

**Tesis en opción al Título Académico de Máster en Eficiencia Energética, V  
Edición**

**EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN  
EN EL MUNICIPIO HOLGUÍN SOBRE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DEL  
SISTEMA.**

Autor: Ing. Adonis René Guardiola Bourricaudy

**Holguín 2022**

**Tesis en opción al Título Académico de Máster en Eficiencia Energética, V Edición**

**EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN EN EL MUNICIPIO HOLGUÍN SOBRE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DEL SISTEMA.**

Autor: Ing. Adonis René Guardiola Bourricaudy

Tutor: Profesor Titular Ing. Reynaldo Laborde Brown, Doctor en ciencias técnicas.

Universidad de Holguín (UHo)

**Holguín 2022**

## Pensamiento



“Hemos encontrado, afortunadamente, algo más importante, el Ahorro de Energía, que es como encontrar un gran yacimiento”

Fidel, 5 de mayo del 2006

# Agradecimientos

Deseo dejar constancias en estas líneas, de mi gratitud a mi tutor el Dr.C. Reynaldo Laborde Brown al Dr.C. Gabriel Hernández Ramírez y al M.Cs Igor Pérez Maliuk. En especial a mis padres René Guardiola Romero, Nereida Bourricaudy Menéndez y a mí hermano Rolando Guardiola, por su apoyo y ánimo en los momentos difíciles.

Va también mi agradecimiento a mis suegros y esposa Earles Sainz, Reina Iglesia y Elizabeth Cobas por el voto de confianza depositado en mí.

A mi familia por su apoyo y comprensión

A todos muchas gracias.

# **Dedicatoria**

Deseo dedicar la culminación de esta grandiosa meta a la memoria de mis dos grandes abuelos, a mi hijo Adonis Guardiola Cobas y a mi esposa Elizabeth Cobas Iglesia, por estar conmigo en los momentos más difíciles.

## **SÍNTESIS**

En el presente trabajo se hace referencia a la evaluación del impacto de los transformadores de distribución en el municipio Holguín sobre la eficiencia energética del sistema, utilizando el método de termografía infrarroja, teniendo en cuenta fundamentalmente las capacidades de 10 y 75 kVA que son las más empleadas, tanto en el sector residencial, como rural, con el objetivo de llegar a conclusiones de cómo se comporta la temperatura en estos equipos en estado de explotación. En la investigación se aplicó el método de termografía infrarroja a 366 transformadores seleccionados del muestreo aleatorio, lo que permitió establecer los rangos de temperaturas en estas unidades. Sobre la base de criterios y modelos matemáticos se determinó la temperatura del punto más caliente, así como la del aceite. Teniendo en cuenta el régimen térmico del funcionamiento de los transformadores, se evalúa el envejecimiento relativo que permite establecer el tiempo de vida útil bajo estas condiciones de carga. Como resultado se muestra la evaluación de las pérdidas por transformación relacionado con la carga y su impacto sobre la eficiencia energética del sistema, además se presenta una valoración técnica económica ambiental sobre los transformadores diagnosticados y el ahorro que representa para la empresa, así como las emisiones de CO<sub>2</sub> dejadas de emitir a la atmósfera.

### **Palabras Claves:**

Eficiencia energética, transformadores de distribución, termografía infrarroja, pérdidas

## **SYNTHESIS**

In the present work, reference is made to the evaluation of the impact of the distribution transformers in the Holguín municipality on the energy efficiency of the system, using the infrared thermography method, taking into account fundamentally the capacities of 10 and 75 kVA, which are the most used, both in the residential and rural sectors, with the aim of reaching conclusions on how the temperature behaves in these equipment in a state of operation. In the investigation, the infrared thermography method was applied to 366 transformers selected from random sampling, which allowed establishing the temperature ranges in these units. Based on criteria and mathematical models, the temperature of the hottest point was determined, as well as that of the oil, taking into account the thermal regime of the transformers' operation, the relative aging that allows establishing the useful life time under these conditions is evaluated. load. As a result, the evaluation of the transformation losses related to the load and its impact on the energy efficiency of the system is shown, in addition, an environmental technical economic assessment is presented on the diagnosed transformers and the savings it represents for the company, as well as the emissions of CO<sub>2</sub> stopped emitting into the atmosphere.

Keywords:

Energy efficiency, distribution transformers, infrared thermography, losses

## ÍNDICE

INTRODUCCIÓN .....	1
CAPÍTULO 1. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA.....	9
Introducción .....	9
1.1. Estado del arte sobre los transformadores de distribución, su estudio mediante la eficiencia y comportamiento de la temperatura .....	9
1.2. Fundamentación teórica.....	15
1.2.1. Definición de Potencias .....	20
1.2.2. Factor de potencia .....	22
1.2.3. Pérdidas de energía eléctrica .....	22
1.2.4. Energía eléctrica .....	24
1.3. Principio y funcionamiento del transformador .....	25
1.3.1. Pérdidas en transformadores, regulación de tensión y eficiencia .....	28
1.3.2. Aislamiento .....	32
1.3.3. Calentamiento.....	34
1.3.4. Régimen transitorio de temperatura.....	35
1.3.5. Vida útil del transformador .....	36
1.4. Teoría sobre el análisis termográfico .....	37
Conclusiones .....	40
En el capítulo se presenta las siguientes conclusiones: .....	40
CAPÍTULO 2. MATERIALES Y MÉTODOS .....	41
Introducción .....	41
2.1. Caracterización del objeto de estudio .....	41
2.2. Metodología seguida para el desarrollo del trabajo.....	43
2.2.1. Desarrollo de las tareas de la investigación.....	45
2.2.2. Metodología seguida para el desarrollo del trabajo de campo.....	47
2.2.3. Metodología seguida para el procesamiento de la información .....	48
2.2.4. Metodología seguida para la evaluación técnica económica y medioambiental .....	49
2.3. Instrumentos de medición utilizados .....	50
2.4. Evaluación de la cargabilidad y tiempo de vida útil de los transformadores ...	54
2.4.1. Evaluación del envejecimiento relativo del aislamiento .....	57

Conclusiones .....	57
CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN .....	58
Introducción .....	58
3.1. Resultados del análisis termográfico.....	58
3.1.2. Comportamiento de la carga en relación con la temperatura .....	61
3.2. Evaluación de las pérdidas por transformación y su impacto sobre la eficiencia del sistema.....	66
3.2.1. Evaluación de la temperatura de equilibrio en régimen nominal y carga de trabajo.....	69
3.3. Resultado de las pruebas realizada a los transformadores de distribución de 10 y 25 kVA.....	70
3.4. Resultados de la evaluación técnica económica.....	71
3.5. Resultados de la evaluación medioambiental .....	72
Conclusiones .....	73
CONCLUSIONES.....	74
RECOMENDACIONES .....	75
BIBLIOGRAFÍA .....	76

## **INTRODUCCIÓN**

La energía eléctrica se ha convertido en un símbolo de la modernidad y en el desarrollo de una nación, es un elemento fundamental en el desarrollo de la sociedad actual. Lograr una energía eficiente debe ser uno de los principales objetivos de los que la gestionan desde su generación. Esta energía representa uno de los factores fundamentales para que los otros sectores de un país sean competitivos.

El previsible agotamiento de los recursos de origen fósil y el cambio climático, como consecuencia de las emisiones de efecto invernadero, generan una serie de desafíos que trascienden a los actores individuales y los ámbitos nacionales, también exigen la búsqueda de soluciones comunes. En los países desarrollados, en los que el acceso a la electricidad está garantizado, los desafíos del sector tienen que ver con la calidad, coste e impacto ambiental de esta energía (manual energía y sociedad, 2020). En la actualidad, el papel del sistema energético, constituye una de las prioridades de la agenda científica, política, económica y social, dadas las amplias repercusiones que tiene sobre el conjunto del planeta. Precisamente, entre las metas planteadas por la Agenda 2030 se encuentran aumentar la proporción de energía renovable, duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética, multiplicar la cooperación internacional para facilitar el acceso a la investigación y a la tecnología relativas a la energía limpia, además de promover la inversión en infraestructuras energéticas y tecnologías limpias (Ramos, 2021).

En los países en vías de desarrollo, el acceso a fuentes modernas de energía para los 1400 millones de personas que carecen de ésta, constituye sin duda uno de los retos más importantes de la agenda internacional. Durante la última década, un mayor porcentaje de la población mundial obtuvo acceso a la electricidad; sin embargo, la cantidad de personas que no tienen electricidad en África, al sur del Sahara de hecho, aumentó (Global, 2021). En el 2019, el 90 por ciento de la población del planeta estaba conectado y alrededor de 759 millones de personas continuaron sin tener electricidad, y cerca de la mitad de ellas viven en zonas frágiles y afectadas por conflictos. A pesar del progreso acelerado de los últimos años, es poco probable que se alcance la meta de acceso universal para 2030 establecida en el ODS, lo que significa que aproximadamente 660 millones de personas no tendrán

electricidad, en especial si la pandemia de COVID-19 dificulta seriamente los esfuerzos de electrificación (Global, 2021).

Por su parte en América Latina y el Caribe, el panorama de la situación energética es diferente, la misma sólo contribuye con el 10 por ciento de la Generación eléctrica a nivel mundial, el 46 por ciento de esa contribución proviene de la producción, transformación, distribución y consumo de energía de los sectores donde se concentra la actividad económica de la región. La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) señala que el 75 por ciento de la energía eléctrica en la región es producida por fuentes renovables (Hernández, 2020). Algunos indicadores que permiten identificar la desigualdad en el acceso a la energía son el porcentaje de electrificación, y el uso y la calidad de los servicios energéticos en el hogar. Si bien se estima que en América Latina 98 por ciento de la población tiene acceso a la energía eléctrica, alrededor de un 10 por ciento es decir, 65 millones de personas aún no alcanzan a cubrir sus requerimientos energéticos básicos para una vida digna, es decir, viven en pobreza energética (Hernández, 2020). Estas disparidades se observan principalmente en poblaciones vulnerables de zonas urbanas marginales y rurales. En Haití, por ejemplo, 92 por ciento de la población depende de sistemas tradicionales de cocina leña y carbón vegetal.

Con el avance de la energía en el mundo las industrias fueron las más beneficiadas, pues gracias a la invención de los transformadores pudieron alimentar las máquinas encargadas de la producción. Su papel en el sector energético hizo posible la realización práctica y económica del transporte de energía eléctrica a grandes distancias, considerándose un elemento clave en el desarrollo de la electricidad, además de utilizarse en intemperie o interior para distribución de energía eléctrica en media tensión, aplicándose en zonas urbanas, industrias, minería, explotaciones petroleras, grandes centros comerciales y toda actividad que requiera la utilización intensiva de energía eléctrica. El aumento del consumo de energía, derivado del crecimiento económico y de la tendencia de satisfacer el mayor número de necesidades, hace cada vez más urgente integrar la eficiencia energética y las energías renovables en el mundo. La eficiencia energética ayuda a la detección y subsanación de sumideros de consumo desconocidos, ineficiencias energéticas,

eliminación de procesos redundantes, sustitución de viejos equipos que derrochan energía. Se puede definir como la capacidad de un equipo, instalación o proceso para realizar su función con el menor consumo energético posible. Además puede reducir los costos operativos, aumentar los flujos de caja, mejorar la productividad y proteger el medio ambiente (Almiral, 2009).

En Cuba el 95 por ciento de toda la electricidad que consumimos se produce con combustibles fósiles. Para cubrir la demanda de electricidad, la Unión Eléctrica (UNE) emplea, primero, los combustibles menos costosos, y va incorporando en el proceso de generación eléctrica todos los combustibles hasta llegar al diesel, el más caro”. El modelo energético actual, basado fundamentalmente en la utilización de los combustibles fósiles que es insostenible, se requiere entonces el ahorro de energía y el incremento de la eficiencia energética no solo por el aumento continuo de los precios de la energía, sino también por el deterioro ambiental causado por la producción y consumo de energía (Almiral, 2009).

Desde el 2014 Cuba aprobó una política para el desarrollo de las fuentes renovables de energías (FRE) hasta el 2030, con la meta de llegar al 24 por ciento de la generación de electricidad con fuentes limpias. Sin embargo, recientemente la Unión Nacional Eléctrica actualizó su programa y tiene previsto alcanzar un 37 por ciento. Hoy, la generación a partir de las FRE está cerca de un 5 por ciento del 37 pronosticada. De ellas, añadió, más del 90 es a través de la biomasa cañera y el uno corresponde la energía solar, pero en la eólica aún no existe en funcionamiento ninguno de los parques nuevos. En este sentido el papel de los transformadores de distribución en esta política es de gran necesidad teniendo en cuenta que para la eficiencia energética de un transformador de distribución se deben tener en cuenta los cálculos y parámetros de diseño dependiendo del tipo de transformador y los materiales empleados, a su vez seleccionar una potencia ideal para su funcionamiento de acuerdo a las necesidades energéticas que cubre, la misma se ha visto limitada con el tema recursos aunque el país cuenta con una fábrica de transformadores llamada “Latinos” donde se producen los mismos para luego ser utilizados en nuestras redes de distribución para brindar servicios a los clientes, en dependencia del voltaje primario, la calidad de esto no es la mejor debido a varios

problemas de materiales que no están al alcance, hoy es insuficiente el número de unidades lista para instalar, la demanda de cada provincia es muy alta a causa de que en los últimos años el número de transformadores dañado a crecido considerablemente aunque el país mantiene un índice aceptable de 1.94.

