA AL CONSIDERAR EL EFECTO DE LA TEMPERATURA AMBIENTE PROMEDIO. SE TIENE

VIDA ESPERADA (EN DIAS) = 0.314171E+08
PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA DIARIA = 0.318298E-05

ESTE PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA DIARIA ES DE TAN INFIMO VALOR QUE NO TIENE INCIDENCIA EN LA PERDIDA DE VIDA TOTAL DE TRANSFORMADOR



CESERCOMP - ESPOL

B).- DURANTE EL ANIO DE OPERACION SE HA OBTENIDO LO SIGUIENTE

| ANIOS Y DIAS TIPICOS | PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA DIARIA | | PORCENTAJE DE PERDIDA DE VIDA ANUAL | DIAS REPETID. POR ANIO |
|---|---|---|---|---|
| | PERD. NORMAL | PERD. EXCESO | | |
| ** ANIO 1 | | | | |
| DIA 1 | 0.747851E-02 | - | - | 182.5 |
| DIA 2 | - | 0.112209E-01 | - | 182.5 |
| PERD. TOTAL | | | 0.34126E+01 | |

** LA PERDIDA DE VIDA ANUAL DURANTE EL ANIO DE ESTUDIO ES DE 0.34126E+01 PORCIENTO
EXISTE PERDIDA DE VIDA EN EXCESO. EL PORCENTAJE ANTERIOR ES EQUIVALENTE A 1.02 ANIOS, SI HUBIESE OPERADO CON CARGAS QUE PRODUZCAN PERDIDAS DE VIDA NORMALES

** SI EL TRANSFORMADOR CONTINUA OPERANDO EN LAS CONDICIONES ACTUALES, SU VIDA RESTANTE SERIA DE 18.535 ANIOS

** SI EN LOS PROXIMOS ANIOS EL TRANSFORMADOR SE OPERA CON CARGAS QUE ORIGINEN PERDIDAS DE VIDA IGUAL A LA PROMEDIO (MAXIMA PERDIDA DE VIDA NORMAL), SU VIDA RESTANTE SERIA DE POR LO MENOS 18.962 ANIOS

NOTA
---

LA EXPRESION 'CONDICIONES ACTUALES', SE REFIERE A TODO EL TIEMPO DE ESTUDIO



CESERCOMP - ESPOL

C).- SI EN LOS PROXIMOS ANIOS, EL TRANSFORMADOR SE OPERA CON SOBRECARGAS QUE ORIGINEN CUALQUIERA DE LOS SIGUIENTES PORCENTAJES DE PERDIDAS DE VIDA ADICIONAL POR ANIO SE OBTENDRIA EL TIEMPO DE VIDA INDICADO A CONTINUACION

| PERDIDA DE VIDA ADIC. POR ANIO (PORCENTAJE) | VIDA RESTANTE (ANIOS) | VIDA ESTIMADA TOTAL (ANIOS) |
|---|---|---|
| ** 0.0793 | ** 18.54 | ** 29.54 |
| 0.5000 | 16.50 | 27.50 |
| 1.0000 | 14.60 | 25.60 |
| 1.5000 | 13.09 | 24.09 |
| 2.0000 | 11.86 | 22.86 |
| 2.5000 | 10.84 | 21.84 |
| 3.0000 | 9.99 | 20.99 |
| 3.5000 | 9.26 | 20.26 |
| 4.0000 | 8.63 | 19.63 |
| 4.5000 | 8.07 | 19.07 |
| 5.0000 | 7.59 | 18.59 |
| 5.5000 | 7.16 | 18.16 |
| 6.0000 | 6.78 | 17.78 |
| 6.5000 | 6.43 | 17.43 |
| 7.0000 | 6.12 | 17.12 |
| 7.5000 | 5.84 | 16.84 |
| 8.0000 | 5.58 | 16.58 |
| 8.5000 | 5.35 | 16.35 |
| 9.0000 | 5.13 | 16.13 |
| 9.5000 | 4.93 | 15.93 |
| 10.0000 | 4.74 | 15.74 |
| 10.5000 | 4.57 | 15.57 |
| 11.0000 | 4.41 | 15.41 |
| 11.5000 | 4.26 | 15.26 |
| 12.0000 | 4.13 | 15.13 |

NOTA

** SE REFIERE AL EXCESO DE PERDIDA DE VIDA ANUAL DURANTE EL TIEMPO DE OPERACION



CESERCOMP - ESPOL

# CAPITULO VI

## PERSPECTIVA DE LOS MODERNOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

### 6.1. FUTURO DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA SUMERGIDOS EN LIQUIDO Y DEL TIPO SECO.

El reemplazo total de los aceites minerales por líquidos sintéticos tales como el silicón no ha sido posible, aunque con el silicón se eliminó el problema de contaminación ambiental que se tiene en los transformadores llenados con askarel, existen todavía algunos inconvenientes por salvar, como por ejemplo el alto costo por galón del silicón, y el desprendimiento de gases de hidrógeno. No obstante, a pesar de todos los descubrimientos científicos e investigaciones que se continúan realizando en este campo, los aceites minerales (naftínicos y parafínicos) continúan siendo los aislantes/refrigerantes más ampliamente usados debido a su disponibilidad y gran aceptación técnica, sin que influya el aumento en la elevación del precio del crudo.

El tanque del transformador, generalmente de acero, provee la protección mecánica del ensamblaje del núcleo y bobinas y del líquido aislante/refrigerante si es que se usa. Considerando la construcción de los transformadores sumergidos en aceite existen diferentes tipos de tanques, (que protegen el aceite

contra el aire, la humedad, y cualquier tipo de contaminación), los cuales son :

1) TANQUE DEL TIPO ABIERTO (RESPIRADERO LIBRE) :

A este tipo pertenecen las antiguas unidades, con el aire exterior del aceite a la presión atmosférica, permitiendo que el aire entre o escape con los cambios de temperatura y presión.

2) TANQUE DEL TIPO EXPANSION (CON TANQUE CONSERVADOR):

Muchos transformadores, especialmente en Europa, son equipados con un tanque auxiliar de expansión arriba del transformador, la cual tiene un volúmen entre el 3 y 10 por ciento del tanque del transformador mismo. El aceite o cualquier otro líquido aislante llena completamente el tanque del transformador y la mitad inferior del tanque de expansión tal como se muestra en la Figura 6.1. Estos transformadores "respiran" a través del tanque de expansión lleno de aceite enfriado y por medio de un respirador deshidratante, pero el aceite del tanque principal es sellado de la atmósfera. Con esto se reduce el oxígeno y la humedad, retardándose la formación de lodo.

3) TANQUE DEL TIPO SELLADO :

En este tipo el espacio del tanque del transformador arriba del aceite es llenado de un gas inerte a baja presión (véase Figura 6.2). Algunos transformadores de este tipo usan un tanque auxiliar de gas arriba del transformador. Con el uso de cubiertas soldadas se elimina la dispersión de las puntas, requiriéndose también de un aliviador de presión para evitar un gran diferencial de presión entre las partes interior y exterior del tanque, de tal forma que se mantiene la presión interior en un rango de -8 a +8 psi.

4) TANQUE DEL TIPO GAS-ACEITE SELLADO :

En este tipo la parte interior del tanque es sellada de la atmósfera por medio de un tanque auxiliar que contiene gas y aceite operando bajo el mismo principio de un manómetro (véase Figura 6.3). Cabe anotar que el tanque auxiliar se halla dividido tal que una sección se conecta a la parte con gas del tanque principal, mientras que la otra se conecta a la atmósfera a través de un respiradero. Las dos secciones están separadas por un sello de aceite.

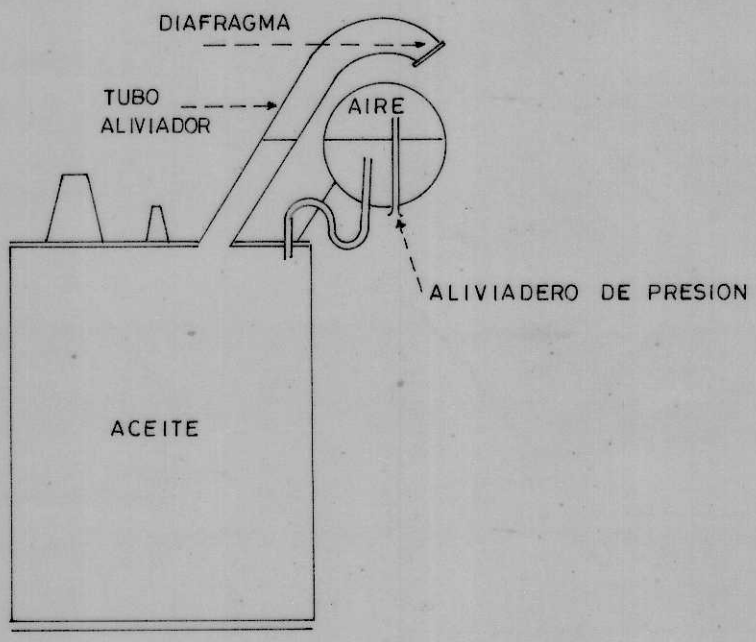



FIG. 6.1. PRESERVACION DEL ACEITE CON EL TANQUE CONSERVADOR. EL LIQUIDO AISLANTE LLENA TOTALMENTE EL TANQUE DEL TRANSFORMADOR Y LA PARTE INFERIOR DEL TANQUE DE EXPANSION.(3)

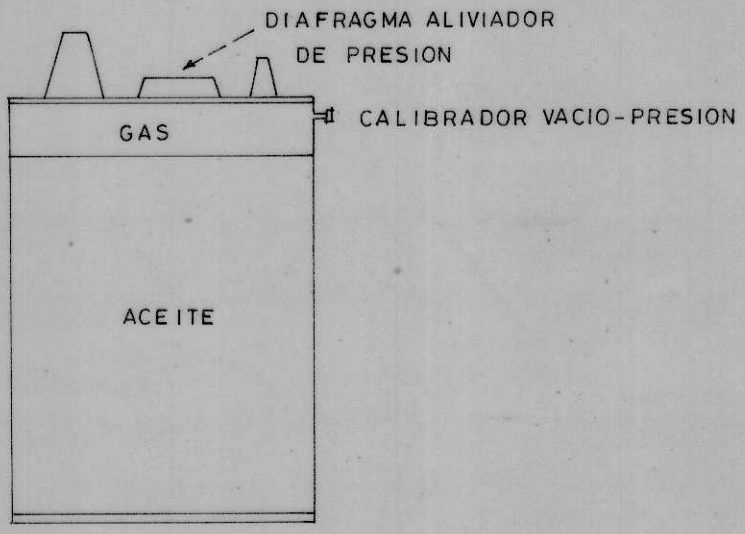



FIG. 6.2. TANQUE DEL TIPO SELLADO. EL ESPACIO DEL TANQUE ARRIBA DEL ACEITE ES LLENADO CON GAS A BAJA PRESION.(3)

5) TANQUE DEL TIPO DE PRESION ATMOSFERICA DE UN GAS INERTE :

En un transformador de este tipo, el espacio del tanque principal arriba del aceite es llenado con un gas inerte con presión positiva suministrada por un cilindro de gas, localizado a un lado del transformador y el cual es controlado por un regulador automático de presión (véase Fig. 6.4).

Según el artículo 450-26 del Código Eléctrico Americano (NEC) se pueden utilizar transformadores sumergidos en aceite con tensiones de hasta 35 KV en lugares interiores, siempre que la unidad sea encerrada en una bóveda resistente al fuego de por lo menos durante una hora. Como es obvio, estas restricciones acarrean inconvenientes económicos y en el mantenimiento.

Con el uso del líquido de silicón (usado en los Estados Unidos y Japón desde 1972) se obtuvieron ciertas ventajas y desventajas con respecto al aceite mineral.