En el territorio holguinero se han desarrollado diversos estudios encaminados a lograr mayor eficiencia energética, fundamentalmente en los sectores del turismo y la agricultura para promover una mejor economía además de avanzar en el cambio de la matriz energética a fin de buscar mejor calidad de energía. Sin embargo los transformadores de distribución acompañado a esta política como se explicaba anteriormente no han avanzado, la provincia es la que más transformadores daña a nivel de país con un 3.03 de índice de unidades dañadas y el transformador que se recupera en la fábrica de manzanillo no tiene calidad necesaria, se ha detectado que al volver a colocarse a la red en su uso ocurren fallas incipientes y activas ambas de no ser solventado el problema de forma rápida y eficaz, pueden convertirse en una avería grave, estas son por sobrecalentamiento, sobre flujo magnético, sobrepresión y descargas parciales, además de estas están las activas que son las más conocidas que son los que ocurren de manera inesperada y necesitan ser solucionados rápidamente para evitar daños mayores. Teniendo en cuenta este escenario se plantea la siguiente:

### **Situación problemática**

En la provincia de Holguín, así como en el resto del país, los transformadores de distribución desempeñan un rol fundamental en los sistemas de distribución de energía eléctrica en cada municipio, por lo tanto, de la correcta selección y explotación de los mismos, depende en gran medida la calidad y fiabilidad del servicio que se presta a los clientes. Generalmente los sistemas de distribución municipales, aún tratándose de un municipio pequeño, cuentan con una gran cantidad de unidades transformadoras, lo que dificulta el monitoreo de las condiciones de explotación de estas máquinas, lo que a su vez conlleva a que muchas de ellas sufran averías producto de sobrecargas prolongadas y frecuentes que no se detectan a tiempo, por lo que se incrementan las pérdidas en el sistema con la consiguiente disminución de la eficiencia, así como que se acorta el período

de vida útil de muchos transformadores. Para enfrentar esta situación se realizan diferentes acciones, no obstante, en ninguna de ellas se ha evaluado lo suficiente el impacto de las condiciones de explotación, sobre la eficiencia energética del sistema y sus consecuencias técnico-económicas y medioambientales, de aquí surge el siguiente problema de investigación:

### **Problema científico**

Necesidad de evaluar el impacto de las condiciones de explotación de los transformadores de distribución en el municipio Holguín sobre la eficiencia energética del sistema.

### **Objetivo general**

Evaluar el impacto de las condiciones de explotación de los transformadores de distribución en el municipio Holguín sobre la eficiencia energética del sistema, mediante el empleo del análisis termográfico.

### **Objetivos específicos**

- 1.- Caracterizar las condiciones técnicas en que se encuentran operando los transformadores de distribución en el municipio Holguín, mediante el empleo del análisis termográfico y de técnicas de muestreo.
- 2.- Evaluar el comportamiento de las pérdidas de transformación en el sistema de distribución del municipio y el estado del período de vida útil de los transformadores, con la utilización de técnicas de muestreo.
- 3.- Evaluar desde el punto de vista técnico económico y medioambiental el impacto que puede obtenerse sobre la eficiencia del sistema, a partir del conocimiento acerca de las condiciones de explotación de los transformadores de distribución.

### **Objeto de estudio**

Transformadores de distribución en el sistema energético del municipio Holguín.

### **Campo de acción**

Influencia de las condiciones de explotación de los transformadores de distribución del municipio Holguín sobre la eficiencia energética del sistema.

### **Tareas de investigación**

1. Búsqueda bibliográfica sobre los temas

2. Selección de los transformadores a estudiar, mediante el empleo de técnicas de muestreo.
3. Corridas de mediciones en los transformadores seleccionados utilizando una cámara termográfica.
4. Procesamiento de la información.
5. Evaluación técnico económica y medioambiental de las operaciones.

### **Hipótesis**

Si son monitoreadas sistemáticamente, las condiciones de explotación de los transformadores de distribución en el municipio Holguín, mediante un análisis termográfico, entonces, se podrá evaluar el impacto de dichas condiciones sobre la eficiencia energética del sistema.

### **Factibilidad e importancia de la investigación**

La investigación es factible e importante, porque al evaluar el impacto de los transformadores de distribución sobre la eficiencia energética del sistema mediante el análisis termográfico, se puede mejorar en el índice de transformadores dañado del municipio Holguín, mediante un control de la temperatura que mejoraría la eficiencia del equipo, obteniendo una disminución de las pérdidas del sistema, por lo que aumentaría el tiempo de vida útil del transformador, brindando un mejor servicio a los clientes.

### **Métodos utilizados**

Para el desarrollo de la investigación se proponen los siguientes métodos:

#### **Métodos teóricos**

**Histórico-Lógico:** para conocer la evolución que ha tenido el comportamiento de los niveles de carga de los transformadores de distribución en distintas condiciones, para estudiar los conceptos básicos sobre el tema y los modelos matemáticos establecidos por los diferentes autores.

**Análisis-Síntesis:** que permita llegar a conclusiones concretas con respecto a la evaluación de los transformadores de distribución sobre la eficiencia energética del sistema municipio Holguín.

**Inducción y deducción:** analizar las condiciones de explotación que afectan la eficiencia de los transformadores de distribución, mediante el método de termografía infrarroja.

### **Métodos empíricos**

**Observación científica:** para evaluar el impacto de los transformadores de distribución sobre de la eficiencia energética, obtener el conocimiento de las condiciones de explotación, objeto de la investigación y acceder a la información directa e indirecta.

**Análisis documental:** para conocer el comportamiento estadístico de los transformadores dañados por el efecto de las cargas y el experimento para evaluar la cargabilidad de los transformadores utilizando el método de termografía infrarroja

**Aportes de la investigación:** el control de la temperatura en relación con la eficiencia energética del sistema, ofrece una reducción del número de transformadores dañado, lo que representaría menos gasto y menos afectación económica, para la empresa ahorrándole más de 20000 pesos, en dependencia del tiempo de vida útil del equipo, trayendo consigo una mejor calidad en el servicio brindado a los cliente y una disminución de los daños ambientales provocado por el deterioro del transformador.

La tesis parte de una introducción donde se refleja el comportamiento de la energía a escala medial, así como la eficiencia energética, mostrando el papel de los transformadores de distribución en el sistema energético y la situación problemática del municipio Holguín con respecto al tema. Un capítulo I, dedicado a la elaboración del marco teórico conceptual referente al estudio de los transformadores de distribución utilizando el método de termografía infrarroja, además de la parte teórica en ambos temas. En el capítulo II, se exponen los materiales y métodos empleados para el desarrollo del trabajo aplicando el método de muestreo y un Capítulo III donde se muestran los resultados sobre la evaluación del impacto de los transformadores sobre la eficiencia energética del sistema mediante el análisis termográfico, más el análisis técnico económico medio ambiental como resultado del trabajo; un cuerpo de conclusiones y recomendaciones derivadas de la investigación;

la bibliografía consultada y finalmente, un grupo de anexos de necesaria referencia, como complemento de los resultados expuestos.

## **CAPÍTULO 1. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA**

### **Introducción**

El presente capítulo tiene como objetivo, el estudio detallado de las principales investigaciones desarrolladas sobre los transformadores de distribución y su impacto sobre eficiencia energética del sistema, aplicando el método de termografía infrarroja. El análisis del tema se hace necesario para lograr darle solución al problema planteado en la investigación por la importancia que despeñan estos equipos en el desarrollo energético de un país.

### **1.1. Estado del arte sobre los transformadores de distribución, su estudio mediante la eficiencia y comportamiento de la temperatura**

Diversos autores han estudiado el tema de los transformadores de distribución en libros, revistas artículos y publicaciones por el papel que desarrollan en el sector energético, sin embargo en relación al tema de la investigación, está poco tratado en la literatura, con respecto a la relación entre la temperatura y a la eficiencia energética.

El primer transformador fue construido por Michael Faraday en 1831 (Braun, 1992) cuando realizaba los experimentos en los que descubrió el principio de inducción electromagnética. El aparato que utilizó estaba formado por un núcleo de acero en forma de anillo con dos conductores enrollados en él.

Hay muchos retos cuando se diseña un transformador, uno de los principales es el de fabricar transformadores con bajas pérdidas, este problema es crítico, porque con el aumento continuo del consumo global de energía eléctrica, existe la necesidad de mejorar la eficiencia de los transformadores (Patiño y Olivares, 2009). Los transformadores de baja eficiencia (alto nivel de pérdidas) afectan al medio ambiente, ya que requieren más generación de energía para suministrar mayores pérdidas (STAFF, 1981). Esto provoca más emisiones de dióxido de carbono, que contribuye al efecto invernadero.

La mejora en la eficiencia en los transformadores de distribución es muy importante, ya que se trata de una de las máquinas eléctricas más eficientes, pero dado que toda la energía eléctrica generada, pasa a través de ellos a lo largo de todo el proceso, es decir, desde la generación hasta su consumo, cualquier cambio en la eficiencia es

significativo y supone un gran cambio a nivel ambiental, energético y económico. Los transformadores con un alto nivel de pérdidas afectan al medio ambiente, ya que requieren mayores niveles de generación de energía para suministrar a las líneas de distribución mayores pérdidas (Olivares, 2009).

Según Targosz y otros en 2005, en un estudio realizado planteó la posibilidad de lograr una apreciable reducción de las pérdidas eléctricas con la utilización de los transformadores de alta eficiencia; pero dicho estudio no mencionó la posibilidad de lograr la reducción de las pérdidas en los transformadores de distribución.

El incremento de la eficiencia energética de un transformador está asociado comúnmente a la reducción de pérdidas, desde un punto de vista más amplio no sólo deben reducirse las pérdidas, sino optimizarlas para las características de la demanda a abastecer. Logrando así el diseño técnico y conocimiento más conveniente, que permita mejorar tanto la eficiencia del transformador, así como también, la de la red de distribución en su conjunto (Iglesias y Tanides, 2006). Por tanto, las pérdidas pueden ser reducidas mediante:

- a) las técnicas de fabricación y las tecnologías y materiales empleados;
- b) la optimización del diseño y
- c) buenas prácticas vinculadas a la operación y mantenimiento.

Relacionado con lo explicado anteriormente se plantean los siguientes criterios a considerar para la selección de transformadores, de manera que sean mínimas las pérdidas de energía eléctrica (Viego et al., 2007) la máxima eficiencia de un transformador totalmente cargado se logra sólo cuando las pérdidas a plena carga son iguales a las pérdidas en vacío, es decir, está en función de su diseño y el estado de carga. Para seleccionar un transformador que opere eficientemente es necesario estimar o conocer el comportamiento promedio de la carga en la instalación dada. Un transformador ligeramente cargado debe seleccionarse con una relación de pérdidas elevada.

Según Saldívar en el 2018, en su estudio sobre niveles de eficiencia en transformadores de distribución, en función del perfil de carga, propone definir la capacidad óptima de los transformadores en función del perfil de carga, las pérdidas asociadas y el costo inicial de los equipos y propone establecer métodos para

determinar la capacidad y la eficiencia requerida en los transformadores de distribución según su aplicación. Además estima los ahorros sustanciales si se adoptan regulaciones que establezcan mejores niveles de eficiencia en los transformadores de distribución instalados en las redes eléctricas de las compañías distribuidoras de energía.

Los autores citados han realizado un análisis profundo sobre la necesidad de explotación de los transformadores de distribución y la importancia que presenta el mismo sobre la eficiencia energética del sistema, en la disminución de las pérdidas, en la reducción de los costos y en la mejora significativa al medio ambiente.

La opinión del autor de la investigación es que todos los estudios analizados sirven como base para el desarrollo de la investigación porque explican cuáles son los niveles de eficiencia y pérdidas que debe alcanzar un transformador para trabajar de manera eficiente, sin embargo, no relacionan el calentamiento del transformador como una forma de afectación a la eficiencia del equipo, fundamentalmente la temperatura que si no se tiene el control de la misma afecta el funcionamiento eficiente del equipo y puede llevar a daños críticos.