El alto costo del líquido de silicón se compensa por su alto punto de inflamación de 310°-340°C (el aceite mineral es de 160°C) y no entra en la clasificación de resistente al fuego. Sin embargo, el líqui-

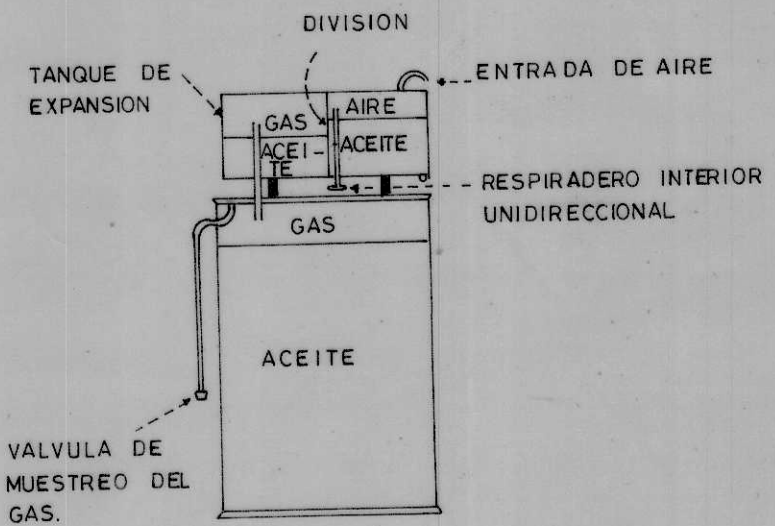



FIG. 6. 3. TANQUE DEL TIPO GAS ACEITE SELLADO. EL TANQUE DEL ACEITE ES SELLADO DE LA ATMOSFERA POR MEDIO DE UN TAQUE AUXILIAR QUE OPERA BAJO EL PRINCIPIO DE UN MANOMETRO. (31)

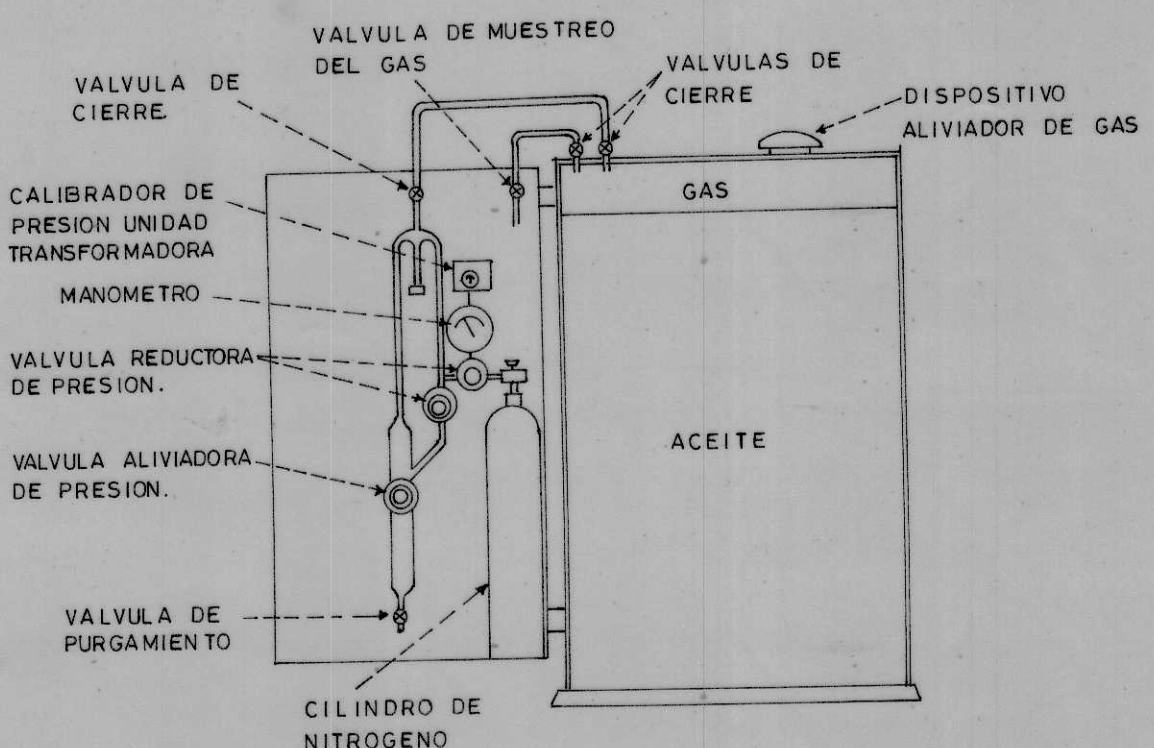



FIG. 6. 4. TANQUE DEL TIPO AUTOMATICO DE PRESION ATMOSFERICA DE UN GAS INERTE. EL GAS INERTE ARRIBA DEL ACEITE ES GENERALMENTE EL NITROGENO. (29)

do de silicón tiene la propiedad de ser autoextingui ble (NEC - artículo 450-23) cosa que no ocurre con el aceite que puede continuar ardiendo, representando un grave peligro.

Al igual que el aceite las características eléctricas del silicón disminuyen ante la humedad, y ante un incremento de temperatura el silicón se expande mucho más que el askarel, o que el aceite mineral. Respecto a la transferencia de calor, la gran viscocidad del líquido de silicón hace que disminuya el flujo de líquido, pero al mismo tiempo existe una gran diferencia de densidades entre las partes de líquido frío y caliente por lo cual mejora la transferencia por convección (termosifon). De todas formas esta convección natural, no es tan buena como en los casos del askarel y del aceite mineral en situaciones de sobrecargas. El enfriamiento de transformadores con silicón en condiciones de operación con bajas temperaturas ambiente es superior que el de transformadores con aceite o con askarel.

En el año 1978 se introdujo en el mercado un nuevo transformador sumergido en líquido : la unidad enfriada por vapor. Este nuevo diseño tiene las mismas características encontradas en las unidades convencionales sumergidas en líquido y requiere del fluo

rocarbón líquido ($C_8F_{16}O$) designado como "R-101" que se vaporiza para disipar el calor. Este líquido ha sido usado como agente limpiador y refrigerante bajo la marca registrada de Freón, ya que el gas no condensable $SF_6$ provee el aislamiento necesario a la temperatura ambiente. A esta unidades también se las denomina unidades gas vapor.

En los transformadores gas-vapor para condiciones de sobrecarga, en vez de estar limitados térmicamente (punto más caliente del devanado), tienen limitaciones de presión. Razón por la cual están provistos de un aliviadero de presión, además de un manómetro con contactos para alarma, con el fin de mantener el nivel de presión por debajo de los valores diseñados. Estos transformadores tienen la particularidad de ser resistentes al fuego, más livianos y de dimensiones menores que un transformador sumergido en aceite. El costo de una unidad que usa un líquido fluorizado vaporizable es sólo ligeramente superior que el de un transformador convencional con aceite mineral.

El principio de los transformadores enfriados con vapor depende de la transferencia de calor de una determinada cantidad de líquido vaporizante.[29] Este líquido se aplica continuamente a los devanados y al núcleo por medio de un sistema de recirculación de tal forma que en contacto con el núcleo y bobinas calientes,

el líquido se vaporiza. Este vapor conduce el calor hacia los enfriadores donde se condensa transfiriendo su calor y el líquido es recogido en la parte inferior del tanque en donde se lo vuelve a hacer recircular. El gas $SF_6$ es usado para proveer la suficiente resistencia dieléctrica hasta que el líquido (principal dieléctrico) se vaporice.

Respecto a los transformadores del tipo seco, estas unidades son consideradas como menos peligrosas ante el fuego, o explosión y el medio ambiente (según el artículo 450-24 del NEC, las unidades del tipo seco se las clasifica como no inflamables). Por lo general, las unidades del tipo seco tienen limitaciones en los ratings de voltaje y capacidad, siendo su costo superior que el de los transformadores sumergidos en líquido. Las unidades secas ventiladas no pueden usarse en locales exteriores debido a su senbilidad ante la humedad, siendo restringida a locales interiores y sin contaminación. En los transformadores secos no ventilados se salvan estas restricciones ya que la unidad es construída de tal manera que no hay circulación de aire externo a través del interior del transformador, requiriendo de un tanque con una mayor superficie para obtener la suficiente transferencia de calor.

Los transformadores sellados llenos de gas tienen u-

na superior transferencia del calor y conservan sus propiedades dieléctricas en medios ambientes contaminados. El exafluoruro de azufre (gas $SF_6$) es el que presenta las mejores perspectivas para seguir siendo usado en los transformadores secos.

Los transformadores sellados llenos de $SF_6$ son los más caros pero con las ventajas de no ser tóxicos, no inflamables ni explosivos. Como en todos los transformadores llenos de gas se tienen inconvenientes en lo referente al mantenimiento y en la dificultad de realizar mediciones por lo que finalmente puede disminuirse su vida esperada. Un sistema aislado con $SF_6$ ofrece la mejor solución cuando las unidades sumergidas en aceite no pueden usarse debido a los posibles riesgos de incendio o por tenerse limitaciones de espacio de voltaje de operación (en la actualidad existen subestaciones con aislamiento de $SF_6$ hasta de 765 KV). Las subestaciones con $SF_6$ son la única alternativa cuando se tienen limitaciones de espacio en el terreno.

Recientemente, se está planificando construir un nuevo tipo de transformador de potencia aislado por el gas $SF_6$ con devanado de aluminio que tienen una capa de aislamiento de un polímero conocido con el nombre de Mylar (marca registrada), obteniéndose un mejora-

miento en las características físicas y de operación, incluyendo :

- Menor peso
- Menores dimensiones
- Menores pérdidas
- Menor ruido
- No inflamabilidad

En los estudios de envejecimiento se ha determinado que el sistema de aislamiento Mylar / SF tiene una relación de vida muy similar a la de un sistema de aislamiento aceite/celulosa con temperatura de elevación promedio del devanado de 55°C. En efecto, esto sugiere que una temperatura de elevación del punto más caliente de 65°C sobre la temperatura ambiente para carga nominal, puede ser una limitación de diseño apropiada.

Además de los transformadores llenos de gas, existen en el mercado los transformadores secos del tipo de resina moldeada. En estas unidades el núcleo y la bobina están totalmente rodeados de una resina epoxy (se designa epoxy a un compuesto en el cual un átomo de oxígeno se junta a dos átomos de carbono, formando una cadena). La fabricación de estos transformadores comenzó en Alemania en el año 1960 y su cons-

trucción se basa en obtener vacío en un molde caliente donde están el núcleo y los devanados, luego se introduce resina líquida llenando el recipiente y después de un tiempo específico llegar al estado sólido, de ahí proviene el nombre de transformador de resina moldeada. Estos transformadores quedan prácticamente sellados a la humedad y al polvo del medio ambiente y su enfriamiento es por ventilación natural o forzada (uso de ventiladores). Como en las unidades del tipo ventilado, por convección natural el aire fresco entra por la parte inferior de las bobinas y asciende por medio de ductos (previstos en el moldeo de la unidad) hacia la parte superior. Estos transformadores tienen una temperatura de elevación promedio del devanado sobre la temperatura ambiente de 80°C, son no inflamables y sin problemas de contaminación ambiental y su costo es mayor que el de otros transformadores secos convencionales.

La selección final de un transformador debe depender de un cuidadoso análisis de las propiedades de cada tipo de transformador para una aplicación en particular, teniendo presente que los costos de energía, las condiciones globales del mercado y la tecnología están en constante cambio.

En la Tabla 6.1 se hace una comparación de las dis-

| CARACTERISTICAS | ACEITE MINERAL | ASKAREL | TIPO SECO VENTILADO | TIPO SECO NO VENTILADO | TIPO SECO SELLADO CON GAS ($SF_6$) | TIPO SECO DE RESINA MOLDEADA (DISEÑO DE 1976) | FLUIDO DE SILICON | ENFRIADO POR VAPOR (DISEÑO DE 1978) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Primera vez que se utilizó | 1887 | 1932 | 1884 | 1930 | 1956 | 1960 | 1972 | 1963 (diseño antiguo) |
| Clase de voltaje primario (máximo) | Sin limitación | 34.5 KV | 34.5 KV | 34.5 KV | 34.5 KV | 34.5 KV | 34.5 KV | 15 KV |
| BIL | 95 KV | 95 KV | 95 KV | 95 KV | 95 KV | 95 KV | 95 KV | 95 KV |
| Temperatura de elevación promedio °C | 65°C | 65°C | 150°C | 150°C | 150°C | 80°C | 65°C | 45°C |
| PESO | 100% | 112% | 118% | 140% | 156% | 124% | 102% | 125% |
| Dimensiones: | | | | | | | | |
| ESPACIO DEL TERRENO | 100% | 100% | 122% | 122% | 156% | 117% | 100% | 110% |
| ALTURA | 100% | 102% | 107% | 107% | 114% | 107% | 102% | 109% |

TABLA 6.1 COMPARACION DE LAS CARACTERISTICAS TIPICAS DE LOS TRANSFORMADORES SECOS Y SUMERGIDOS EN LIQUIDO.

| CARACTERISTICAS | ACEITE MINERAL | ASKAREL | TIPO SECO VENTILADO | TIPO SECO NO VENTILADO | TIPO SECO SELLADO CON GAS ($SF_6$) | TIPO SECO DE RESINA MOLDEADA (DISEÑO DE 1976) | FLUIDO DE SILICON | ENFRIADO POR VAPOR (DISEÑO DE 1978) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Aplicación | | | | | | | | |
| EN INTERIOR | SI (Pero con bóveda) | SI | SI | SI | SI | SI | Limitado | Limitado |
| EN EXTERIOR | SI | SI | Limitado | Limitado | SI | SI | SI | SI |
| NIVEL DE RUIDO (Decibels) | 58 | 58 | 65 | 64 | 63 | 63 | 58 | 58 |
| Resistencia al: | | | | | | | | |
| FUEGO | NO | SI | SI | SI | SI | SI | SI | SI |
| EXPLOSION | NO | SI | SI | SI | SI | SI | SI | SI |
| CONTAMINACION AMBIENTAL | SI | NO | SI | SI | SI | SI | SI | SI |
| Nivel de mantenimiento | MEDIO | BAJO | ALTO | MEDIO | BAJO | BAJO | BAJO | BAJO |
| Costo de la unidad | 100% | Fuera de producción | 133% | 175% | 200% | 170% | 138% | 140% |

TABLA 6.1 (continuación)

tintas clases de transformadores sin incluirse los últimos avances tecnológicos, tales como :

a) Transformador con la combinación aceite mineral y gas vapor (ya existen algunas unidades sometidas a prueba en su funcionamiento) en el cual las bobinas y el núcleo son sumergidas en una mezcla de percloroetileno ($C_2Cl_4$) y aceite. En los puntos calientes se forman burbujas que nuevamente se condensan en el líquido. Este sistema de enfriamiento es más eficiente que el de enfriamiento por vapor ya que no se requiere de una bomba de recirculación.

b) Transformadores con la combinación aceite mineral-gas, en el cual las bobinas y el núcleo son sumergidos en una mezcla de aceite y exafluoruro de azufre ($SF_6$) o exafluoroetileno ($C_2F_6$). La construcción de estos transformadores se encuentra todavía en la etapa de investigación.

## 6.2. VALIDEZ DE LAS GUIAS DE CARGA EXISTENTES

El principal criterio para desarrollar las primeras guías de carga de los transformadores (1937, 1948, y 1962) ha sido el deterioramiento de las propiedades mecánicas para calcular su vida esperada, usándose

también la regla de los 8°C para determinar el fin de la vida del transformador. La más reciente revisión se basa en que la vida funcional de un transformador es influenciada por solicitaciones térmicas y mecánicas calculándose su tiempo de vida esperada por la ley de Arrhenius.

Las guías de carga son documentos de uso no obligatorio y son necesariamente conservativas. En la Figura 2.3 se muestran las relaciones entre la temperatura de operación del punto caliente de un transformador de potencia y el tiempo de servicio de la unidad en horas o en años. Los estándares NEMA (National Manufacturer's Association) del año 1971 y la última revisión de la ANSI/IEEE (American National Standard Institute) correspondiente al proyecto 507, sostienen que los transformadores de potencia sumergidos en aceite a la temperatura de elevación promedio del devanado de 65°C y a la temperatura ambiente contínua de 30°C al 100% de carga podría alcanzar sólamente un tiempo de vida esperada total de 65.000 horas (7.42 años). Afortunadamente esta vida de sólo 7.42 años está muy lejos de la realidad, por lo que varios factores hacen que se extienda su vida de operación, tales como :

- La temperatura ambiente disminuye a valores inferiores de los 30°C.

- Los transformadores de potencia no operan contínuamente al 100 por ciento de la carga.

- La reducción de la resistencia a la tensión del aislamiento al 50% de su valor original no significa el fin del transformador. Cabe recordar que un transformador raramente "muere", al fin de la vida esperada normalmente falla por una fuerza anormal.

- Los fabricantes usan pequeños modelos de transformadores de potencia (las pruebas en los transformadores de potencia serían muy raras) por lo que las curvas obtenidas son demasiado conservativas.

Por otro lado, la última guía de carga de la IEC (1972) ha establecido una temperatura de limitación específica, que consiste en que por ninguna circunstancia la temperatura del punto caliente de los devanados se exceda del 140°C. Varios autores sostienen que a temperaturas arriba de los 140°C la ley de Arrhenius no es completamente aplicable.

Recientes estudios confirman la presencia de productos gaseosos en transformadores sobrecargados con temperaturas mayores de 140°C, las cuales pueden dar lugar a que ocurran fallas prematuras en la unidad al disminuir su resistencia ante los voltajes de impulso. En los transformadores con capacidades supe-

riores a los 100 MVA se reconoce que el flujo electromagnético parásito puede producir puntos calientes en otras partes metálicas tales como el núcleo, tanque, etc.

En realidad, las guías de carga de los transformadores de potencia, han sufrido muy pocas variaciones en su filosofía básica. La nueva guía de carga de la ANSI, muy próxima a publicarse (proyecto 507 de la IEEE) estará limitada a transformadores de potencia con capacidades de hasta 100 MVA. De acuerdo a la guía C 57.12.00 - 1980 de la ANSI los transformadores de potencia pertenecen a las categorías II, III y IV de la Tabla 6.2.

Debido que al incrementarse los MVA las solicitaciones mecánicas, dieléctricas y térmicas producidos por el flujo parásito también se incrementan, se ha considerado que un punto razonable de separación para las guías de carga es el de 100 MVA. Actualmente existe un grupo de trabajo de la IEEE que está realizando notables progresos en la preparación de una guía de carga especial para transformadores con capacidades mayores a los 100 MVA.

En síntesis, cualquier guía de carga que se use, dará sólamente una ligera aproximación del efecto del

tipo de carga de un transformador, ya que la resistencia a la tensión no puede medirsela directamente y su valor teórico es muy diferente a su valor real. No por esto las guías de carga dejan de tener validez científica, puesto que las recomendaciones y las tablas de carga son de mucha ayuda para el ingeniero al seleccionar la operación más conveniente de un transformador.

| CATEGORIA | MONOFASICO (KVA) | TRIFASICO (KVA) |
|---|---|---|
| I | 5 a 500 | 15 a 500 |
| II | 501 a 1.667 | 501 a 5.000 |
| III | 1.668 a 10.000 | 5.001 a 30.000 |
| IV | arriba de 10.000 | arriba de 30.000 |

TABLA 6.2 CAPACIDAD DE LOS TRANSFORMADORES [18]

## 6.3. CONSIDERACIONES ECONOMICAS EN LA SELECCION Y OPERACION DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA.[32]

En muchos países, pero principalmente en los anglosajones, las ofertas de transformadores se comparan te

niendo en cuenta los costos anuales. Cuando se habla de la valoración de las pérdidas o simplemente de la capitalización de ellas se piensa en el costo de las pérdidas referidas al precio de compra del transformador. Estudios recientes estiman que el costo de la energía se incrementará a una tasa del 10 al 12 por ciento durante la próxima década. Por este motivo es importante considerar las pérdidas de un transformador con el fin de obtener la máxima eficiencia.

Para todo propósito práctico, las pérdidas en vacío son constantes considerando el mismo voltaje primario. Las pérdidas con carga son las pérdidas $I^2R$ debido al flujo de corriente en los devanados primario y secundario, pérdidas debidas a la corriente de eddy en los conductores y las pérdidas parásitas en la estructura del transformador. Puestas que estas dos últimas no son significativas las pérdidas con carga pueden asumirse como proporcionales al cuadrado de la corriente de carga.

Es generalmente conocido que la máxima eficiencia de un transformador ocurre cuando la pérdida con carga se hace igual a la pérdida en vacío, pero el significado de esta afirmación es muchas veces mal interpretado. A continuación se hará un análisis de las pér

didas de un transformador de potencia de 1.000 KVA con las siguientes pérdidas a carga nominal.

Pérdida en vacío = 2,332 KW
Pérdida con carga = 12,982 KW
Pérdida Total = 15,314 KW

Usando estas pérdidas, se calculan los parámetros del transformador y las pérdidas para cargas diferentes a la nominal, y el resultado se muestra en la Figura 6.5, como puede observarse las pérdidas se incrementan más rápidamente en situaciones de sobrecarga. En esta curva no se muestra el punto de carga óptimo en el cual se obtiene la máxima eficiencia de la unidad. Para el efecto se ha hecho un estudio de transformadores con diferentes relación de pérdidas y el resultado se muestra en la Figura 6.6, obteniéndose las diversas curvas indicadas a continuación. La curva A muestra la característica de la eficiencia contra carga para el transformador de 1.000 KVA mencionado anteriormente, que tiene una relación de pérdidas nominal de 5,56 : 1.

$$\text{Relación de pérdidas} = \frac{\text{Pérdida con carga}}{\text{Pérdida en vacío}} = \frac{12,982}{2,332} = 5,56$$

Para este transformador se tiene que la máxima eficiencia ocurre al 42 por ciento de la capacidad de

placa. Con el propósito de hacer comparaciones, las demás curvas de la Figura 6.6 correspondientes a transformadores similares, también tienen una pérdida total de 15,314 KW, pero diferentes relaciones de pérdidas. Cada curva tiene una diferente eficiencia máxima, la cual en cada caso ocurre para una condición de carga diferente, así :

La curva B para un transformador con una relación de pérdidas de 7 : 1 tiene su eficiencia máxima al 38 por ciento de la capacidad de plena carga.

La curva C para un transformador con una relación de pérdidas de 4 : 1 tiene su eficiencia máxima al 50 por ciento de la capacidad de plena carga.

La curva D para un transformador con una relación de pérdidas de 2 : 1 tiene su eficiencia máxima al 70 por ciento de la capacidad de placa.

La curva E para un transformador con una relación de pérdidas de 1 : 1 tiene su eficiencia máxima al 100 por ciento de la capacidad de placa.