Por su parte otros autores se han dedicado en sus investigaciones y estudios a analizar el comportamiento de la temperatura, utilizando la termografía infrarroja y han establecido metodología, modelos matemáticos y criterio, explicando la importancia que tiene mantener el control de esta variable.

Muchas fallas del transformador, en la etapa de pre-falla, están relacionadas con el calentamiento excesivo de sus partes y componentes y perfiles de temperatura no acordes al proceso físico que ocurre (Fiallo, 2001). Determinar la temperatura interna en el transformador es un poco complejo, debido a que es un sistema heterogéneo, constituido por diversos materiales, cada uno con diferentes conductividades térmicas (núcleo ferromagnético, aislamientos sólidos y líquidos, conductores, entre otros). Al analizar el calentamiento en el transformador, es importante determinar la temperatura en diversos puntos y en particular, en aquellos donde se alcanzan los valores máximos, como es el caso de los devanados y el aceite, para transformadores sumergidos en líquido refrigerante (Pérez y López, 2018).

Bodnar(1983) realiza un estudio sobre la capacidad de carga de transformadores de potencia con aislamiento en aceite, analizando los factores que atentan contra la vida útil de los transformadores entre los cuales se encuentra el régimen térmico de trabajo, presenta curvas estadísticas de cargabilidad admisible en función de las características del gráfico de carga y la temperatura ambiente y desarrolla los modelos matemáticos completos y simplificados para la evaluación del régimen térmico de trabajo.

El transformador es un equipo indispensable en los sistemas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Un fallo o irregularidad en dicho dispositivo puede comprometer el funcionamiento de todo el sistema, lo que generaría altos costos no solo por la reparación y reemplazo de los equipos afectados, sino por la demanda que deja de ser atendida y las penalizaciones por la interrupción del servicio (Susa, 2006). Debido a lo anterior, es importante conocer y predecir el estado operativo del transformador, teniendo en cuenta que en él existen muchos factores que causan deterioro en su aislamiento y que influyen en el efecto acumulativo de la temperatura en un determinado tiempo (Santisteban et al., 2017; Biçen et al., 2011). La temperatura de punto caliente es uno de los parámetros más críticos cuando se definen las condiciones térmicas de un transformador (Tang y Wu, 2011; Daghrah et al., 2016), debido a que es uno de los factores que afectan directamente la degradación de sus aislamientos y por ende la vida útil del mismo (Cerón et al., 2015). En consecuencia, la temperatura es una variable que debe permanecer controlada durante la operación de un transformador (Del Vecchio et al., 2010). Con el crecimiento de la demanda eléctrica, y con el fin de satisfacer la misma, se incrementa la carga de los transformadores por encima de su capacidad nominal, lo cual implica que se rebase el límite de temperatura de operación, lo cual puede afectar al material dieléctrico del transformador (Takami et al., 2007; Taheri et al., 2008).

Mustelier (2008) explica las curvas de daño térmico en los transformadores de distribución haciendo un análisis de la influencia del calentamiento de los transformadores en la duración de su vida útil, analiza el efecto del calentamiento provocado por las fallas, como cortocircuitos externos y sobrecargas intensas de

corta duración, con el objetivo de establecer las curvas de daño de los transformadores, sin embargo no aborda el tema de las sobrecargas mantenidas por periodos prolongados.

Gómez (2010) evalúa el impacto que producen las variaciones en las magnitudes físicas de los devanados, sujetadores y núcleo de un transformador, en las intensidades de estos esfuerzos, pretendiendo ser útil como herramienta para la toma de decisiones, aborda el régimen térmico de los transformadores en condiciones de corto circuito sin profundizar en dichas condiciones en régimen normal de funcionamiento.

Martínez y otros (2019) en su artículo presenta una evaluación de los principales modelos térmicos de transformadores considerando el número de datos de entrada requeridos y la confiabilidad de los datos de salida de cada modelo. Además, presentan un breve análisis del comportamiento térmico del transformador basado en la temperatura del punto caliente. Luego, se describe una validación experimental de los modelos térmicos realizada en dos transformadores de distribución inmersos en aceite vegetal, simulando un perfil de carga en periodos específicos.

Guardiola y Pérez (2021) presentan un artículo donde evalúan una metodología para obtener las características de temperatura del transformador de distribución a partir del gráfico de carga y obtener el máximo de vida del transformador en función de la temperatura y la carga, y establecer los criterios de la máxima temperatura de trabajo del transformador que requiera especial atención para garantizar el máximo de vida de trabajo del transformador. Este estudio se hizo utilizando el método de termografía infrarroja y fue aplicado en el circuito tres de la ciudad de Holguín.

Es importante destacar que con el fin de reducir el número de transformadores dañados y buscar las causas que provocan el deterioro de este indicador, en Cuba y en la provincia se han hecho estudios en diferentes años relacionados con el tema, buscando garantizar la eficiencia de estos equipos, para obtener menores pérdidas del sistema, lograr mejor eficiencia energética y aumentar el tiempo de vida útil del transformador.

Terrero (2001); realiza un análisis sobre las fallas de transformadores de distribución en Cuba y en este trabajo se reconoce la sobrecarga como una de las causas más

frecuentes de daños de transformadores, enunciándose las principales consecuencias y formas de reconocimiento de esta causa por el examen físico del transformador, no profundiza en el régimen de trabajo ni en las estadísticas de este tipo de daño.

Relacionado con el tema Pérez y Reyes en los años 2003, 2006 presentan un estudio de transformadores dañados en la provincia Holguín y en este trabajo se hace un análisis del comportamiento de los transformadores dañados durante cuatro años, se llega a la conclusión de que el incremento de la carga del sector residencial a partir de los cambios en los hábitos de consumo introducidos por la revolución energética constituyen un factor importante en el incremento de los transformadores dañados durante el año 2006, identifica los transformadores de menor potencia como los transformadores más vulnerables ante el incremento de las cargas del sector residencial así como la influencia del incremento de las cargas en la intensificación del daño por otras causas.

Reyes (2011) en su tesis de maestría desarrolló un modelo matemático que le permitió evaluar tanto la temperatura del punto más caliente, como la del aceite durante todo el período de estudio y sobre la base del régimen térmico de funcionamiento de los transformadores, evaluando el envejecimiento relativo que permitió establecer el tiempo de vida útil bajo estas condiciones de carga. Arribando a la conclusión que el 19 por ciento de los transformadores de 10 y 15 kVA están sometidos a regímenes de trabajo que acortan su vida útil o pueden ocasionar daños a muy corto plazo lo que explica la incidencia de daños de transformadores de estas potencias.

Este trabajo guarda relación con el tema de la investigación ya que mostró el camino en parte, para reducir el número de transformadores dañados del municipio, en las potencias mencionadas anteriormente, pero le faltó tener en cuenta los transformadores de otras potencias que hoy también se dañan en igual proporciones que la muestra analizada, además no se realizó una valoración técnica económica medioambiental que mostrara el aporte que obtenía la empresa en aquel momento. En general las bibliografías analizadas, permitirán evaluar el impacto de los transformadores de distribución, sobre la eficiencia energética del sistema, y lo que

se logra mediante un correcto control de la temperatura, que permita mantener la eficiencia del equipo y a su vez la reducción de pérdidas del sistema, trayendo consigo, aportes técnicos económicos y medioambientales.

## 1.2. Fundamentación teórica

Un transformador eléctrico es una máquina estática, que se basa en el principio de la inducción electromagnética entre bobinas estacionarias, enlazadas por un campo magnético variable, con el fin de cambiar niveles de tensión y corriente a igual frecuencia. Excepto en los autotransformadores, no existe conexión física directa entre bobinas (Pérez y López, 2018).

El transformador es una máquina electromagnética estática sin partes móviles, de corriente alterna, que es capaz de transmitir una potencia eléctrica de un devanado a otro, eléctricamente independientes, pero unidos mediante un circuito magnético, de esta manera se pueden modificar las magnitudes eléctricas de tensión, con el fin de tomar los valores necesarios para su utilización (STAFF, 1981).

Está compuesto por un circuito eléctrico y un circuito magnético. En su forma más simple, el circuito eléctrico está integrado por dos bobinas o devanados aislados eléctricamente, uno que recibe la energía de la fuente y se denomina primario y otro que entrega la energía ya modificada y se denomina secundario. El circuito magnético lo forma el núcleo de acero laminado que enlaza ambos devanados.

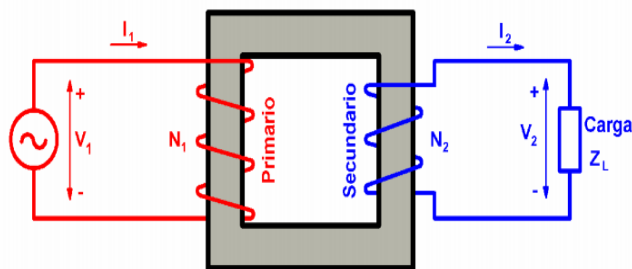


Figura 1.1 Circuito electromagnético del transformador. Fuente Rodríguez, 2012.

Los transformadores son básicamente, circuitos magnéticos con dos bobinas que convierten energía eléctrica de un nivel de tensión y corriente a otro nivel de tensión y corriente diferente, gracias al distinto número de vueltas de cada uno de los devanados y al flujo común, variable en el tiempo, que ambos enlazan. Estas características lo hacen indispensable en aplicaciones de transmisión y distribución de energía eléctrica en corriente alterna. El transformador de dos devanados se

denomina monofásico, y es el más elemental. En circuitos de potencia trifásicos se usan bancos de tres transformadores monofásicos o bien transformadores trifásicos (Pérez y López, 2018).

El transformador recibe diferentes nombres en función de la magnitud de la tensión que transforma, es decir, si es mayor en el primario que en el secundario o viceversa. Si la tensión del primario es mayor que la tensión del secundario, entonces decimos que se trata de un transformador reductor, pero si, por el contrario, ocurre que la tensión del secundario es mayor que la tensión del primario entonces se trata de un transformador elevador.

Los tipos de transformadores son según su aplicación: Transformadores de potencia, de protección, de distribución, de comunicación y de medida; según el sistema de tensión: Monofásico, trifásico; según relación de la tensión del primario y el secundario: Elevador y reductor; según el medio: Interior y exterior; y según el elemento refrigerante: Seco y en aceite.

#### Transformadores de potencia

Se utilizan para sub transmisión y transmisión de energía eléctrica en alta y media tensión. Son de aplicación en subestaciones transformadoras, centrales de generación y en grandes usuarios. Se construyen en potencias normalizadas desde 1,25 hasta 20 MVA, en tensiones de 13.2, 33, 66 y 132 kV y frecuencias de 50 y 60 Hz.

Un transformador de distribución es un elemento estático que transfiere energía de un circuito de distribución primario a un circuito de distribución secundario, en donde el circuito secundario es el consumidor de energía. Los transformadores se manufacturan en diferentes capacidades y configuraciones dependiendo de su aplicación particular dentro del sistema de distribución y transmisión de energía.

#### Transformadores de distribución

Se denomina transformadores de distribución, generalmente los transformadores de potencias iguales o inferiores a 500 kVA y de tensiones iguales o inferiores a 67 000 V, tanto monofásicos como trifásicos. Aunque la mayoría de tales unidades están proyectadas para montaje sobre postes, algunos de los tamaños de potencia superiores, por encima de las clases de 18 kV, se construyen para montaje en

estaciones o en plataformas. Las aplicaciones típicas son para alimentar a granjas, residencias, edificios o almacenes públicos, talleres y centros comerciales.

El transformador es uno de los dispositivos eléctricos más utilizados, fundamentalmente en relación con la transmisión y distribución de la energía eléctrica. La transportación de la energía eléctrica a grandes distancias requiere de tensiones elevadas para lograr una alta eficiencia. No obstante, es necesario reducir considerablemente tales niveles de tensiones a magnitudes que permitan su utilización práctica sin que exista riesgo para la vida de los consumidores. En varias ocasiones no se dispone de un transformador trifásico o no se justifica su uso y para el servicio trifásico se emplean tres transformadores monofásicos que pueden ser de iguales o diferentes características. El continuo crecimiento de las cargas que demandan energía eléctrica para su operación, impone la necesidad de incrementar ininterrumpidamente el suministro de dicha energía. La reducción final de la tensión a los valores de utilización para el consumo residencial se lleva a cabo mediante los transformadores de distribución, los que tienen relativamente poca potencia (5, 10, 50, 75 y 100 kVA) y se conectan a líneas de distribución primaria (4.16 ó 13.2 kV), mientras por el lado de baja son generalmente de 240V. Para los transformadores de distribución monofásicos el lado de baja tiene una conexión central de la cual se obtiene 120V.

Existen varios tipos de transformadores de distribución pero estos se clasifican por el medio empleado para el aislamiento y el enfriamiento según esta clasificación puede ser seca o sumergida en aceite.

Los transformadores sumergidos en aceite son generalmente usados en instalaciones aéreas en postes, subestaciones de distribución y en subestaciones exclusivas para determinados usuarios industriales.

Dentro de los sumergidos en aceite están los monofásicos y trifásicos. De los monofásicos debemos decir que constan de núcleo y bobinas montados, de manera segura en un tanque cargado con aceite; llevan hacia fuera las terminales necesarias que pasan a través de bujes apropiados. Los bushing de alta tensión pueden ser dos, pero lo más común es usar un solo bushing además de un terminal de tierra en la pared del tanque conectada al extremo de tierra del devanado de alta tensión para

usarse en circuitos de varias tierras. El tipo convencional incluye solo la estructura básica del transformador sin equipo de protección alguna. La protección deseada por sobre tensión, sobrecarga y cortocircuito se obtiene usando pararrayos e interrupciones primarias de fusibles montados separadamente en el poste o en la cruceta muy cerca del transformador. La interrupción primaria del fusible proporciona un medio para detectar a simple vista los fusibles quemados en el sistema primario, y sirve también para sacar el transformador de la línea de alta tensión, ya sea manual, cuando así se desee, o automáticamente en el caso de falla interna de las bobinas (Rodríguez, 2012).

Dentro de los transformadores, atendiendo a su uso, existen varios tipos.

Los de potencias para la transmisión y distribución de la energía eléctrica.

Los que sirven para transformar tensiones en límites relativamente moderados, para unir sistemas energéticos de diferentes tensiones, para el arranque de motores de corrientes alterna.

Los que sirven para alimentar instalaciones con convertidores estáticos.

Transformadores de potencia con fines especiales.

Transformadores de medida para medir la corriente y la tensión al conectarse en los circuitos de los aparatos medidores.

Los Transformadores también se clasifican según su núcleo en:

Transformadores de columnas: en los cuales los devanados envuelven las columnas del núcleo.

Transformadores acorazados: el cual tiene un núcleo magnético de tres columnas, teniendo la columna central doble sección que las otras columnas y que los yugos. Los dos devanados se bobinan sobre la columna central, uno sobre el otro y con una capa aislante intermedia. Al estar los devanados más rodeados del hierro del núcleo magnético, se consigue en los transformadores acorazados que los flujos de dispersión sean menores que en los de columnas (Rodríguez, 2012).

El sistema de potencia eléctrico está compuesto por una zona de generación, por una zona de transmisión y por sistemas de distribución; en cada una de ellas el transformador tiene un rol clave, puesto que ajusta los niveles de tensión adecuados para la operación de cada una de las mismas. Los transformadores permiten manejar

las tensiones y corrientes de una red eléctrica de tal manera que podamos elevar y reducir los parámetros de ésta con el objetivo de que sean los más adecuados y económicos.

Es importante mencionar que la transmisión de la energía eléctrica desde el punto donde se produce (centrales eléctricas) hasta donde se encuentran los diferentes puntos de consumo es mucho más económica cuanto más se eleva el valor de la tensión de las líneas, pues con ello el valor de la corriente es menor y así es posible reducir la sección de los conductores por la que ésta circula. De esta forma podemos decir que los transformadores se disponen en una red eléctrica conforme a la necesidad para optimizar el transporte de la energía: de igual manera aumentan la tensión y disminuyen la corriente para transportar la energía eléctrica a grandes distancias, como disminuyen la tensión y aumentan la corriente para que puedan ser utilizadas por los aparatos eléctricos localizados en las instalaciones del usuario final. Generalmente el proceso de reducción de tensión es hecho en varios pasos, utilizando en las últimas etapas transformadores pequeños, llamados transformadores de distribución, utilizados para reducir la tensión al final del proceso. Este tipo de transformadores pueden ser montados en postes o en bases de concreto para distribución subterránea; es importante mencionar que se requieren diferentes diseños dependiendo de su aplicación.

Las normas para transformadores cuando hablan de potencia nominal se refieren a una potencia que es el producto de la corriente por la tensión en vacío. La potencia nominal es por lo tanto una “potencia aparente” que es la misma, ya sea que se considere el devanado primario o el devanado secundario. La razón de esta definición que es sólo convencional se debe al hecho de que se caracteriza a la máquina desde el punto de vista del dimensionamiento.

Magnitudes nominales de los transformadores: potencia, tensión, corriente, frecuencia, están enmarcados en la placa de característica que debe estar situada en un lugar de libre acceso.

La potencia nominal del transformador es la potencia en los bornes del devanado secundario, que indica en la placa los kilovoltampere [kVA].

La tensión primaria nominal indica si el devanado primario tiene derivaciones, esta se indica especialmente. La tensión secundaria nominal es la tensión en el secundario del transformador y ésta también se marca especialmente en la placa del transformador (Rodríguez, 2012.)

Las corrientes primarias y secundarias del transformador son las indicadas en la placa de características y calculadas por los correspondientes valores de la potencia nominal y las tensiones nominales y se calcula por la siguiente fórmula para transformadores monofásicos.

$$I = S/U \quad (1.1)$$

Donde:

I – Intensidad de la corriente (A)

S – Potencia aparente (kVA)

U – Tensión (V)

### **1.2.1. Definición de Potencias**

La potencia compleja: (cuya magnitud se conoce como potencia aparente) de un circuito eléctrico de corriente alterna, es la suma (vectorial) de la potencia que disipa dicho circuito y se transforma en calor o trabajo (conocida como potencia promedio, activa o real) y la potencia utilizada para la formación de los campos eléctrico y magnético de sus componentes que fluctuará entre estos componentes y la fuente de energía (conocida como potencia reactiva). Esta potencia no es la realmente "útil", salvo cuando el factor de potencia es la unidad ( $\cos \varphi=1$ ), y señala que la red de alimentación de un circuito no sólo ha de satisfacer la energía consumida por los elementos resistivos, sino que también ha de contarse con la que van a "almacenar" las bobinas y condensadores. Se la designa con la letra S y se mide en voltampere (VA) (la potencia activa se mide en watt (W), y la reactiva se mide en voltampere reactivo (VAr).

Definimos como potencia aparente al producto tensión por el conjugado de la corriente toda la ecuación en forma compleja.

$$\bar{S} = \bar{U} \cdot \bar{I} \quad (1.2)$$

Donde:

S – Potencia aparente (kVA)

U – Tensión (V)

I – Intensidad de la corriente (A)

Potencia activa: es la potencia que representa la capacidad de un circuito para realizar un proceso de transformación de la energía eléctrica en trabajo. Los diferentes dispositivos eléctricos existentes convierten la energía eléctrica en otras formas de energía tales como: mecánica, lumínica, térmica, química, etc. Esta potencia es, por lo tanto, la realmente consumida por los circuitos. Cuando se habla de demanda eléctrica, es esta potencia la que se utiliza para determinar dicha demanda. Esta potencia la definimos como potencia real o activa que es aquella potencia que es absorbida por una carga resistiva, tomando los valores eficaces de tensión y corriente:

$$P = U \cdot I \cdot \cos\varphi \quad (1.3)$$

Donde:

P–Potencia activa (W)

U – Tensión (V)

I –Intensidad de la corriente (A)

$\cos\varphi$ – Factor de potencia

Potencia reactiva: Esta potencia no tiene tampoco el carácter realmente de ser consumida y sólo aparecerá cuando existan bobinas o condensadores en los circuitos. La potencia reactiva tiene un valor medio nulo, por lo que no produce trabajo necesario, (no produce watt), se mide en voltiamperios reactivos (VAr) y se designa con la letra Q.

$$Q = U \cdot I \cdot \text{Sen}\varphi \quad (1.4)$$

Donde:

Q – Potencia reactiva (var)

U – Tensión (V)

I –Intensidad de la corriente (A)

$\text{Sen}\varphi$ - Factor de potencia

### 1.2.2. Factor de potencia

A la energía aprovechada en los equipos se le conoce como “energía útil” o “potencia activa”, mientras que a la energía perdida se conoce como “potencia reactiva”. El factor de potencia es la relación existente entre la energía absorbida y la energía útil neta obtenida.

Se define factor de potencia, FP, de un circuito de corriente alterna, como la relación entre la potencia activa, P, y la potencia aparente, S, o bien como el coseno del ángulo que forman los fasores de la intensidad y la tensión, designándose en este caso como  $\cos\varphi$ , siendo  $\varphi$  el valor de dicho ángulo. De acuerdo con el triángulo de potencias

$$\cos\varphi = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{3} * U * I} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \cos(\tan^{-1}(Q/P)) \quad (1.5)$$

Es un indicador del correcto aprovechamiento de la energía eléctrica.

Aunque el factor de potencia ideal es el que más cercano este a uno, no es aconsejable compensar a más de 0.95, por problemas de sobrecompensación en un momento dado. Cabe destacar que un factor de potencia de 0.9 está entre los límites permisibles por la empresa eléctrica para no ser penalizado, aunque con este valor tampoco será bonificada el cliente, un buen factor de potencia es el que oscila entre 0.92 y 0.95, pues no existirá sobrecompensación de reactivos en la red y la empresa será bonificada por la empresa eléctrica.

El factor de potencia es una medida de la eficiencia o rendimiento de nuestro sistema eléctrico. Este indicador mide el aprovechamiento de la energía (la cantidad requerida para transformar en trabajo).

### 1.2.3. Pérdidas de energía eléctrica

En los distintos componentes de la red eléctrica se producen, en condiciones normales de funcionamiento, pérdidas técnicas. La economía de la red eléctrica está ligada a su dimensionamiento y a su operación y en particular a las pérdidas que en ella se producen.

Las pérdidas representan un serio problema que se refleja en deficiencias operativas de las Empresas de Distribución, las que ocasionan mayores costos internos que producen un serio impacto sobre las tarifas eléctricas y sobre la economía de las empresas.

Las pérdidas de energía equivalen a la diferencia entre la energía comprada y la energía vendida y pueden clasificarse como pérdidas no técnicas o comerciales (comúnmente llamadas pérdidas negras) y pérdidas técnicas. No toda la energía eléctrica que se produce, se vende y se factura. Por lo tanto todas las empresas suministradoras del servicio de electricidad registran pérdidas en la energía que generan y tienen disponible para su venta. Es decir, una proporción de la energía se queda por ahí. Los aparatos de medición no lo contabilizan como entregado a los usuarios y por lo tanto, no puede ser objeto de cobro. Por lo tanto, las pérdidas no técnicas no constituyen una pérdida real de energía, ésta es utilizada por algún usuario que es cliente o no, de la empresa distribuidora la misma que solo recibe parte o ninguna retribución por la prestación del servicio.

Las pérdidas técnicas constituyen una parte de la energía que no es aprovechada y que el sistema requiere para su operación, es decir, es la energía que se pierde en los diferentes equipos, redes y elementos que forman parte del sistema de distribución y que sirven para conducir y transformar la electricidad y pueden ser determinados por métodos mesurables y analíticos con las herramientas que dispone la empresa distribuidora, sean éstas hardware, software, instrumentos de medición, otros. Representan la energía que se pierde durante la transmisión dentro de la red y la distribución como consecuencia de un calentamiento natural de los conductores que transportan la electricidad desde las plantas generadoras.

Las pérdidas se deben en general a las condiciones propias de las instalaciones. Están provocadas por la circulación de corriente eléctrica a través de las redes de distribución. Su magnitud depende entonces de las características de las redes y de la carga a que éstas se ven exigidas (Smolenski, 1990).

Para las pérdidas técnicas de energía se tiene la expresión

$$LTP = \sum_{j=1}^{Nd} \cdot \sum_{k=1}^{24} P_{jk} \quad (1.6)$$

Donde:

LTP Pérdidas técnicas de energía en circuitos primarios (kWh)

WPjk Pérdidas técnicas en circuitos primarios para un día j y una hora k (kW)

Nd Número de días del estudio considerado

k Contador de horas

j Contador de días

Las pérdidas totales: se calculan del balance de energía del sistema. La precisión y exactitud en el balance de la energía y valor de las pérdidas depende de la fidelidad de las mediciones y las lecturas, para lo cual a fin de establecer estas condiciones se efectuarán balances mensuales para el último año es decir de los últimos 12 meses, con lo que se denomina “promedio móvil”. Esa diferencia es la suma de las pérdidas técnicas más las pérdidas no técnicas.

Las pérdidas en los sistemas de distribución: representan las diferencias entre la medida de las cantidades de energía suministrada en un período determinado o establecido para el estudio, y la energía registrada por la empresa distribuidora en el mismo período.