Como puede observarse del gráfico, la eficiencia más alta se la alcanza con el transformador que tiene la mayor relación de pérdidas (curva B con una relación de 7 : 1). Comparando los diversos transformadores se tiene que la carga óptima (carga a la cual se tie

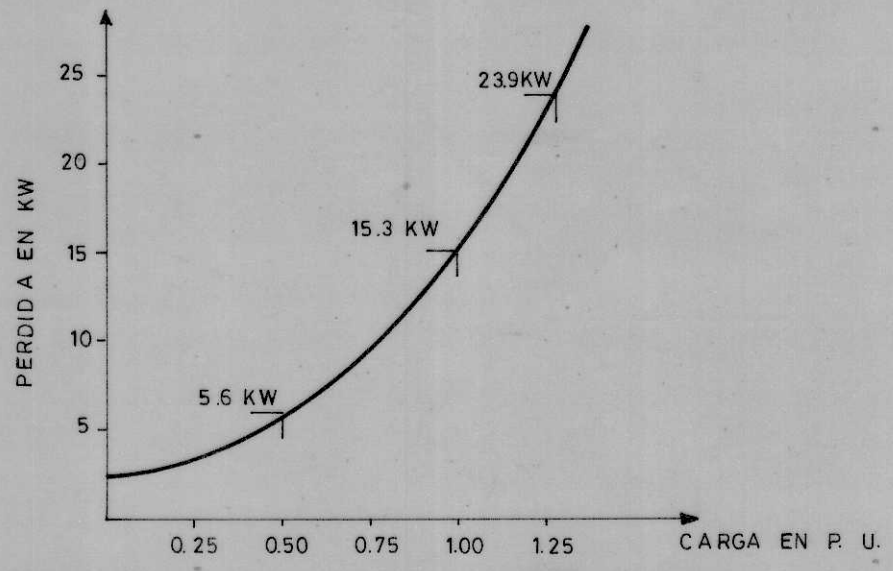
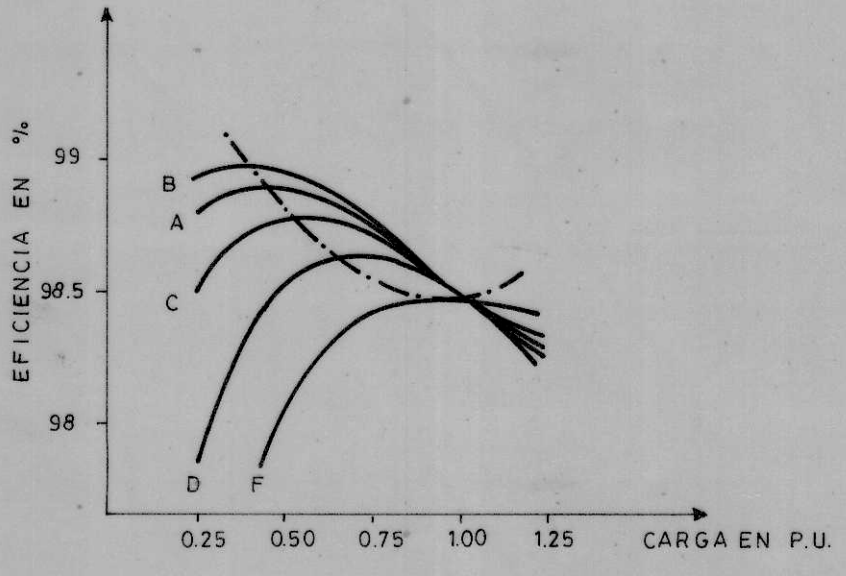



FIG. 6. 5. INCREMENTO DE LAS PERDIDAS EN UN TRANSFORMADOR DE 1.000 KVA.(32)




— . — CURVA DE MAXIMA EFICIENCIA

——— CURVA DE EFICIENCIA DE LOS TRANSFORMADORES

FIG. 6.6. VARIACION DE LA EFICIENCIA EN TRANSFORMADORES DE IGUAL CAPACIDAD, PERO CON DIFERENTE RELACION DE PERDIDAS.(32)

ne la máxima eficiencia) aumenta al disminuir la relación de pérdidas y en todas las curvas después de haberse alcanzado la carga óptima, la eficiencia de la unidad decae notablemente.

De este estudio se derivan las siguientes reglas generales :

a) Para tener un transformador que tenga una máxima eficiencia correspondiente a una carga óptima del 100 por ciento de su capacidad de plena carga se requiere que su relación de pérdidas sea igual a uno (la pérdida con carga es igual a la pérdida en vacío). Similarmente, para obtener una máxima eficiencia a un 50 por ciento de la capacidad de placa se requiere un transformador en el cual las pérdidas con carga sea aproximadamente cuatro veces la pérdida en vacío (relación de 4 : 1). El porcentaje de carga nominal correspondiente a la máxima eficiencia puede ser calculado usando la siguiente relación :

$$\text{carga óptima} = 100 \sqrt{\frac{1}{\text{relación de pérdidas nominal}}} \qquad (6.1)$$

b) Para seleccionar un transformador eficiente es fundamental conocer un patrón de carga promedio considerando que un transformador ligeramente cargado requiere de una alta relación de pérdidas nomi

nal, y para un transformador que va a operar con toda su capacidad es deseable que tenga una baja relación de pérdidas nominal.

c) Analizando los transformadores de potencia con niveles de impulso básico (BIL) de hasta 110 KV, correspondientes a diversos fabricantes se ha encontrado que tienen relaciones de pérdidas nominales que varían entre 3,5 : 1 y 7 : 1, los cuales tienen sus eficiencias máximas correspondientes a cargas entre el 33 al 54 por ciento de la carga nominal. El cargar estos transformadores al 100% de su valor de placa significa una disminución de la eficiencia. En otras palabras, si se requiere tener la más alta eficiencia, es necesario que el transformador esté ligeramente cargado.

ANALISIS ECONOMICO

Con el fin de obtener el análisis económico más apropiado, la sólo evaluación de la relación de pérdidas es insuficiente. Considerando las diversas alternativas la comparación más apropiada puede ser hecha tomando en consideración los costos asociados con la compra y operación de un transformador. Los costos de mantenimiento pueden asumirse como constantes. El valor de las pérdidas varía con el tipo de carga, a-

sí como también el costo de la energía varía de un país a otro.

Las fórmulas a aplicarse son completamente generales y aplicables también para cálculos de rentabilidad, como por ejemplo para comprobar que tipo de transformador origina los menores gastos para un determinado servicio. Si las pérdidas en servicio se valorizan correctamente, resulta en general que un transformador con pequeñas pérdidas a pesar de su precio más elevado, tiene menor costo anual que otro cuyo precio de compra sea más reducido pero en cambio tenga unas pérdidas relativamente altas. Según el grado de utilización de la potencia puede resultar también que un transformador de mayor potencia nominal, y por consiguiente de precio más elevado, resulte más conveniente que otro más pequeño, debido a sus menores gastos totales. Esto depende (aparte de los datos técnicos del transformador), principalmente de la magnitud de las cargas del capital (intereses y amortización), y del precio de la energía con que hallan de calcularse las pérdidas, pero sobre todo del coeficiente de utilización, esto es del promedio de horas de utilización anual referido a la plena carga.

El costo capitalizado actual será la suma del precio de la energía disipada por las pérdidas, el costo de

la demanda en base a los kilovatios de pérdida, el costo de la depreciación, impuestos y el gasto en seguros durante el tiempo de vida de la unidad. Considerando el costo de la energía y de los kilovatios de demanda se ha determinado la siguiente ecuación :

$$\text{Precio Capitalizado actual de un transformador (PCA)} = C + C\,F_c\,V_p + P_{fe}\,(C_d + T_e\,C_e)\,V_p + P_{cu}\,L^2\,(C_d + T_1\,C_e)\,V_p \qquad (6.2)$$

Donde se definen los siguientes parámetros :

$C$ = Capital inicial que representa el precio de compra del transformador.

$F_c$ = Costo fijo igual a la depreciación más los impuestos y más el gasto en seguros, dado en porcentaje del capital inicial.

$V_p$ = Factor de retorno al valor presente de una anualidad (i,n).

$i$ = Tasa anual de interés (en porcentaje)

$n$ = Tiempo de vida esperada del transformador

$P_{fc}$ = Pérdida en vacío del transformador (en kilovatios).

$P_{cu}$ = Pérdida con carga (pérdida en el devanado) a plena carga dada en kilovatios.

$T_e$ = Horas por año en que el transformador está ener

gizado.

$T_1$ = Horas por año en que el transformador opera a carga constante.

$C_e$ = Costo de la energía (en sucres por kilovatio-hora)

$C_d$ = Costo de la energía (en sucres por kilovatios por año).

L = Relación de la carga actual KVA' con respecto a la carga nominal $KVA_o$ ($L = KVA'/KVA_o$).

Si se definen las constantes :

$$K_c = C_d + T_e\, C_e \qquad (6.3)$$

$$K_1 = L^2\, (C_d + T_1\, C_e) \qquad (6.4)$$

Reemplazando estas constantes en la ecuación (6.2) se obtiene :

$$PCA = C + V_p\, (C\, F_c + P_{fe} + P_{cu}\, K_1) \qquad (6.5)$$

Donde:

$C\, F_c$ = Costos fijos (depreciación, impuestos, etc)

$P_{fe}K_c$ = Costos de las pérdidas en vacío

$P_{cu}K_1$ = Costos de las pérdidas en el cobre

Para el caso en que la carga en por unidad L no sea constante se pueden definir $L_1$, $L_2$, .... $L_i$ con los correspondientes $T_{l1}$, $T_{l2}$, .... $T_{li}$, tal que los costos de las pérdidas para cada $L_i$, $T_{li}$, pueden ser calculados. Este método se considera el valor presente $V_p$ es con el criterio de que el dinero recibido inmediatamente es preferible al dinero recibido en una fecha futura, debido a que disminuye su poder adquisitivo.

La expresión encerrada entre paréntesis de la ecuación (6.5) representa una cantidad de dinero (costo anual) que se desembolsa anualmente, es decir en términos financieros un flujo de caja constante, el cual si comparamos su valor en cualquier año futuro trayéndolo al valor presente, vemos que disminuye su valor, notando que en el año más lejano alcanza su más mínimo valor. Puesto que se tiene una serie uniforme de flujos de caja, o sea cuando son todos iguales en cada período (año) futuro se tiene que el factor de retorno al valor presente de la serie es :

$$V_p = \frac{1}{(1+i)} + \frac{1}{(1+i)^2} + \frac{1}{(1+i)^3} + \ldots\ldots + \frac{1}{(1+i)^n}$$

El factor de retorno al valor presente al cabo de n años de vida esperada del transformador es :

$$V_p = \frac{(1 + i)^n - 1}{i\ (1 + i)^n} \qquad (6.6)$$

Existen tablas financieras que dan el factor de retorno al valor actual obtenido usando la ecuación 6.6.

A continuación se expondrá un caso de estudio, donde se desea comparar el precio capitalizado actual de dos transformadores con capacidades de 750 a 1.000 KVA, de tal forma que se pueda escoger la unidad más conveniente para suministrar energía a una carga constante de 750 KVA. En este estudio los valores de precio fijo, tasa de interés, precio de la demanda y el costo de la energía son valores promedios y se desprecian los efectos de la inflación. Los datos de tales transformadores son los siguientes :

- Precio de compra de los transformadores :

  $C_{750}$ = 1'081.250 sucres

  $C_{1.000}$ = 1'244.880 sucres

- Costo fijo :

  $F_c$ = 8 por ciento

- Tasa de interés :

  i = 10 por ciento

- Tiempo de operación esperado de los transformadores :

  n = 15 años

- Pérdidas en vacío :

  $P_{Fe-750}$ = 1.8 KW

  $P_{Fe-1.000}$ = 2.137 KW

- Pérdida en el cobre a plena carga :

  $P_{Cu-750}$ = 10.8 KW

  $P_{Cu-1.000}$ = 13.25 KW

- Horas por año que los transformadores están energizados :

  $T_e$ = 365 x 24 = 8.760 h.