Pérdidas de potencia y energía: En los componentes dentro de su sistema ya sean estos conductores, transformadores, etc., mediante flujos de potencia se obtiene la magnitud de las pérdidas debido a la resistencia de los componentes eléctricos, estas pérdidas no pueden ser eliminadas del todo, pero si pueden ser minimizadas mediante estudios de ingeniería. Estas pérdidas sumadas en un instante de tiempo, son denominadas pérdidas de potencia y son expresadas en kW. Las pérdidas de potencia durante un periodo son pérdidas de energía y se expresan en kWh.

Consumo de energía: energía eléctrica utilizada por toda o por una parte de una instalación durante un período determinado, medición en función del tiempo.

#### **1.2.4. Energía eléctrica**

Se define como el trabajo que puede realizar una potencia eléctrica dada en un tiempo dado. Por lo tanto, la energía se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$E = P \cdot t \quad (1.7)$$

Donde:

E=Energía (kWh)

t= Tiempo (horas)

La energía eléctrica se mide en joule (J), sin embargo, en el campo de la electricidad se suele utilizar los kWh. La cuantificación se efectúa normalmente mediante los contadores de energía.

Estas se encuentran relacionadas con las corrientes que circulan por los elementos del sistema y su magnitud es proporcional al cuadrado de la corriente, son las conocidas como pérdidas resistivas.

$$P_{ed}=I^2 \cdot R \quad (1.8)$$

Donde:

$P_{ed}$  = Pérdidas en el elemento del sistema (W)

$I$  = Corriente por el elemento (A)

$R$  = Resistencia del elemento ( $\Omega$ )

### 1.3. Principio y funcionamiento del transformador

El principio de funcionamiento del transformador, del generador eléctrico y de otros dispositivos se basa en la ley de inducción electromagnética descubierta casi y de forma independiente por Michael Faraday y Joseph Henry en 1830 (Pérez y López, 2018).

El funcionamiento del transformador se basa en la Ley de inducción de Faraday, de manera que un circuito eléctrico influye sobre el otro a través del flujo generado en el circuito magnético, teniendo en cuenta los fenómenos de inducción electromagnética producción de f.e.m. por variación de flujo en un circuito estático o por corte de flujo en un circuito en movimiento.

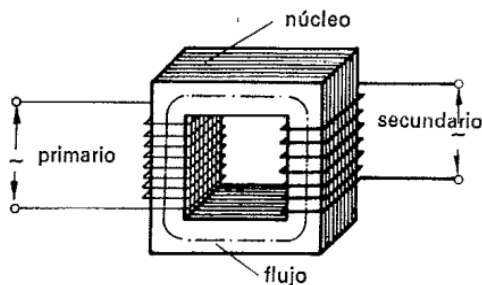


Figura 1.2 principio y funcionamiento del transformador. Fuente: Pérez y López, 2018.

Al conectar el devanado primario a una corriente alterna, se establece un flujo magnético alterno dentro del núcleo. Este flujo atraviesa el devanado secundario induciendo una fuerza electromotriz en el devanado secundario. A su vez, al circular corriente alterna en el secundario, se contrarresta el flujo magnético, induciendo sobre el primario una fuerza contra electromotriz.

Un transformador está constituido por dos circuitos eléctricos acoplados mediante un circuito magnético.

Los devanados o bobinas de los transformadores se construyen con material conductor de cobre o aluminio, del tipo circular, rectangular o en láminas de fleje. La selección de uno u otro depende del diseño, el cual está directamente ligado a consideraciones técnicas y económicas. Por ejemplo, para el caso de un transformador reductor de distribución, debido a que la bobina de baja tensión maneja un mayor nivel de corriente, se suele emplear fleje (láminas de cobre no esmaltadas), el cual permite disponer de una mayor área para conseguir una densidad de corriente determinada, en comparación con la utilización de alambre circular, que requeriría de más de un conductor en paralelo, para conseguir la misma densidad de corriente. Respecto a la forma de la sección transversal de los devanados, se encuentra la rectangular para niveles de distribución y baja potencia y la circular para altas potencias. La disposición de las bobinas respecto al núcleo puede ser en forma concéntrica o alternada. Debido a que los devanados deben estar aislados entre sí y respecto a otras partes del transformador (tanque y núcleo), se emplean materiales aislantes en su fabricación como el barniz en los conductores esmaltados de sección circular y/o rectangular y papel o cartón, para aislar entre capas de la misma bobina, entre bobinas y entre éstas y el núcleo.

Un transformador elemental está formado por un núcleo de chapas magnéticas, al que rodean los devanados primario y secundario. Al conectar el devanado primario a una red de corriente alterna., se establece un flujo alterno en el circuito magnético que, a su vez, inducirá las ff.ee.mm.  $E_1$  y  $E_2$ , en los dos devanados del transformador.

Los fenómenos electromagnéticos que se presentan en el transformador se pueden considerar de acuerdo a su condición de operación; si se encuentra en vacío o en funcionamiento bajo carga.

Funcionamiento en vacío

En caso de aplicar una tensión alterna  $U_1$  a los terminales del primario del transformador cuando no tiene carga en el secundario, fluye una corriente alterna en el arrollamiento primario que establece un flujo magnético inicial, variante con el

tiempo, que a su vez induce una tensión en el arrollamiento secundario U2, como lo muestra la figura 1.3. En este caso, si no se consideran flujos de dispersión en este sistema todo el flujo se confina en el núcleo.

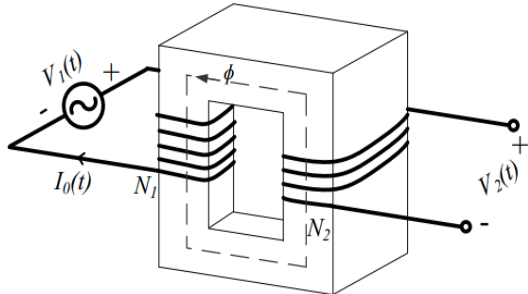


Figura 1.3 transformador en condiciones de vacío. Fuente: Pérez y López, 2018.

Aun cuando el transformador se encuentra sin carga y la corriente circulante en el devanado energizado es muy pequeña, ocurren pérdidas en el núcleo, las cuales se componen en pérdidas por histéresis y por corrientes parásitas o Eddy.

La corriente que fluye en las condiciones anteriormente expuestas, se denomina de vacío o excitación  $I_0$  y su forma de onda aproximada está dada por la figura 1.4.

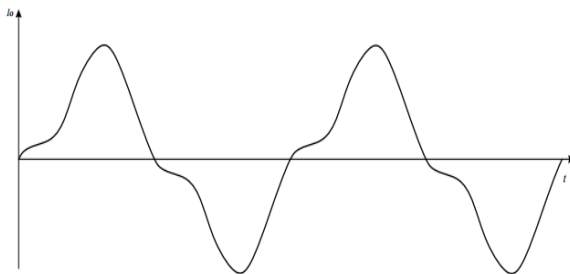


Figura1.4 Forma de Onda de la corriente en vacío. Fuente: Pérez y López, 2018.

Debido a la histéresis presentada en el material, la corriente de excitación es no sinusoidal y considerablemente distorsionada. El contenido de armónicos de  $I_0$  aumenta si la excitación aumenta, especialmente cuando el núcleo llega a la saturación. Esta forma de onda se puede obtener a partir de la onda de la tensión, el flujo sinusoidal y el ciclo de histéresis del material.

La corriente de excitación debe suplir las siguientes pérdidas:

- a) Pérdidas en el núcleo (histéresis y corrientes de Eddy)
- b) Una pequeña cantidad de pérdidas en el cobre del devanado.

La corriente de vacío desempeña un papel importante en la etapa de diseño del transformador, debido a que modela el valor de las pérdidas en el núcleo.

## Funcionamiento con carga

Cuando se conecta una carga al secundario, circula una corriente  $I_2$  cuya magnitud corresponde a la tensión secundaria dividido entre la impedancia de la carga. Sin embargo, la corriente que fluye en la bobina secundaria tiende a producir su propio flujo en el núcleo que se resta con el flujo inducido por el primario. Es entonces cuando el circuito primario incrementa su corriente al valor necesario  $I_1$ , para mantener el flujo de la bobina primaria a un valor que resulte suficiente para inducir la tensión en el primario. En consecuencia, la bobina primaria realmente sensible a la corriente que fluye en el secundario, tiende a cambiar el flujo del núcleo, permitiendo que fluya la corriente primaria. En cantidades suficientes para mantener en su valor original el flujo de la bobina primaria.

La corriente del primario aumenta entonces hasta que excede a la del secundario en magnitud tal que la diferencia en amperio-vueltas es capaz de mantener el mismo flujo magnético. Existe todavía un cuádruple equilibrio; los amperios-vueltas del primario exceden a las del secundario en cantidad tal, que la diferencia entre ambos hará pasar por el núcleo un flujo magnético para inducir suficiente tensión en el primario (con la caída de la tensión que corresponde a la resistencia óhmica en el primario), para equilibrar la tensión aplicada. Este equilibrio explica la razón de por qué un transformador recibe corriente primaria adicional sólo cuando el secundario está conectado a una carga.

### **1.3.1. Pérdidas en transformadores, regulación de tensión y eficiencia**

Las pérdidas en el transformador se presentan específicamente en el núcleo y en los devanados. Las pérdidas en el núcleo se conocen como pérdidas "en vacío" ó "sin carga", ya que siempre están presentes mientras esté energizado el transformador, sin importar si hay o no carga conectada a él. Las pérdidas en el núcleo dependen varios factores, entre ellos: la composición del material, particularmente del contenido de silicio, de la frecuencia, del espesor del material, de los tipos de juntas empleados en la construcción del núcleo, de los entrehierros y de la densidad máxima del flujo, entre otros. En forma aproximada se considera que las pérdidas en el núcleo, representan un 1 por ciento de la potencia nominal del transformador (Haidar y Al-Dabbagh, 2013).

Las pérdidas por corrientes de Eddy o de Foucault se deben a las corrientes que circulan por el interior del material magnético, como consecuencia del campo magnético que lo atraviesa. Según la ley de Lenz, al existir una trayectoria cerrada, circulan corrientes que establecen un flujo contrario al que las crea y que generan pérdidas por calentamiento.

Por su parte, las pérdidas por histéresis se presentan debido a la continua reorientación de los dominios magnéticos del material, ante la presencia del campo magnético variable y se manifiestan en forma de calor.

Las pérdidas en los devanados las corrientes fluyen por los devanados elaborados en material conductor. Estos a su vez presentan resistencia al paso de la corriente y se producen pérdidas en el cobre o pérdidas de carga. Estas corrientes producen caídas de tensión que modifican ligeramente la relación de transformación.

Las pérdidas por flujo de dispersión el carácter magnéticamente opuesto de las corrientes en los devanados y la permeabilidad finita del material del circuito magnético, hacen que algo del flujo magnético salga del núcleo y se disperse a través del aire. Este flujo se denomina flujo de dispersión, que a su vez provoca pérdidas adicionales y pueden representar entre un 3 por ciento a un 20 por ciento de las pérdidas totales del transformador.

Estos flujos de dispersión, tanto en el primario como en el secundario, se pueden representar en el circuito equivalente del transformador como reactancias de dispersión  $X_1$  y  $X_2$ .

Las Pérdidas en el cobre son pérdidas por resistencias en las bobinas primaria y secundaria del transformador. Ellas son proporcionales al cuadrado de la corriente de dichas bobinas.

Las pérdidas en el hierro de los transformadores no son proporcionales a la intensidad que circule por los devanados de los mismos, son constantes e independientes del valor de potencia eléctrica transformada. Esta independencia de la carga, hace que un transformador tenga las mismas pérdidas en el hierro, se esté utilizando un 10 por ciento de su capacidad, o un 90 por ciento de la misma.

El hierro además de ser un magnífico conductor del flujo electromagnético es un conductor de la corriente eléctrica aunque no tan bueno como otros metales. Por

consiguiente estas corrientes de remolino se convierten en un calentamiento significativo del núcleo el cual se opone al flujo electromagnético circulante y esta es una dificultad difícil de eliminar.

Las pérdidas en el hierro se pueden calcular con la expresión siguiente:

$$P_{fe} = 2,2 \cdot f^2 \cdot B_{max} \cdot \Delta^2 / 10^{11} \quad (1.9)$$

siendo:

$P_{fe}$  : Pérdidas en el hierro (W/kg)

f : Frecuencia (Hz)

$B_{max}$  : inducción máxima (Gauss)

$\Delta$ : Espesor de la chapa magnética (mm)

Por tanto, es evidente que haciendo una buena gestión del acoplamiento en paralelo de los transformadores, se puede lograr una reducción notable de pérdidas en el hierro respecto a la situación convencional de disposición fija. Las pérdidas en el cobre en cambio, si están relacionadas con el nivel de carga de los mismos.

La variación que presenta la tensión en terminales secundarios de un transformador alimentado a tensión nominal, cuando pasa de una condición de vacío a una plena carga, con un determinado factor de potencia, se conoce como caída de tensión interna del transformador (Pérez y López, 2018).

Esta caída se debe a las impedancias de dispersión del mismo y se define según.

$$\Delta U = U_{2v} - U_{2pc} \quad (1.10)$$

Donde  $U_{2v}$  corresponde a la tensión en vacío y  $U_{2pc}$  es la tensión a plena carga.

Dicha variación puede ser positiva o negativa dependiendo de la naturaleza de la carga.

Para cargas capacitivas, la tensión a plena carga será mayor que la tensión en vacío, por consiguiente, la variación de tensión es negativa. En cambio, para cargas inductivas es positiva.

Cuando la caída de tensión se expresa con relación a la tensión a plena carga, se define la regulación de tensión porcentual u a un factor de potencia específico, que se expresa en:

$$u\% = \frac{U_{2v} - U_{2pc}}{U_{2pc}} \cdot 100\% \quad (1.11)$$

Cuando se realizan cálculos de regulación, generalmente se desprecia la rama de magnetización del transformador y sólo se considera la impedancia de dispersión, causante ésta de la caída de tensión interna. Por tanto, sin tener en cuenta el ramal paralelo, el circuito equivalente del transformador referido al secundario se reduce.

La regulación depende del diseño del transformador y del factor de potencia de la carga. Sin embargo, con carga no inductivas tales como lámparas de incandescencia, la regulación de los transformadores viene a ser del tres por ciento; con carga inductiva la caída de potencial entre vacío y plena carga aumenta posiblemente hasta el cinco por ciento.

Se define el rendimiento como la relación entre la potencia útil cedida por el secundario y la potencia absorbida por el primario de la red, expresadas en las mismas unidades. Se indica generalmente en tanto por ciento.

$$E_f = \frac{P_{salida}}{P_{entrada}} \cdot 100\% = \frac{P_{salida}}{P_{salida} + \textit{perdidas}} \cdot 100\% = \frac{P_{entrada} - \textit{perdidas}}{P_{entrada}} \cdot 100\% \quad (1.12)$$

No existen pérdidas mecánicas, como la presentan otros tipos de máquinas eléctricas, puesto que no poseen partes móviles. Por tal razón la eficiencia de los transformadores es en general bastante alta.

Mientras que las pérdidas de núcleo determinadas mediante la prueba de circuito abierto permanecen sustancialmente constantes cuando el tensión de entrada lo es en cualquier estado de carga, las de cobre obtenidas en la prueba de cortocircuito varían con el cuadrado de los kVA de la carga, por lo cual, la eficiencia es también función, tanto de la potencia, como del factor de potencia de la carga.

Se demuestra que la máxima eficiencia de un transformador ocurre en el punto en que las pérdidas de cobre, variables con la carga, son numéricamente iguales a las pérdidas constantes de núcleo.

Según Kostenko y Piotrovski (1975) plantean que el rendimiento ( $\eta$ ) del transformador en la forma general se escribe del modo siguiente:

$$\eta = \left[ 1 - \frac{(P_0 + k_{car}^2 \cdot P_{cc})}{(k_{car} \cdot P_n \cos \varphi_2 + P_0 + k_{car}^2 \cdot P_{cc})} \right] \cdot 100 \quad (1.13)$$

El factor  $(P_0 + k_{car}^2 \cdot P_{cc})$  representa las pérdidas del transformador: y el factor  $(k_{car} \cdot P_n \cos \varphi_2 + P_0 + k_{car}^2 \cdot P_{cc})$  la potencia de entrada al mismo.

Puesto que cuando el  $\cos \varphi_2$  está dado en la fórmula; la única magnitud variable es el Coeficiente de Carga  $K_{car}$ , se puede determinar el valor de éste para el cual el rendimiento del transformador alcanza su máximo. Para ello basta tomar la primera derivada de  $\eta$  respecto a la variable  $K_{car}$  e igualarla a cero. Efectuando esta operación obtenemos  $(P_0 = k_{car}^2 \cdot P_{cc})$ ; es decir el rendimiento alcanza su valor máximo para tal carga, cuando las pérdidas en el cobre son iguales a las pérdidas en el hierro; o dicho de otra forma, cuando las pérdidas variables son iguales a las

constantes. Despejando  $k_{car} = \sqrt{\frac{P_0}{P_{cc}}}$ ; se puede determinar el  $K_{car}$  máximo u óptimo

que va a trabajar un transformador; o sea con las mínimas pérdidas.

Según Ivanov (1984) es deseable efectuar la transformación de la energía eléctrica con las mínimas pérdidas relativas o bien que es lo mismo con el máximo rendimiento que es igual a la relación entre la potencia activa, que ingresa en la red secundaria y la potencia activa consumida de la red.

Esto significa que el rendimiento adquiere su máximo valor con tal carga, cuando las pérdidas magnéticas en el transformador  $P_0$  son iguales a las pérdidas eléctricas.

### **1.3.2. Aislamiento**

Un material aislante es aquel que presenta una escasa conductividad eléctrica y por tanto puede despreciarse la corriente que fluye por él. Estos materiales se emplean en el transformador para asegurar un aislamiento eléctrico entre los conductores que conforman las bobinas, entre estas y núcleo y tanque.

El sistema de aislamiento del transformador es considerado una de las estructuras más importantes en el diseño y operación del mismo, ya que se encarga de conseguir, que el proceso de conversión de energía que se produce en el equipo, se realice en forma adecuada y segura, al aislar las partes activas del equipo que se encuentran a diferentes potenciales.

Cuando se afecta el aislamiento, específicamente, el papel (que se emplea en la construcción de las bobinas), se considera que se ha afectado la vida misma del

transformador. El aislamiento de un transformador es un poco complejo, debido a la utilización de distintos tipos de materiales, entre los cuales se encuentran: el aislante sólido como el papel y el cartón, el aislante líquido como el aceite (mineral, sintético o vegetal) o el aislante gaseoso, como el aire y el nitrógeno.

Desempeña una función muy importante en la vida útil del transformador. Se pueden emplear materiales sólidos como el papel tipo Kraft o Pressboard, líquidos como el aceite mineral, sintético o vegetal y materiales gaseosos como aire o nitrógeno. En el caso del papel, este puede ser elaborado de fibras vegetales (celulosa) en forma de láminas, que permiten aislar las bobinas entre sí, respecto al núcleo y respecto a los otros componentes internos del transformador. Una de las principales características que debe tener el papel es un alto grado de rigidez dieléctrica (expresado en kV/mm), con el fin de atenuar el valor del campo eléctrico y evitar arcos eléctricos o contacto entre elementos que se encuentran a diferentes niveles de tensión.

En el caso de aislantes líquidos, como el aceite empleado en transformadores sumergidos, éste cumple específicamente la función de medio aislante y medio refrigerante.

El aislamiento de un transformador debe ser diseñado tanto para soportar los niveles de tensión de operación normal, así como los presentados bajo condiciones extremas: sobrecargas, descargas atmosféricas, cortocircuitos, entre otros. Realizar un estudio sobre las estructuras aislantes en los transformadores se traduce en estudiar las propiedades de los materiales aislantes.

En términos generales, los materiales aislantes poseen mucha más resistencia dieléctrica de la que pueda usarse, debido a que es prácticamente imposible diseñar estructuras de aislamiento que sometan al material a una tensión uniforme. Las concentraciones locales de tensión, más que los valores medios de la misma, son las que vencen la resistencia dieléctrica del aislante y están determinadas por la configuración de la estructura. Entre los factores que afectan en gran medida el aislamiento se encuentran: los gradientes de tensión y la temperatura (Pérez y López, 2018).

Se considera solamente el factor térmico, experimenta una degradación o envejecimiento de naturaleza química. Este proceso es acumulativo y con el paso del

tiempo puede llegar a un deterioro total. Se considera un envejecimiento en el aislamiento, cuando este pierde el 50 por ciento de sus propiedades mecánicas. En el caso de los transformadores sumergidos en aceite dieléctrico, la guía técnica colombiana GTC50, establece un límite de operación de temperatura de 110°C, para asegurar una vida normal estimada de 20 a 25 años.

El envejecimiento relativo del aislamiento no es más que el desgaste que acumula un transformador con un régimen de carga dado durante una unidad de tiempo. Se calcula el envejecimiento relativo acumulado por el transformador durante el día de mayor sobrecarga. Este envejecimiento relativo cuando es igual a 1 significa que el transformador se encuentra trabajando en condiciones óptimas y el tiempo de vida útil del mismo sería igual al tiempo de vida para el cual está construido. Si es menor que la unidad significa que está subutilizado y el tiempo de vida real será superior al nominal, en caso de ser superior a la unidad significar que está sobrecargado y por tanto durará menos que lo previsto por el fabricante. (Bodnar, 1983).

### **1.3.3. Calentamiento**

A causa de todas las pérdidas generadas durante el funcionamiento del transformador, se incrementa la temperatura de los devanados y el núcleo. Se debe tener cuidado de disipar este calor y de diseñar el aislamiento de modo que el transformador no se deteriore ó dañe por la elevación de temperatura que se presenta durante su funcionamiento.

En todo proceso de conversión de energía se presentan pérdidas, las cuales pueden manifestarse en forma de calor. Cuando se alcanza una temperatura estable de funcionamiento en una máquina, el calor extraído por los efectos combinados de conducción, convección y radiación debe ser igual al calor producido por el proceso de conversión de un tipo de energía a otro (mecánica a eléctrica o viceversa ó eléctrica a eléctrica).

En caso de que este equilibrio no se cumpla, la integridad del aislamiento de cualquier máquina, puede verse seriamente afectado. Específicamente para el transformador, que emplea dentro de su estructura aislante materiales elaborados a partir de celulosa, es determinante el efecto que puede tener la humedad, el oxígeno y la temperatura sobre el deterioro de los mismos. De manera particular, la

temperatura representa una gran influencia sobre la capacidad de carga del transformador, ya que mantenerla dentro de unos rangos establecidos, previene el deterioro acelerado en el aislamiento y por tanto se prolonga la vida útil del equipo. Como es el calentamiento, más que las consideraciones mecánicas o eléctricas, quien determina la potencia útil permisible de una máquina, el estudio de las propiedades térmicas y de la circulación del calor al interior, resulta ser un importantísimo elemento en el diseño y estudio de transformadores, el cual permite determinar la influencia que ejerce la cargabilidad del transformador sobre la temperatura y ésta a su vez, sobre la vida útil.

#### **1.3.4. Régimen transitorio de temperatura**

La temperatura en un material conductor, presenta un comportamiento exponencial cuando se somete o se aparta de la fuente de calor. Al aplicar calor al conductor, la temperatura toma de 3 a 4 minutos para estabilizarse, pero al aceite le toma de entre 3 a 4 horas. Por esta razón, se puede sobrecargar el transformador durante un tiempo determinado y antes de que el aceite llegue a la temperatura de estabilización, se le retira la sobrecarga. De esta forma no se corre el riesgo de que el aceite se caliente demasiado. El envejecimiento es entonces fuertemente acelerado por algunas horas y el resto del tiempo este proceso es retardado; la curva de carga promediada diaria determinará, si se ha sobrepasado el máximo acumulado diario de pérdida de vida. Es así como un transformador, por ejemplo, puede ser sobrecargado al 300 por ciento durante 1 hora y trabajar las otras 23 horas al 10 por ciento, sin que sufra deterioro apreciable en su estructura aislante.

Para un momento cualquiera de un régimen no estacionario del transformador podemos calcular la temperatura de las capas más calientes del aceite conociendo la temperatura inicial, la temperatura final del régimen estacionario correspondiente y el tiempo de duración del régimen a través de las siguientes expresiones (Bodnar, 1983).

$$IT' = IT_{csa} 1 + (IT_{csa} 2 - IT_{csa} 1) (1 - e^{-t/ct}) \quad (1.14)$$

Esta expresión es válida para régimen de calentamiento del transformador y en este caso

IT' – Incremento de la temperatura de las capas superiores del aceite durante el régimen de calentamiento

ITcsa 1 – Incremento de temperatura inicial de las capas superiores del aceite del transformador

ITcsa 2 – Incremento de temperatura de equilibrio de las capas superiores del aceite del régimen dado

t – Tiempo de duración del régimen de calentamiento

ct – Constante de tiempo de calentamiento del transformador.

Cuando el transformador se está enfriando es válida la expresión

$$IT'' = ITcsa 1 + (ITcsa 2 - ITcsa 1) e(-t / ct) \quad (1.15)$$

En ambos casos la temperatura final de las capas superiores del aceite al término del régimen dado pueden ser calculadas como (1.16) calentamiento, (1.17) enfriamiento:

$$T_{csa} = IT' - T_a \quad (1.16)$$

$$T_{csa} = IT'' - T_a \quad (1.17)$$

Por su parte la temperatura del punto más caliente del devanado puede ser calculado por la siguiente expresión:

$$T_{pmc} = T_a + IT_{csa} + IT_{pmc} n K_u(2^n) \quad (1.18)$$

n – constante empírica, para transformadores con sistema de enfriamiento puede ser tomado n = 0.9.