- Horas por año que los transformadores operan con carga constante :

  $T_l$ = 8.000 h.

- Costo de la energía :

  $C_e$ = 1.74 sucres

- Costo de la demanda anual :

  El costo de la demanda es de 200.82 sucres/KW/mes, anualmente su valor será :

  $C_d$ = 12 (200.82) = 2.409,84 sucres/KW/año.

- Carga constante durante el tiempo de operación $T_1$:

KVA' = 750 KVA

a) Análisis económico para el transformador de 750 KVA

$$L = \frac{750}{750} =$$

$$K_c = C_d + T_e\ C_e$$

$$K_c = 2.409,84 + 8.760 \times 1.74 = 17.652,24 \text{ sucres/KW}$$

$$K_1 = L^2\ (C_d + T_1\ C_e)$$

$$K_1 = (1.0)^2 (2.409,84 + 8.000 \times 1.74) = 16.329,84 \text{ sucres/KW}$$

El factor del valor presente usando la ecuación 6.6 es :

$$V_p = \frac{(1 + 0.1)^{15} - 1}{0.1\ (1 + 0.1)^{15}} = 7.606$$

Usando la ecuación 6.5 se encuentra el precio capitalizado actual del transformador.

$$PCA = C + V_p\ (C\ F_c + P_{fe}\ K_c + P_{cu}\ K_1)$$

PCA = 1'081.250 + 7.606 (1'081.250 x 0,08 + 1,8 x 17.652,24 + 10,8 x 16.329,84) = 3'322.253,7 sucres.

b) Análisis económico para el transformador de 1.000 KVA.

$$L = \frac{750}{1.000} = 0.75$$

$K_c$ = 2.409,84 + 8.760 x 1,74 = 17.652,24 sucres/KW

$K_l = (0,75)^2$ (2.409,84 + 8.000 x 1,74) = 9.185,54 sucres/KW

$V_p$ = 7.606

El precio capitalizado actual de este transformador es :

PCA= 1'244.880 + 7.606 (1'244.880 x 0,08 + 2.137 x 17.652,24 + 13,25 x 9.185,54) = 3'214.998,60 sucres

Comparando ambas ofertas, se tiene que el transformador de 1.000 KVA es el más recomendable para suplir la carga constante de 750 KVA, debido a que tiene el menor precio capitalizado actual. Considerando un mismo tipo de transformador, el escoger una unidad con mayor capacidad nominal $KVA_o$ significa que las pérdidas a plena carga y el precio de adquisición serán mayores. Para el transformador de 1.000 KVA el costo de los precios fijos y el costo de las pérdidas en vacío serán mayores que en otro transformador de menor capacidad, pero el costo de sus pérdidas en el cobre (pérdidas con carga) son menores al operar con la carga constante de 750 KVA que representa el 75 por ciento de la nominal.

Al operar con pequeñas cargas no sólo se disminuyen las pérdidas totales (véase Figura 6.5) mejorándose

la eficiencia, sino que también la relación $KVA'/KVA_o$ disminuye haciendo que el costo de las pérdidas con carga $K_1 P_{cu}$ disminuya (véase la ecuación 6.4). Esta disminución puede ser de tal magnitud que influya en la ecuación 6.5 disminuyendo por consiguiente el costo capitalizado actual del transformador (con el transformador de 1.000 KVA se obtuvo un ahorro en el PCA de 107.255,13 sucres). En el cálculo del producto capitalizado actual puede notarse que el costo de las pérdidas durante el tiempo de vida del transformador, excederán el costo de inversión inicial de la unidad. Al escoger un transformador de mayor capacidad, también hay que tener presente que se requieren equipos adicionales con mayor capacidad de interrupción, por lo que el costo de estos equipos pueden incluirse en el estudio del PCA de un transformador.

Debido al incremento del costo de la energía, en la actualidad ya no resulta económico operar los transformadores a carga nominal y peor aún sobrecargarlos sacrificando su vida esperada. En base a este criterio es preferible escoger un transformador de mayor tamaño puesto que, además del beneficio económico que resulta al tener un menor costo capitalizado actual se tienen las siguientes ventajas :

a) Podría reducirse la regulación de voltaje del

transformador.

b) Se mejorarían las características en el arranque de los motores.

c) Se incrementaría la confiabilidad del sistema.

d) Se podría disponer de una capacidad adicional de reserva para las condiciones de sobrecarga.

Sería de mucha utilidad que existiera un nuevo manual estándard que cubra los requerimientos de operación y tipo de carga más económicos, considerando la situación económica actual.

# CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Tal como lo establecen las guías de carga existentes, no se ha podido establecer con exactitud, el deterioro del aislamiento de los transformadores de potencia, debido a los efectos acumulativos del tiempo y de la temperatura. Puesto que tales guías de carga (ANSI, NEMA, IEC) tienen criterios de divergencia en la elaboración de sus normas, se ha desarrollado un programa que calcula la pérdida de vida esperada de un transformador de potencia, sumergido en aceite, para cualquier condición de carga.

El cálculo por computadora se basa en las ecuaciones expuestas en los manuales de carga ANSI y en revistas técnicas internacionales. La efectividad del programa ha sido comprobada mediante algunos ejemplos de aplicación a casos particulares, los que permiten llegar a las siguientes conclusiones y recomendaciones :

1) El método simplificado que proponen las guías americanas consiste en obtener del ciclo de carga diario, un ciclo equivalente formado por dos cargas rectangulares. El método que se ha utilizado conduce a resultados más aproximados que el propuesto por las guías de carga, ya que el cálculo de temperaturas y pérdidas de vida lo realiza hora por hora, y considerando que el envejecimiento es un proceso acumulativo, se determina el

porcentaje total de pérdida de vida diaria. Se puede utilizar cualquier número de curvas diarias de carga que se tengan en los registros de operación y obtener el porcentaje de pérdida de vida que se ha sacrificado durante todos los años de funcionamiento.

2) En los cálculos por computadora se obtiene para carga nominal y a temperatura ambiente promedio de 30°C un tiempo de vida esperado de sólo 7,4 años que se considera demasiado conservativo. Afortunadamente, este tiempo de vida está muy lejos de la realidad, por lo que varios factores hacen que se extienda su vida de operación, tales como :

-La temperatura ambiente disminuye a valores inferiores de los 30°C.

-Los transformadores de potencia no operan contínuamente al 100% de su capacidad.

-La reducción de la resistencia a la tensión del aislamiento al 50% de su valor original tal como lo especifican las guías de carga, no significa el fin del transformador. Cabe recordar que un transformador raramente "muere" al fin de la vida esperada, y normalmente falla debido a una fuerza anormal.

-Las curvas de envejecimiento utilizadas son obtenidas de pruebas en pequeños modelos de transformadores de potencia.

El autor de esta tesis propone, que si en el futuro se obtienen curvas de envejecimiento más reales, se cambian los valores de los parámetros A y B indicados en la subrutina VIDA del programa desarrollado.

3) Para una mayor exactitud en los cálculos de pérdida de vida, se requiere conocer las características nominales del transformador dadas por el fabricante.

No es posible encontrar en un sistema de potencia, condiciones iguales de requerimientos, que permitan poder fabricar todos los transformadores de un mismo diseño. Las Empresas Eléctricas deben exigir al fabricante, los resultados de las pruebas y ensayos a que fueron sometidos, con la finalidad de comprobar que cumplan con las especificaciones técnicas a que dieron lugar su fabricación.

En nuestro país, se hace necesario concebir nuestras propias reglamentaciones para la operación de los transformadores de potencia, las que canalizadas con carácter de ordenanza municipal permitan un mejor entendimiento entre el ingeniero de proyectos y el empresario comercial o industrial.

4) Debido al incremento constante del costo de la energía en nuestro país, en la actualidad ya no resulta económico operar los transformadores a carga nominal y peor

aún sobrecargarlos sacrificando su vida esperada normal. Si se desconoce el tiempo de vida estimado por el fabricante, se tiene como referencia que un promedio de pérdida de vida de 1% por año, ó del 5% en condiciones de emergencia se considera como razonable. En caso contrario, se recomienda no exceder los porcentajes de pérdida de vida nominales, obtenidos en base al tiempo (en años) determinado por el fabricante o por una Empresa Eléctrica.

# A P E N D I C E S

# APENDICE A

## CARACTERISTICAS DEL ACEITE PARA TRANSFORMADOR

El aceite mineral es uno de los aislantes líquidos más ampliamente usado en el campo de la transmisión y distribución de la electricidad. En los transformadores el aceite cumple las siguientes funciones :

a) Proteger y mantener limpias las partes metálicas o cualquier otro material; por tal razón no debe ser corrosivo a los metales, ni reaccionar químicamente con otros materiales utilizados en su construcción.

b) Las pérdidas en el núcleo y en los devanados manifestadas en forma de calor deben ser eliminadas en forma eficiente. El aceite debe ser lo suficientemente fluído para formar corrientes de convección dentro del devanado y entre éste y el tanque dentro del equipo. Debe además llenar los espacios entre los cables, así como penetrar por las ranuras y pequeños conductos del transformador, a fin de mantenerlos lubricados, protegidos y apropiadamente refrigerados. Para lograr esto se requiere que el aceite posea una viscocidad baja a cualquier temperatura, y que su tensión interfacial sea adecuada para que penetre sin dificultad en espacios reducidos.

c) Aislar las partes metálicas sometidas a altas tensiones eléctricas, ya que con el aceite se aumenta la resistencia dieléctrica del sistema de aislamiento.

De acuerdo a las funciones antes enunciadas, un aceite para transformador debe reunir las siguientes características :

- No reaccionar químicamente con metales u otros materiales del transformador.
- Debe ser compatible con otros aceites disponibles en el mercado.
- Bajo contenido de humedad que garantice buena resistividad.
- Resistencia a la oxidación durante el uso o almacenamiento del aceite.
- Viscosidad y fluidez adecuada a moderada y baja temperatura.
- Punto de inflamación alto.
- Poca tendencia a emitir gases (hidrógeno) al ser sometido a altas tensiones eléctricas, teniendo la propiedad de absorberlos una vez que se forman.

PRUEBAS DEL ACEITE

Para verificar la calidad del aceite se realizan pruebas tanto de parte del fabricante, como del usuario (si es que posee los equipos necesarios). La clasificación de estas pruebas se indica a continuación :

a) Pruebas de composición
b) Pruebas de estabilidad
c) Pruebas de pureza

La composición del aceite dieléctrico, una vez que éste ha sido formulado y elaborado adecuadamente, no varía en forma considerable mientras el producto permanezca en uso. Además la estabilidad dependen de su composición. Las pruebas de composición y de estabilidad son realizadas por el fabricante en la oportunidad que el aceite fue producido y sus resultados debidamente aceptados como satisfactorios. Por esta razón, se recomienda realizar por parte del usuario, únicamente las siguientes pruebas que se refieren a la pureza del aceite dieléctrico:

- Contenido de humedad
- Tensión interfacial
- Número de neutralización
- Tensión de ruptura
- Color
- Factor de potencia

- CONTENIDO DE HUMEDAD :

El agua en los aceites cambia la conductividad eléctrica de los mismos, como la solubilidad del agua en los aceites dieléctricos varía con la temperatura, entonces un aceite caliente es capaz de disolver más agua que un un aceite frío.

Además de aumentar la conductividad, el agua es un elemento corrosivo a los metales ferrosos, formando el óxido de hierro que posteriormente se disuelve en el aceite. El agua puede fácilmente llegar al aceite durante el transporte, almacenamiento, o debido a reacciones químicas en el aislamiento celuloso. En los transformadores antiguos se permitía hasta un 2% de humedad (20.000 ppm), pero los modernos transformadores de potencia y el requerimiento máximo de agua en el aceite es de 20 a 30 partes por millón.

- TENSION INTERFACIAL :

Esta prueba es utilizada para medir la tensión en la interfase de dos líquidos inmicibles como el aceite y el agua, teniéndose que a mayor contenido de contaminantes, menor es la tensión superficial.

Algunos usuarios han establecido que el aceite debe ser cambiado cuando la tensión interfacial esté entre 15 y

20 dinas/cm a 25°C. En aceites nuevos la tensión interfacial está entre los 40 y 50 dinas/cm a 25°C.

- NUMERO DE NEUTRALIZACION (NN) :

Esta prueba conocida también como número de acidez, determina el contenido de ácidos (producto de la oxidación del aceite) del aceite y se lo expresa en unidades de miligramos de hidróxido de potasio/gramo de aceite. En aceite nuevos el N.N. toma valores menores de 0.3 mg KOH/g. Los fabricantes recomiendan que el aceite deberá ser cambiado cuando el N.N. está entre 0.5 y 0.7 mg KOH/g. (El número de neutralización aumenta cuando se incrementa la formación de lodos).

- TENSION DE RUPTURA :

La tensión de ruptura es el nivel máximo de diferencia de voltaje alcanzado entre dos electrodos, sumergidos en aceite con una separación de 2.5 mm, antes de que se produzca un arco entre ellos. Se considera que el aceite tiene demasiada humedad y partículas conductivas cuando el voltaje de ruptura es inferior a 25 KV. En aceites nuevos se consideran valores aceptables los voltajes superiores a los 35.000 voltios.

- COLOR :

El color es importante para determinar contaminaciones

durante el manejo o uso del aceite. El color obscuro , gris o negro, indica que el aceite ha sufrido un grado considerable de oxidación puesto que todos los compuestos que se producen como resultado de la oxidación son de color obscuro, se ha fijado un color máximo de 0.5 (amarillo claro según la ASTM).

- FACTOR DE POTENCIA :

Esta prueba mide la corriente de dispersión a través del aceite, la cual es una medida de la contaminación del mismo. Si el factor de potencia es mayor que 0.5 se debe investigar la clase de compuestos polares (por otros métodos) presentes en el aceite. Si la lectura a 100°C es de 7 a 10 veces mayor que la lectura a 25°C, hay indicio de que un contaminante diferente al agua está presente en el aceite.

- INHIBIDORES :

Con los inhibidores que se dispone actualmente se puede mejorar las características de envejecimiento de los aceites de los transformadores.

Los inhibidores son substancias que alargan el tiempo de inducción de oxidación en los aceites y entre los más comunes está el DBPC (Dibutil para Crisol).

En muchos casos se procede a la inhibición del aceite en transformadores puestos en servicio. Debe tenerse presente que no todos los aceites dieléctricos se comportan de la misma manera frente a los inhibidores de oxidación, por lo que se debe conocer la suceptibilidad del aceite frente a ellos.

# APENDICE B

## MANUAL DEL USUARIO

El programa "ATVTP" está diseñado para ser utilizado en el Sistema 4341 de la Escuela Superior Politécnica del Litoral. Consta de un programa principal del mismo nombre y de dos subprogramas como se indica a continuación :

Programa principal : "ATVTP"
Subrutina n = 1 : VIDA.
La subrutina VIDA calcula la vida esperada en días para cada hora del día de operación. Finalmente determina el acumulado total de la pérdida de vida durante el día típico de operación.

Subrutina n = 2 : GRAFI

La subrutina GRAFI es utilizada para obtener los gráficos de 3 variables (carga, temperatura del punto más caliente y el envejecimiento relativo para cada hora del día). El gráfico contiene la abscisa positiva orientada verticalmente hacia abajo y la ordenada positiva orientada de izquierda a derecha.

Se ha tratado que la forma de entrada de datos del programa sea lo más sencilla posible, de tal manera que el usuario no tenga dificultades en la ejecución del mismo. Se recomienda conocer el manejo del terminal de computadora.

Para la ejecución del programa se necesita como datos de entrada lo siguiente :

1) COMENTARIO DEL USUARIO

```
Read (1,2) NAME
```

Se recomienda poner en esta línea el nombre y la ubicación de la subestación.

2) LECTURA DE LAS CARACTERISTICAS DEL TRANSFORMADOR

```
Read (1,10) WND, WTA, WA, PFEN, TR, DURA, TOPO, FACT.
10 FORMAT (7F10.3,1X,I1)
Read (1,7)IGO
 7   FORMAT (I1)
Read (1,*) (EX(N), N=1,IGO)
Read (1,*) (CARA(N),N=1,IGO)
Read (1,*) (PCUN(N),N=1,IGO)
```

WND = Variable real, peso del núcleo y de los devanados en lbs.

Esta variable debe escribirse en un campo desde la columna 1 a la 10.

WTA = Variable real, peso del tanque y los accesorios en lbs.

Esta variable debe escribirse en un campo desde la columna 11 a la 20.

WA = Variable real, peso del aceite en lbs.

Esta variable debe escribirse en un campo desde la columna 21 a la 30.

PFEN= Variable real, pérdidas en el núcleo (KW).

Esta variable debe escribirse en un campo desde la columna 31 a la 40.

TR = Variable real, temperatura de elevación promedio del devanado sobre la temperatura ambiente, medida por el método de resistencia.

TR puede tomar los siguientes valores :

TR = 55°C

TR = 65°C

Esta variable debe escribirse en un campo desde la columna 41 a la 50.

DURA= Variable real, tiempo de vida promedio del transformador, estimado por el fabricante o por el usuario (de 30 a 50 años). Si el usuario desconoce este valor, ponga DURA=0.0 y el programa asignará un tiempo de vida esperado de 30 años.

Esta variable debe escribirse en un campo desde la columna 51 a la 60.

TOPO= Variable real, temperatura de elevación del tope del aceite a carga nominal. Si desconoce este

valor usar TOPO=0.0 y en el programa se asignará el valor del TOPO (de acuerdo al valor de TR) encontrado en tablas.

Esta variable debe escribirse en un campo desde la columna 61 a la 70.

Los fabricantes muy rara vez dan el valor de TOPO.

FACT= Variable entera, tipo del conductor de los devanados.

Si es de cobre, usar FACT = 1

Si es de aluminio, usar FACT = 2

Esta variable debe escribirse en la columna 72.

IGO = Variable entera, indica el número de etapas de enfriamiento que dispone el transformador.

El valor de IGO no puede ser mayor que 3. Esta variable debe escribirse en la columna 1.

EX(N)= Variable real, exponente de elevación de la temperatura versus las pérdidas. Dependiendo del tipo de enfriamiento se puede tomar los siguientes valores :

| ENFRIAMIENTO | EX(N) |
|---|---|
| OA | 0.8 |
| FA | 0.9 |
| FOA | 1.0 |

CARA(N)= Variable real, capacidad nominal (MVA) del transformador de potencia correspondiente al tipo de enfriamiento usado.

PCUN(N)= Variable real, pérdida por efecto joule del devanado (KW) correspondiente al tipo de enfriamiento usado.

El valor de EX(N) para N=1 siempre debe ser 0,8, esto significa que el primer rating debe ser el enfriamiento natural. El orden de lectura en formato libre de las tres variables anteriores debe ser el siguiente:

Para EX(1) deben corresponderle los respectivos valores de CARA (1) y PCUN(1).

Para EX(2) deben corresponderle los respectivos valores de CARA(2) y PCUN(2).

Para EX(3) deben corresponderle los respectivos valores de CARA(3) y PCUN(3).

3) LECTURA DE ALTERNATIVAS EN LA CORRIDA DEL PROGRAMA

```
Read(1,83)ANHO,USO
Read(1,83)DIAS,PARO
83  FORMAT (13,7X,F10.2/)
Read(1,*)CONT,GRAFIC,BN
```

AÑO = Variable entera, número de años para los cuales se va a correr el programa. AÑO puede tomar valores de 0 a 50. Esta variable debe escribirse en un campo desde la columna 1 a la 3.

USO = Variable real, indica el número de años que el transformador ha trabajado en condiciones normales de operación. La variable USO se la utiliza sólamente cuando el usuario no tiene datos de la historia de carga del transformador.
Si se conocen los datos del transformador durante todos los años de funcionamiento, poner USO = 0.0. Esta variable debe escribirse en un campo comprendido desde la columna 10 a la 20.

Después de escribir las variables AÑO y USO en una misma línea, debe saltarse la línea que viene a continuación y continuar con la entrada de datos.

DIAS = Variable entera, número de días típicos durante el año que se corre el programa. DIAS puede tomar valores de 0 a 365. Esta variable debe escribirse en un campo desde la columna 1 a la 3.

PARO = Variable real, indica el número de días que el transformador ha estado desenergizado.
Si desconoce este valor, poner PARO = 0.0
Esta variable debe escribirse en un campo com-

prendido desde la columna 10 a la 20.

Después de escribir las variables DIAS y PARO en una misma línea, debe saltarse la línea que viene a continuación y continuar con la entrada de datos.

CONT = Variable real, indica el número de veces en el año que se repite el día de operación típico. Si en un año desconoce el valor de CONT, debe poner CONT = 0.0 para todos los días típicos de dicho año. Si se quiere obtener resultados más exactos debe conocerse el valor de CONT.

GRAFIC=Variable entera, esta variable puede tomar cualquier número entero. Sólo debe leer GRAFIC igual a 999 y el programa ejecutará durante el día típico el grafico de los siguiente :
Curva diaria de carga.
Temperatura del punto más caliente del devanado para cada hora del día.

El envejecimiento relativo obtenido para cada hora del día. Si GRAFIC es diferente a 999 no tendrá opción a obtenerse gráficos en ese día.

BN = Variable real, indica el tipo de enfriamiento que se ha usado durante el día de operación típico.

Dependiendo del tipo de enfriamiento BN puede tomar los siguientes valores :

| ENFRIAMIENTO | BN |
|---|---|
| OA | 0.8 |
| FA | 0.9 |
| FOA | 1.0 |

Las variables CONT, GRAFIC y BN, se leen en formato libre.

4) COMENTARIO DEL USUARIO

Se recomienda escribir en esta línea la fecha en que se hizo la lectura de la curva diaria de carga.

5) LECTURAS DE DATOS DE CARGA (MVA) obtenidos de mediciones efectuadas cada hora del día y de las temperaturas ambiente.

```
Read(1,5)((RMS(I,J),J=1,12),I=1,4)
5 FORMAT(12F6.2)
Read(1,*)(TA(I),I=1,24)
```

RMS(1,J)=Variable real, horas de la primera mitad del día.

RMS(2,J)=Variable real,carga en MVA de la primera mitad del día.

RMS(3,J)=Variable real, horas de la segunda mitad del día.

RMS(4,J)=Variable real, carga en MVA de la segunda mitad del día.

Cada valor de la variable RMS ocupa un campo de 6 columnas. Lo anterior significa que las lecturas de las horas y de las cargas durante un día típico, necesitan ocupar en la entrada de datos 4 filas, desde la columna 1 a la columna 72.

TA(I) = Variable real, temperatura ambiente para cada hora del día. Los valores de TA se leen en formato libre.
Si se desconocen los valores de TA(I), use TA(I) = 0.0 y el programa asignará un valor igual a la temperatura ambiente promedio 30°C.

Se entran los datos de las temperaturas ambientes y de los ciclos diarios de carga, tanta veces como números de días típicos se indiquen con la variable DIAS en el item(3).