### **1.3.5. Vida útil del transformador**

Debido a que el transformador se considera una máquina estática (por no presentar pérdidas rotacionales), presenta altos valores de rendimiento en comparación con los demás tipos de máquinas. Esto podría considerarse como uno de los puntos a favor del transformador en cuanto a que el desgaste o deterioro es mínimo y por tanto su vida útil es mucho mayor que el resto de máquinas. Pero se debe tener en cuenta que los materiales aislantes utilizados al interior del transformador están compuestos en su mayoría con celulosa, la cual se puede deteriorar por efectos de humedad, oxígeno y temperatura, siendo este último el factor más crítico. Por tanto, dentro de los valores nominales de todo transformador debe especificarse el valor máximo al cual puede llegar el transformador, sin incurrir en el riesgo de deteriorar su aislamiento.

La vida del transformador depende de la vida del aislamiento, y cuando este falla, también lo hace el transformador. Las fallas en un transformador se pueden presentar generalmente según el

- a) Deterioro del aislamiento progresivo en el tiempo, debido a la temperatura, humedad y/o oxígeno.
- b) Condiciones de estrés mecánico, electromagnético o térmico, debido a sobrecargas, descargas atmosféricas, entre otras.

#### **1.4. Teoría sobre el análisis termográfico**

La termografía no es una tecnología nueva, ya que han existido equipos termográficos desde hace décadas, si es cierto que su uso se ha popularizado en los últimos años debido a los avances técnicos en miniaturización electrónica que han dado lugar a la aparición de equipos de prestaciones mejoradas con una reducción importante en su tamaño y precio. Esta situación está dando lugar a un incremento del uso de la termografía de forma general y de forma particular en la inspección de sistemas de distribución eléctrica.

A nivel técnico, la aplicación de la termografía nos va a permitir visualizar los patrones de temperatura de los sistemas e instalaciones eléctricas (Poyato, 2009). En este sentido, hay que tener en cuenta que una causa de fallo en los sistemas eléctricos es un exceso de temperatura provocado por diferentes motivos:

Incremento de resistencia en puntos de conexión. De acuerdo a la Ley de Joule:

$$P = I^2 \times R. \quad (1.19)$$

Es decir, un incremento de la resistencia de contacto da lugar a un incremento de la potencia disipada en dicho contacto, lo cual se traduce, en condiciones normales, en un incremento de su temperatura dando lugar a un “punto caliente”, el cual se puede detectar de una forma precisa con una cámara termográfica. Este incremento de la resistencia de contacto puede deberse a un fenómeno de oxidación o corrosión, tornillos que se aflojan o una presión insuficiente en los contactos móviles.

Fallos en los sistemas de refrigeración. El calor que se genera, por ejemplo, en los transformadores de potencia, debe ser evacuado al exterior a través de los sistemas de refrigeración en los intercambiadores de calor. Si esta extracción de calor se reduce o falla, debido por ejemplo a una obstrucción en los tubos del intercambiador

o un fallo en los ventiladores en caso de tratarse de una ventilación forzada, el transformador se va a calentar en exceso lo cual puede dar lugar en última instancia al fallo del mismo.

Corrientes de fuga en sistemas aisladores. La reducción de la resistencia de aislamiento debido a suciedad o contaminantes puede dar lugar a la aparición de corrientes de fuga y arcos que dan lugar al calentamiento de los equipos y por lo tanto a su deterioro.

Con su cámara termográfica el técnico de mantenimiento va a poder examinar cada uno de los elementos que componen el sistema de distribución eléctrica en busca de patrones de calentamiento, lo cual le va a permitir detectar y resolver un posible problema antes de que de lugar a un fallo o interrupción.

Parámetros a tener en cuenta a la hora de inspeccionar.

Emisividad de la superficie bajo estudio. Las cámaras termográficas miden a través de su sensor bolométrico la radiación infrarroja emitida por los cuerpos, mostrando en la pantalla del equipo una imagen de las temperaturas superficiales de dichos cuerpos, para lo cual utilizan básicamente la siguiente fórmula:

$$T = \sqrt[4]{\frac{R}{\sigma \epsilon}} \quad (1.20)$$

Donde:

T= temperatura

R= radiación

$\epsilon$ = emisividad

$\sigma$ =capacidad de emitir radiación

Donde podemos ver la relación entre la radiación medida y la temperatura mostrada. Ambos valores están relacionados por un parámetro llamado emisividad  $\epsilon$ , que toma valores comprendidos entre 0 y 1 y que viene a caracterizar la capacidad de emitir radiación por parte de dicha superficie. A nivel práctico, este parámetro suele presentar, para la mayoría de los cuerpos, valores altos, próximos a 0,95, aunque existen excepciones, principalmente los cuerpos con superficies metálicas pulidas (p.e. para el cobre pulido  $\epsilon= 0,2$ ). El termógrafo deberá tener en cuenta este parámetro y hacer los ajustes oportunos bien en la cámara termográfica, bien en el

software de análisis para obtener un valor de temperatura que tenga en cuenta dicho valor de emisividad. A pesar de esta situación, la medida precisa de temperatura con las cámaras termográficas en sistemas de distribución eléctrica es factible, dado que una gran parte de los materiales utilizados en estas instalaciones presentan emisividades elevadas, como por ejemplo en materiales aislantes, piezas pintadas o sucias, con polvo o grasa, oquedades y grietas en tuercas y puntos de unión, etc., lo cual facilita ampliamente la medida de la temperatura al presentar emisividades próximas a 0,95.

Velocidad del viento. Las inspecciones en el exterior deben tener en cuenta la velocidad del viento, ya que este es un factor que incrementa la transferencia de calor por convección entre los elementos calientes y el medio, lo cual puede dar lugar a una reducción de la temperatura de los puntos críticos, enmascarando problemas que pueden ser graves, recomendándose evitar la realización de inspecciones termográficas para velocidades del viento superiores a los 16 km/hora.

Resolución espacial y resolución óptica. Las cámaras termográficas, al igual que una cámara fotográfica normal, incluyen un sistema de lentes cuya misión va a ser la de focalizar adecuadamente la radiación sobre el sensor de la cámara. En función de la distancia focal y la resolución del sensor podemos definir dos parámetros que van a influir a la hora de obtener las imágenes termográficas. Por un lado podemos definir la resolución espacial o IFOVt como el ángulo de visión cubierto por cada píxel del sensor, aspecto que a nivel práctico va a definir el objeto más pequeño que puede detectar la cámara a una cierta distancia. Normalmente, este parámetro viene expresado como un ángulo en miliradianes, por ejemplo, 2,5 mrad., lo cual facilita ampliamente el cálculo, ya que, expresado de esta forma obtenemos inmediatamente el diámetro del objeto más pequeño observable a 1 metro de distancia, en el caso del ejemplo anterior sería de 2,5 mm, y para otra distancia bastaría multiplicar 2,5 por la distancia en metros (por ejemplo, a 10 m de distancia:  $10 \times 2,5 = 25$  mm). Por otro lado podemos definir la resolución óptica o IFOVm como el objeto más pequeño sobre el cual se puede realizar una medida con precisión a una cierta distancia. Evidentemente ambos aspectos tienen su importancia a la hora de realizar

termografías en sistemas de distribución eléctrica y habrá que tenerlos en cuenta de acuerdo a la distancia a la que nos encontremos del objetivo.

Temperatura de fondo. Las cámaras termográficas miden la radiación procedente de un objeto para calcular su temperatura, sin embargo, es la radiación emitida por la superficie del objeto y no la reflejada por el mismo procedente del entorno la que determina su temperatura. Por ello, las cámaras termográficas a través del ajuste del parámetro denominado “temperatura de fondo o del entorno” compensan el efecto de la radiación emitida por el entorno y reflejada en la superficie del objeto.

### **Conclusiones**

En el capítulo se presenta las siguientes conclusiones:

1-La revisión bibliográfica, arrojó que existen diversas literaturas donde se tratan varios temas sobre los transformadores de distribución y su eficiencia, pero son muy pocos los trabajos que abarcan sobre el comportamiento de la temperatura relacionado con la eficiencia y explotación del transformador.

2-Los conceptos y análisis estudiados en el capítulo, relacionados con el tema de la investigación, mostraron que existe una fuerte fundamentación teórica para desarrollo de la misma.

## **CAPÍTULO 2. MATERIALES Y MÉTODOS**

### **Introducción**

El capítulo presenta la caracterización del sistema de distribución del municipio Holguín haciendo énfasis en el objeto de estudio de la investigación, en el mismo se exponen los materiales y métodos a utilizar, así como los equipos de seguimiento y medición empleados, además se presenta la metodología empleada para el cálculo de la valoración técnica económica ambiental.

### **2.1. Caracterización del objeto de estudio**

El sistema de distribución del municipio Holguín está compuesto por 3814,343 km de línea primaria y 32 circuitos todos de 13,8 kV, distribuidos tanto en zona rural como residencial. En estos circuitos hay instalados un total de 3490 bancos de transformadores y 4508 unidades, enmarcados en las potencias de (10 hasta 167 kVA) con 128476 clientes y 208,86 MVA. El objeto de estudio se enmarca en las potencias de (10, 15, 25, 37,5, 50, 75 kVA) que son los que más se utilizan en zona residencial y rural, estos se caracterizan por enfriamiento por aceite y son construidos en Cuba por la Fábrica Latino ubicada en Capdevila, Boyeros desde 1998.

Los transformadores se fabrican de 10 a 100 KVA con tensiones de 2.4 kV hasta 34.5 kV por el lado de alta tensión y hasta 480 V por el lado de baja tensión a una frecuencia de 60 Hz. Se suministra con radiadores para 75 y 100 kVA. Se vigilan que se cumplan con las normas ANSI C57.12.00 (1993), NRIB 515 (1984).

Son transformadores para clima húmedo y seco tropical a temperatura ambiente de 10°C a 50°C y con una humedad relativa de un 95% a temperatura de más 35°C a alturas no mayor de 1000 m sobre el nivel del mar, no están diseñados donde halla sacudidas.

Transformadores monofásicos fabricados tipo acorazado con núcleos traslapados, diseñados para pérdidas bajas en hierro y en cobre. El tanque es cilíndrico y su tapa es asegurada con el sistema aro – tornillo, todos los contornos son redondeados y las superficies horizontales tienen ángulos de declives para evitar el represamiento de agua. Los transformadores se diseñan con uno o dos terminales por alta tensión.

Pueden existir muchas causas que provoquen fallas, las más comunes se pueden agrupar en errores en la construcción. Bajo esta categoría se agrupan todos aquellos problemas relacionados con el diseño y construcción del transformador.

Efectos ambientales a esta clase pertenecen todos aquellos problemas derivados del efecto ambiente en el que opera la máquina. Por ejemplo, es posible que la temperatura del sitio donde se ubica la máquina exceda los límites permisibles fijados por el fabricante. Por otra parte, la acumulación de grasas, polvo, químicos o abrasivos, puede ocasionar fallas de funcionamiento.

La vida útil de los transformadores “Latino” (tiempo de amortización del equipo) fue aceptada por el departamento económico de la UNE en 8 años, lo que equivale a un índice de daño natural de 12,5 (unidades dañadas), además, el 70 por ciento de los transformadores instalados en la provincia son “Latino” y se ha comprobado que son los que más se dañan por sus características constructivas, lo que provoca que el por ciento de depreciación sea muy corto y vayan prácticamente con todo su valor a gasto.

Los transformadores de marca “Latino” vienen “no herméticos” para casi la mitad de las unidades, la falta de hermeticidad baja el tiempo de vida útil proyectada en 10 veces en las condiciones de humedad de Cuba, o sea, un transformador fabricado para 20 años va a durar 2 años si vienen sin hermeticidad.

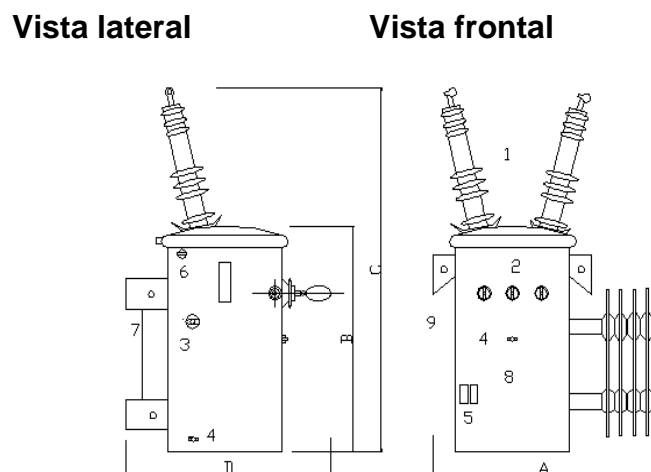


Figura 2.1 Componentes del transformador fuente: manual de redes y sistemas de 34,5kV y menores. Fuente: elaboración propia.