6) De acuerdo al valor de variable AHNO usada en el item 3, se repetirán las lecturas siguientes (del item 3 al item 5), de tal forma que se leerán AHNO veces la variable DIAS. Lo anterior significa que para cada año debe especificarse su respectivo número de días típicos.

En la Fig. B.1, se indica línea por línea los pasos necesarios para crear un archivo de datos del programa ATVTP. Como ejemplo se muestra un archivo de datos de los ejemplos indicados en la sección 5.6.

EJECUCION DEL PROGRAMA "ATVTP" EN EL SISTEMA 4341

Para ejecutar el programa "ATVTP" se creo una forma de ejecución de nombre "ATVTP EXEC" que permite obtener según los requerimientos del usuario hasta tres archivos de resultados, los cuales se indican a continuación :

a) Archivo de resultados (& SALIDA) que contiene los resultados más importantes de la ejecución.

b) Archivo de resultados (& GRAFIC) que contiene los resultados de la subrutina graficadora.

c) Archivo de resultados (& OPCION) que contiene los resultados de las temperaturas transientes del tope del aceite para cada 10 minutos y las temperaturas del punto más caliente del devanado. En el caso de que el usuario no requiera de estos resultados, deberá usar la sentencia ERASE y borrar este archivo de la librería.

Cada usuario puede hacer uso del programa "ATVTP si realiza los siguientes pasos :

1) Comentario del usuario (Nombre y ubicación de la Subestación)

2) Características del transformador. Introducir WND, WTA, WA, PFEN, TR, DURA, TOPO, FACT.
IGO (Número de etapas de enfriamiento)
EX(N) (Tipos de enfriamiento)
CARA(N) (Capacidades nominales correspondientes)
PCUN(N) (Pérdidas del devanado a capacidad nominal)

3) Lectura de alternativas. Introducir ANHO, USO
* 1 (Salto de línea)
DIAS, PARO
1 (Salto de línea)
** CONT, GRAFIC, BN

4) Comentario del usuario (Fecha del registro de operación diario)

5) RMS (1,J) (Horas de la primera mitad del día)
RMS (2,J) (Cargas en MVA de la primera mitad del día)
RMS (3,J) (Horas de la segunda mitad del día)
RMS (4,J) (Cargas en MVA de la segunda mitad del día)
TA(I) (datos de la temperatura ambiente para cada hora)

Notas :

a) De acuerdo al valor de la variable DIAS, se repiten la lectura de datos a partir de la línea que indica**, las veces que sea necesario.

b) De acuerdo al valor de la variable ANHO, se repiten la lectura de datos a partir de la línea que indica *, las veces que sea necesario.

Fig.B.1 HOJA DE DISEÑO DE PANTALLA PARA CREAR ARCHIVOS DE DATOS DEL PROGRAMA ATVTP.

```
1234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890123456789012
         +         +         +         +         +         +         +         +
    S/E DURAN                                                  EMELGUR S.A.
28854.6    23204.8    18535.2    18.720     65.        30.      0.0      1
2
          0.8        0.9
         12.0       16.0
         54.78      97.29
3          0.
** SE TIENE REGISTROS DE OPERACION DURANTE 3 ANIOS **
3          0.
** PARA EL PRIMER ANIO SE TIENE LO SGTE.
    121.7       999        0.8
FECHA = 24 DE OCTUBRE DE 1983                                          S/E DURAN
1.    2.    3.    4.    5.    6.    7.    8.    9.    10.   11.   12.
4.70  4.61  4.63  4.39  4.22  4.80  4.05  3.94  6.04  6.69  6.77  7.22
13.   14.   15.   16.   17.   18.   19.   20.   21.   22.   23.   24.
7.70  7.93  7.93  7.74  7.57  7.83  9.17  9.04  8.38  7.51  6.75  5.81
25.0  24.5  24.5  24.5  24.5  24.5  24.7  25.1  27.0  29.0  29.5  30.0
31.6  31.5  32.4  32.5  32.7  31.0  30.0  28.0  27.5  26.1  25.8  25.1
    121.7       999        0.8
FECHA = 30 DE NOVIENBRE DE 1983                                        S/E DURAN
1.    2.    3.    4.    5.    6.    7.    8.    9.    10.   11.   12.
4.85  4.49  4.46  4.02  4.24  4.49  4.24  5.22  6.17  6.26  6.71  7.92
13.   14.   15.   16.   17.   18.   19.   20.   21.   22.   23.   24.
8.14  8.05  7.87  7.24  6.75  8.23  9.38  9.15  8.49  7.37  6.17  4.92
25.0  24.5  24.5  24.5  24.5  24.5  24.7  25.1  27.0  29.0  29.5  30.0
31.6  31.5  32.4  32.5  32.7  31.0  30.0  28.0  27.5  26.1  25.8  25.1
    121.7       999        0.8
FECHA = 28 DE DICIEMBRE DE 1983                                        S/E DURAN
1.    2.    3.    4.    5.    6.    7.    8.    9.    10.   11.   12.
3.19  3.19  3.19  3.19  3.24  3.68  3.68  4.66  5.52  6.16  6.35  6.63
13.   14.   15.   16.   17.   18.   19.   20.   21.   22.   23.   24.
6.74  6.85  6.60  5.66  5.57  5.02  6.38  6.33  6.33  5.73  5.28  3.86
25.0  24.5  24.5  24.5  24.5  24.5  24.7  25.1  27.0  29.0  29.5  30.0
31.6  31.5  32.4  32.5  32.7  31.0  30.0  28.0  27.5  26.1  25.8  25.1
5          0.0
** LOS DATOS PARA EL SEGUNDO ANIO SON LOS SGTES.
    73.         999        0.8
FECHA = 16 DE MAYO DE 1984                                             S/E DURAN
1.    2.    3.    4.    5.    6.    7.    8.    9.    10.   11.   12.
5.87  5.61  5.47  5.38  5.28  5.59  4.69  5.56  7.34  7.67  8.11  8.16
13.   14.   15.   16.   17.   18.   19.   20.   21.   22.   23.   24.
8.32  8.55  8.50  8.77  8.10  7.74  9.82  9.92  9.56  8.92  8.19  6.71
25.0  24.5  24.5  24.5  24.5  24.5  24.7  25.1  27.0  29.0  29.5  30.0
31.6  31.5  32.4  32.5  32.7  31.0  30.0  28.0  27.5  26.1  25.8  25.1
    73.         999        0.8
FECHA = 18 DE JULIO DE 1984                                            S/E DURAN
1.    2.    3.    4.    5.    6.    7.    8.    9.    10.   11.   12.
5.87  5.20  5.20  4.88  4.88  4.88  4.85  5.55  6.98  6.98  7.92  7.78
13.   14.   15.   16.   17.   18.   19.   20.   21.   22.   23.   24.
7.87  8.55  8.36  8.32  7.78  7.65  9.56  9.53  9.08  8.60  7.52  6.28
25.0  24.5  24.5  24.5  24.5  24.5  24.7  25.1  27.0  29.0  29.5  30.0
31.6  31.5  32.4  32.5  32.7  31.0  30.0  28.0  27.5  26.1  25.8  25.1
    73.         999        0.8
FECHA = 24 DE OCTUBRE DE 1984                                          S/E DURAN
1.    2.    3.    4.    5.    6.    7.    8.    9.    10.   11.   12.
```



CESERCOMP - ESPOL

```
1234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890123456789012
         +         +         +         +         +         +         +         +
5.73  5.55  5.46  5.23  5.23  5.16  4.94  5.95  8.15  8.33  8.61  8.41
13.   14.   15.   16.   17.   18.   19.   20.   21.   22.   23.   24.
8.87  9.35  9.89  8.36  7.38  7.56  9.6   9.49  9.25  8.6   6.99  6.48
25.0  24.5  24.5  24.5  24.5  24.5  24.7  25.1  27.0  29.0  29.5  30.0
31.6  31.5  32.4  32.5  32.7  31.C  30.C  28.0  27.5  26.1  25.8  25.1
   73.        999        0.8
FECHA = 28 DE NOVIEMBRE DE 1984                                  S/E DURAN
1.    2.    3.    4.    5.    6.    7.    8.    9.    10.   11.   12.
5.91  5.64  5.78  5.78  5.78  5.87  5.65  6.08  8.24  8.87  9.09  8.99
13.   14.   15.   16.   17.   18.   19.   20.   21.   22.   23.   24.
9.09  9.76  9.35  8.06  8.05  7.74  10.10 10.20 10.20 8.39  7.93  7.12
25.0  24.5  24.5  24.5  24.5  24.5  24.7  25.1  27.0  29.0  29.5  30.0
31.6  31.5  32.4  32.5  32.7  31.C  30.C  28.0  27.5  26.1  25.8  25.1
   73.        999        0.8
FECHA = 12 DE DICIEMBRE DE 1984                                  S/E DURAN
1.    2.    3.    4.    5.    6.    7.    8.    9.    10.   11.   12.
7.45  7.26  6.80  6.71  6.45  5.76  5.52  6.26  7.42  8.77  9.17  9.31
13.   14.   15.   16.   17.   18.   19.   20.   21.   22.   23.   24.
9.03  9.44  9.71  8.99  7.87  7.92  9.75  9.94  9.74  9.48  7.89  6.85
25.0  24.5  24.5  24.5  24.5  24.5  24.7  25.1  27.0  29.0  29.5  30.0
31.6  31.5  32.4  32.5  32.7  31.C  30.C  28.0  27.5  26.1  25.8  25.1
    4              0.0
** LOS DATOS PARA EL TERCER ANIO SON LOS SGTES.
   91.2        999        0.8
FECHA = 25 DE SEPTIEMBRE DE 1985                                 S/E DURAN
1.    2.    3.    4.    5.    6.    7.    8.    9.    10.   11.   12.
6.52  6.30  6.45  6.45  6.45  6.46  5.87  6.51  7.50  8.04  7.88  8.77
13.   14.   15.   16.   17.   18.   19.   20.   21.   22.   23.   24.
8.38  9.14  9.21  8.36  7.75  7.78  9.88  9.75  9.43  8.76  8.09  6.58
25.0  24.5  24.5  24.5  24.5  24.5  24.7  25.1  27.0  29.0  29.5  30.0
31.6  31.5  32.4  32.5  32.7  31.C  30.C  28.0  27.5  26.1  25.8  25.1
   91.2        999        0.8
FECHA = 16 DE OCTUBRE DE 1985                                    S/E DURAN
1.    2.    3.    4.    5.    6.    7.    8.    9.    10.   11.   12.
7.16  6.84  6.55  6.36  6.02  5.89  5.58  5.89  7.05  7.66  7.88  7.88
13.   14.   15.   16.   17.   18.   19.   20.   21.   22.   23.   24.
7.40  8.16  8.10  7.62  6.83  7.07  9.48  9.63  9.09  8.10  7.28  6.80
25.0  24.5  24.5  24.5  24.5  24.5  24.7  25.1  27.0  29.0  29.5  30.0
31.6  31.5  32.4  32.5  32.7  31.C  30.C  28.0  27.5  26.1  25.8  25.1
   91.2        999        0.8
FECHA = 20 DE NOVIEMBRE DE 1985                                  S/E DURAN
1.    2.    3.    4.    5.    6.    7.    8.    9.    10.   11.   12.
6.90  6.83  6.48  6.51  6.61  6.72  6.16  7.16  8.10  8.90  8.89  8.85
13.   14.   15.   16.   17.   18.   19.   20.   21.   22.   23.   24.
8.51  8.98  9.39  8.95  8.41  8.68  10.38 10.45 10.0  9.66  8.35  7.55
25.0  24.5  24.5  24.5  24.5  24.5  24.7  25.1  27.0  29.0  29.5  30.0
31.6  31.5  32.4  32.5  32.7  31.C  30.C  28.0  27.5  26.1  25.8  25.1
   91.2        999        0.8
FECHA = 18 DE DICIEMBRE DE 1985                                  S/E DURAN
1.    2.    3.    4.    5.    6.    7.    8.    9.    10.   11.   12.
6.42  6.04  6.04  6.04  6.10  6.14  5.63  6.62  7.27  7.78  8.04  8.07
13.   14.   15.   16.   17.   18.   19.   20.   21.   22.   23.   24.
7.84  8.10  8.03  7.53  7.53  7.62  8.96  8.60  9.15  9.15  8.07  7.18
25.0  24.5  24.5  24.5  24.5  24.5  24.7  25.1  27.0  29.0  29.5  30.0
31.6  31.5  32.4  32.5  32.7  31.C  30.C  28.0  27.5  26.1  25.8  25.1
```



CESERCOMP - ESPOL

1) Conexión lógica con el sistema digitando USER ID y el PASSWORD asignado.

2) Creación del archivo de datos.

- Edite el archivo con el nombre que usted desee

TIPO ARCHIVO DATO Ejemplo

⟹ XEDIT DURAN DATO

Donde:

DURAN : Nombre principal del archivo de datos.

Luego digite los datos de entrada en la forma antes mencionada (respetando los formatos indicados) y finalmente grave el archivo en su librería usando la sentencia FILE.

3) Ejecute el programa "ATVTP" de la siguiente forma :

ATVTP (nombre principal del archivo de datos) Ejemplo

⟹ ATVTP DURAN

El usuario podrá ver en su pantalla los resultados de la ejecución en el estado BROWSE. Siguiendo con el ejemplo, deberán quedar grabados en su librería los siguientes archivos de resultados :

DURAN SALIDA A

DURAN GRAFIC A

DURAN OPCION A

# APENDICE C

## PRUEBAS DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Estas pruebas pueden ser de rutina o estándard y pruebas opcionales. La Norma ANSI C57.12 establece que los transformadores de potencia deberán aprobar los siguientes tipos de ensayos :

a) PRUEBA DE RUTINA

- Medida de resistencia de los arrollamientos
- Medida de la relación de transformación
- Medida de la polaridad y relación de fase
- Medida de la pérdida debido a la carga y de la tensión de cortocircuito.
- Medida de la pérdida en vacío y de la corriente de excitación.
- Ensayo de la tensión inducida
- Ensayo de la tensión aplicada

b) PRUEBAS OPCIONALES

- Impulso
- Maniobra
- Efecto corona
- Ruido
- Resistencia del aislamiento núcleo-tierra
- Factor de potencia del aislamiento

A continuación se indican las pruebas consideradas de mayor importancia :

MEDIDA DE RESISTENCIA DE LOS ARROLLAMIENTOS .-

Se chequea la continuidad de todas las conexiones internas, determinando la resistencia, referida a una temperatura específica. El método puente es el más exacto, y como no se requiere de muchos equipos para la ejecución de esta prueba, generalmente se la ejecuta en el lugar de su instalación.

MEDIDA DE LA RELACION DE TRANSFORMACION.-

Se verifica que el transformador tenga el correcto número de vueltas en cada uno de los devanados y que la conexión de los taps, circuitos internos estén correctos.

MEDIDA DE LA POLARIDAD Y RELACION DE FASE.-

El objetivo es verificar que las conexiones internas y la relación de fases entre bobinas esté correcto.

MEDIDA DE LA PERDIDA DEBIDO A LA CARGA Y DE LA TENSION DE CORTOCIRCUITO.-

El objetivo de esta prueba es comprobar si los valores de pérdidas se encuentran dentro de los valores calculados. Una vez determinado el valor de la tensión de cortocircuito se puede calcular la impedancia de cortocircuitos. En la medida de las pérdidas se aplica un voltaje nominal,

en el devanado de alta tensión hasta que circule la corriente nominal, estando el devanado de baja tensión cortocircuitado.

MEDIDA DE LA PERDIDA EN VACIO Y DE LA CORRIENTE DE EXCITACION .-

Con estas pruebas se verifican los valores garantizados por el fabricante. En estas pruebas se aplica voltaje nominal en el lado de baja tensión y se deja en circuito abierto el devanado de alta tensión.

PRUEBA DE LA TENSION APLICADA .-

La finalidad de esta prueba es chequear la rigidez del aislamiento desde cualquier devanado a tierra y entre los devanados de alta y baja tensión. El procedimiento consiste en aplicar al devanado bajo prueba, durante 1 minuto, una fuente de voltaje que puede ser desde el 160 al 200 por ciento de su voltaje nominal, estando los otros devanados y el tanque del transformador sólidamente aterrizados.

El transformador salva la prueba si durante su desarrollo en el interior o en el exterior, no se escuchan descargas, ruidos, ni se visualiza chispas o humadera, y en el relé Buchholz no se advierte la presencia de gases inflamables.

PRUEBA DE LA TENSION INDUCIDA .-

El propósito de esta prueba es chequear el aislamiento en

tre aquellas partes de un mismo devanado (esto es entre vueltas, capas, y secciones) y la aislación entre estas mismas partes y tierra, que no fueron probadas durante la prueba de potencial aplicado. Al igual que la prueba anterior, la tensión de prueba es del orden de 1.6 a 2 veces el voltaje nominal.

PRUEBA DE IMPULSO .-

El propósito de esta prueba es chequear la capacidad de los sistemas de aislación del transformador para resistir transientes de voltaje. El valor pico del voltaje a plena onda es llamado el nivel básico del aislamiento (BIL). Así por ejemplo para un voltaje nominal de 115 KV el BIL es de 450 KV.

PRUEBA DE MANIOBRA .-

El objeto de esta prueba es chequear la capacidad del sistema de aislamiento del transformador para resistir descargas de tiempo muy largos, similares a los causados por la apertura o el cierre de los circuitos en una línea de transmisión energizada.

PRUEBA DEL EFECTO CORONA O DESCARGA PARCIAL .-

Esta prueba mide la señal de un megahertz generado internamente que aparece en los terminales del transformador. El efecto corona o descarga parcial es el resultado de una ruptura parcial del sistema aislante, como resultado de la alta velocidad de ionización, bajo la influencia de

un campo eléctrico que excede la rigidez dieléctrica de la aislación, esta ruptura o descarga es rápida, siendo del orden de los microsegundos y puede producir calor, sonido o gases, manifestándose en los terminales del transformador como una onda de voltaje, de forma irregular, de frecuencias altas del orden de los megahertz.

RESISTENCIA DEL AISLAMIENTO NUCLEO-TIERRA .-

Esta prueba verifica que ninguna parte del circuito magnético está accidentalmente cortocircuitado a tierra, así como también se la utiliza para determinar el contenido de humedad del aislamiento.

En los transformadores, el núcleo se lo aterriza deliberadamente a tierra a través del aislamiento. Aislación defectuosa permite un excesivo calentamiento, daño de las laminaciones del núcleo e incremento de las pérdidas.

Se utiliza un aparato denominado megger, el que proporciona lecturas del aislamiento en megaohm, previamente se asegurará que tanto el núcleo como el tanque estén aterrizados, luego del cual se cortocircuitará cada uno de los devanados del transformador en los respectivos terminales.

Se realizarán las siguientes mediciones :

1) Alta y baja tensión a tierra
2) Baja tensión (a alta tensión a tierra)
3) Alta tensión (a baja tensión a tierra)

Es prudente realizar esta prueba antes de la puesta en servicio de la unidad, en vista de la humedad que pudo ser adquirida durante el viaje.

# BIBLIOGRAFIA


1. Richard L. Bean, et al., Transformers for the Electric Power Industry (East Pittsburgh : Westinghouse Electric Corporation, 1959).

2. Westinghouse Electric Corp., Electrical transmision and distribution, reference book (Coral Springs, Florida : Westinghouse Electric Corporation, 1979).

3. S.D. Myers, J.J. Kelly and R.H. Penish, A guide to transformer maintenance (Akron, Ohio : Transformer Maintenance Institute, 1981).

4. Alexander S. Langsdorf, Teoria de las máquinas de corriente alterna (México : CECSA, 1979).

5. Working group on guides for loading insulation life subcommittee, "Progress report on a guide for loading oil-inmersed power transformer rated in excess of 100 MVA", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, Nº 8 (August 1981), pp. 4020-4031.

6. B.D. Lahoti and D.E. Flowers, "Evaluation of transformer loading above nameplate rating", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, Nº 4 (April 1981), pp. 1989-1998.

7. "Determination on power transformers rating for the Pensylvania, New Jersey-Maryland Interconection", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems (July-August 1971), pp. 1522-1527.

8. John H. Blake y Edward J. Kelly, "Oil inmersed power transformer overload calculations by computer", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-98, (August 1969), pp. 1205-1214.

9. Fitzgerald, et al, "Evaluation of substation transformer loading using simulation techniques", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems (April 1964), pp. 411-421.

10. S. Bennon-AIEEE, "Thermal analysis of transformer load cycles", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, (April 1958), pp. 21-25.

11. L.C. Whitman, "Change of time constant with transformer load", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, (February 1963), pp. 760-764.

12. L.C. Whitman y J.E. Holcomb, "Transient temperature rise of transformer", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems (February 1963), pp. 1046-1054.

13. Arun Rele y Selwyn Padmer, "Determination of tempera-

tures in transformer windings", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-94 (September/October 1975), pp. 1763-1768.

14. C.R. Acker, Transformer insulation deterioration and transformer life expectancy (New York : IEEE PES Winter Meeting & Tesla Symposium, January 1976).

15. M.F. Beavers, "Determination of equations and constants for life expectancy studies for transformers and similar apparatus", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-86 (October 1967).

16. William E. Featheringill, "Power transformer loading", IEEE Trans. on Industry Applications, Vol. IA-19 (January/February 1983).

17. ANSI, Guide for loading oil-inmersed distribution and power transformer, Appendix C57.92 (New York : USASI, June 1962).

18. ANSI, Guide for loading dry-type distribution and power transformers, C57.96 (New York : USASI, 1962).

19. S. Bennon, "Cyclical oil-temperature rise determined simply", Electric Light and Power (December 1958).

20. ANSI, General requirements of distribution power and regulating transformer, C57.12 (1980).

21. Ossman, Woodley, Craft and Miller, "Substation expansion, reliability, and transformer loading policy analysis", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, (August 1969), pp. 1195-1204.

22. L.C. Whitman, "Transient temperature cooling of transformer", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, (November 1967), pp. 1293-1317.

23. V.M. Montsinger and P.M. Ketchum, "Emergency overloading of air-cooled oil-inmersed power transformer by hot-spot temperatures", AIEE (1942), pp. 906-916.

24. V.M. Montsinger, "Effect of load factor on operation of power transformers by temperature", AIEE (November 1940), pp. 632-636.

25. Paul Narbutovskih, "Simplified graphical method of computing thermal transients", AIEE, Vol. 66 (1947), pp. 78-83.

26. V.M. Montsinger, "Loading transformers by temperature", AIEE (April 1930)

27. L.C. Whitman, "Loading of ventilated dry-type transformers", AIEE (December 1957), pp. 1077-1084.

28. The loading of solid insulation transformers with special reference to the cast resin type (London :

CIRED, 1977).

29. Electric Power Research Institute, Vapor-cooled transformers (April 1980).

30. C. Moore and G. Mitchell, Design and characteristics of gas/vapor transformer, IEEE-81 TD 650-1 (1981).

31. McNutt,Rathbun, Slocik and Vora, Technology development for advanced concepts in gas-insulated power transformers, IEEE-81 TD 648-5 (1981).

32. J.P. Kovacs, "Economic considerations of power transformer selection and operation", IEEE Trans. on Industry Applications (September/October 1980), pp. 595-599.





A.F. 142280