**Accesorios:**

1. Terminales de alta tensión.
2. Terminales de baja tensión.
3. Conmutador de accionamiento exterior.
4. Puestas a tierra del neutro y el tanque.
5. Placa de características.
6. Dispositivo de sobrepresión.
7. Soporte para montar en poste.
8. Marcación de potencia, tensiones y terminales.
9. Dispositivo para izar.

**2.2. Metodología seguida para el desarrollo del trabajo**

Teniendo en cuenta que las cantidades de unidades instaladas en el municipio Holguín es elevada, 4508 transformadores, se decidió aplicar el método de muestreo a los 32 circuitos como herramienta de la investigación científica, en función de determinar qué parte de una realidad en estudio debe examinarse con la finalidad de hacer inferencias sobre dicha población.

Se aplicó método de Muestreo Aleatorio Simple (MAS), donde todos los elementos de la población tienen la misma posibilidad de ser seleccionados (Mayor, 2019).

Se aplicó el método de Muestro Aleatorio Intencional (MAI) donde se seleccionan por sus características, criterios y críticas importantes la muestra a estudiar (Mayor, 2019).

Para el estudio mediante el (MAS) se seleccionaron los 11 circuitos con mayor cantidad de unidades dañadas, mayor demanda y crecimiento de la carga lo que representó el 34 por ciento de la muestra, dentro de los 11 circuitos fueron inspeccionados 366 bancos de transformadores de distribución.

Dentro de la muestra a los 366 bancos de transformadores inspeccionados, se aplicó el método de muestro intencional a 77 transformadores de distribución, con bajo nivel de aislamiento, sobrecarga, cortocircuito externo e interno y los dañados repetitivamente, lo que representó el 21 por ciento.

En la investigación se utilizó el método de termografía infrarroja para sistema de distribución eléctrica implantado por la firma FLUKE dentro del mismo se utilizó el método de inspecciones cualitativa y cuantitativas (Poyato, 2009). Este método se aplicó utilizando una cámara termográfica marca NEC AVIOR300.

En la inspección cualitativa, no se busca en primera instancia el medir con gran precisión la temperatura de los elementos, sino realizar una comparación de los patrones de temperatura de los elementos que estén trabajando en las mismas condiciones. Este método es perfectamente válido para la inspección de sistemas de distribución en el caso de los transformadores permite comparar la temperatura ambiente con la temperatura propia del transformador lo cual nos proporciona una herramienta de inspección muy potente, rápida y fácil de utilizar.

Una vez detectada una diferencia apreciable de temperatura en un elemento, podemos pasar al método de inspección cuantitativa midiendo de forma precisa la temperatura de los elementos, para lo cual habrá que tener en cuenta varios aspectos, descrito y explicado en el Capítulo 1.

Emisividad de la superficie bajo estudio.

Velocidad del viento.

Resolución espacial y resolución óptica.

Temperatura de fondo.

Los procedimientos de operación en los transformadores deberán tener en cuenta los rango de temperatura detectado y la temperatura de elementos equivalentes o bien con la temperatura ambiente para determinar el nivel de actuación basado en una clasificación que determine la importancia y/o urgencia del problema detectado teniendo en cuenta aspectos tales como el nivel de carga, condiciones ambientales, etc. En este sentido se pueden encontrar referencias como las que proporciona la NETA (International Electrical Testing Association), de esta forma diferencias de temperatura entre elementos similares en las mismas condiciones de trabajo (carga, etc.) superiores a 15 °C podrían implicar la toma de acciones inmediatas para la reparación de dicho equipo. Igualmente se recomienda el mismo tipo de acción cuando a diferencia de temperatura entre el elemento bajo estudio y la temperatura ambiente sea superior a los 40°C.

También se utilizaron los criterios de calentamiento conocidos y aceptados, para hacer una primera aproximación de la temperatura de las capas superiores del aceite a partir de los incrementos promedios de temperatura en los transformadores de distribución (Bodnar, 1983).

- La temperatura máxima admisible para los devanados de los transformadores con aislamiento clase A, papel y celulosa impregnados en aceite, no debe sobrepasar bajo ningún concepto los 140°C.
- La temperatura máxima de trabajo aceptada para este tipo de aislamiento no debe sobrepasar los 105°C.
- La temperatura nominal de trabajo del aislamiento es de 98 °C, por cada 8°C de incremento de la temperatura, para transformadores nuevos y por cada 6 °C para transformadores cercanos al fin de su vida útil, el deterioro del aislamiento se duplica.
- La temperatura del punto más caliente del transformador sobrepasa aproximadamente 13°C la temperatura promedio del devanado.
- La temperatura promedio de las capas superiores del aceite sobrepasan en aproximadamente 27°C la temperatura promedio del devanado.
- El incremento máximo admisible de la temperatura del aceite por encima del medio ambiente es de 65°C.

Planteando las siguientes ecuaciones.

$$T_{csa} = T_{pmc} - I_{tpc.d} - I_{ta.d} \quad (2.1)$$

Donde:

$T_{csa}$  – Temperatura de las capas superiores del aceite

$T_{pmc}$  – Temperatura máxima admisible del punto más caliente del devanado

$I_{tpc.d}$  – Incremento de la temperatura del punto más caliente del devanado sobre su temperatura promedio.

$I_{ta.d}$  – Incremento de la temperatura del devanado sobre las temperaturas de las capas más calientes del aceite.

### **2.2.1. Desarrollo de las tareas de la investigación**

Los pasos que se siguieron para el desarrollo de las tareas de la investigación utilizando como herramienta la página SIGRE, que aparecen en el anexo 1. Aquí se muestra el funcionamiento completo del sistema eléctrico de la provincia, además de la demanda, la cantidad de cliente, circuitos, el porcentaje de pérdidas del circuito, la cantidad de banco de transformadores dañados, los repetitivos entre otros aspectos,

todos de suma importancia para la investigación; este programa fue creado por Ulises Sosa en el 2008 (ver anexo1).

Esta herramienta fue útil para determinar los 11 circuitos que fueron seleccionados por el método de muestreo, teniendo en cuenta todos los parámetros que se mencionaban en la primera parte. Del mismo modo para crear una tabla en Excel con los campos: cantidad de circuitos, la cantidad de transformadores, el número de clientes, los kVA instalados, la energía, los kilómetros y las unidades dañadas en el año 2020.

Tabla 2.1. Circuitos seleccionados por el método de muestreo

No	circuito	kV	BcoT	kVA	Clientes	MWh	km	Bancos Dañados 2021
1	Cto Zarzal 1	13.2	70	3979	795	208.34	35.398	10
2	Cto C-1	13.2	121	8559	1114	399.18	49.854	13
3	Cto A. Pino 1	13.2	210	10165	7621	1562.6	34.034	3
4	Cto 2 Holguín	13.2	169	11693	6083	1986.2	26.394	4
5	Cto 3 Holguín	13.2	168	8982	8710	1876.8	10.415	3
6	Cto 12 Mayabe	13.2	118	10280	4574	1316.6	14.786	7
7	Cto 13 Mayabe	13.2	122	5948	9371	1843.8	20.95	9
8	Cto 14 Mayabe	13.2	163	8548	6601	1285.2	18.905	5
9	Cto 16 Mayabe	13.2	164	8705	3726	769.01	37.798	8
10	Cto 17 Holguín	13.2	141	11986	2491	918.06	24.803	6
11	Cto 22 Holguín	13.2	113	7960	1338	669.29	35.104	9

En la tabla 2.1 se muestra los circuitos seleccionados por el método de muestreo aleatorio simple en la misma se tiene en cuenta los kVA, la energía y los kilometro mas la cantidad de transformadores dañados por estos circuitos.

También se utilizó el módulo de transformadores, otra herramienta que registra el funcionamiento, el mantenimiento y el diagnóstico de estos equipos. Este módulo se utilizó para determinar los transformadores de distribución que se habían dañado por sobrecarga, bajo nivel de aislamiento y cortocircuito en el año 2020. Sin embargo,

este análisis no sirvió para detectar de manera intencional los 77 transformadores ubicados en los 11 circuitos y comenzar el estudio por estos equipos. Para este caso se confeccionó un libro en el programa Excel con los 11 circuitos seleccionados, los transformadores con su capacidad, las causas reales del daño más los clientes, la dirección y la temperatura detectada (ver anexo 2).

### **2.2.2. Metodología seguida para el desarrollo del trabajo de campo**

La metodología aplicada para el trabajo de campo fue la utilización del método de termografía infrarroja, para ello se usó una cámara termográfica modelo NEC AVIOR300 aplicando sus esquemas de medición. Esta es una de las técnicas de diagnóstico y mantenimiento estudiada, para ver el comportamiento de la temperatura, y comparar con los criterios de calentamiento. Los resultados fueron descargados en el software Infrec Analyzer propio del equipo. Este permite visualizar todos los parámetros de calentamiento, así como la máxima temperatura en que se encuentra trabajando; también marcar el lugar exacto de mayor temperatura en el equipo termografiado, el mismo viene en un disco que trae el equipo (ver anexo 3).

Este estudio se comenzó a realizar a partir de febrero del 2021, se termografiaron todos los bancos de transformadores planificados y se logró terminar la termografía de dos circuitos completos que fueron el circuito 3 residencial y el circuito aeropuerto-1 rural ambos circuitos con características diferentes en cuanto a cantidad de cliente, demanda y cantidad de bancos, en el caso del circuito 3 las pérdidas están en el orden de los 153.4 MWh/año y el circuito Aeropuerto es el tercero del municipio con más alto valor de pérdida 464.6 MWh/año lo que afecta la eficiencia del sistema, entre ambos circuitos fueron inspeccionados 289 bancos de transformadores.

Se utilizó el carro de prueba y análisis en los bancos de transformadores que la termografía detectó que su temperatura estaba en el rango de 58 a 65.1°C, en este caso fueron 8 transformadores 2 de 10 kVA, 3 de 15 kVA, 2 de 25 kVA, 1 de 37,5 kVA. Este carro cuenta con dos linieros especializados, además con varios equipos de seguimiento y medición lo que permitió realizarles a estos equipos una toma de carga con el amperímetro de gancho, para determinar la corriente y la tensión por fase y determinar el estado de sobrecarga en estos transformadores. En algunos casos se le midió el nivel de aislamiento utilizando el megohmetro que realiza este tipo

de función conectándose sobre los devanados de los transformadores, se hacen con el fin de cerciorarse que el aislamiento que existe entre los circuitos de media tensión, baja tensión y el sistema de tierras; es suficiente para evitar un corto circuito dentro del mismo, provocado por el aumento de temperatura.

Se midieron Potencia Activa (kW), Potencia Reactiva (kvar), Potencia Aparente (kVA.) y Factor de potencia en los ocho transformadores de distribución. El análisis del régimen de calentamiento la vida útil de los transformadores sólo se realizó en los transformadores en que la carga máxima sobrepasa los valores de carga nominal del mismo.

Se realizaron las mediciones con el analizador de redes Fluke por 45 días. Este equipo se mantuvo instalado por espacio 5 días en cada banco con el objetivo de abarcar una semana completa y poder muestrear la influencia de las cargas en los diferentes días de la semana. Se realizaron en total las mediciones de 8 bancos de transformadores, todos los que se habían estado en los rangos de 58 a 65.1°C.

Esta información fue recogida para cada uno de los bancos de transformadores estudiados durante cinco días consecutivos a intervalos de 15 minutos entre cada medición.

De los ocho transformadores, dos fueron llevados al taller para determinar las causas reales del aumento de temperatura: uno de 10 kVA y el otro de 25 kVA, ambos de fabricación Latino, con tensión de 7620 V por el primario y 120/240 V por el secundario. Durante el experimento se le aplicó a los transformadores un 5 por ciento de sobre carga por encima de su capacidad nominal y se observó el en ambos equipo el incremento de la temperatura a 85°C, se abrió cada unidad aplicándose el procedimiento que plantea. La temperatura de los devanados y del líquido aislante debe estar cercana a 20 °C. Todos los devanados deben estar inmersos en el mismo líquido aislante. Todos los devanados deben de estar cortocircuitados todas las boquillas del transformador deben estar en su lugar.

### **2.2.3. Metodología seguida para el procesamiento de la información**

Toda la información se procesó en una hoja de cálculo de Excel teniendo en cuenta todas las mediciones efectuadas tanto para el comportamiento de la carga como el de la temperatura, lo que nos permitió reflejar el estado que se encuentran estos

transformadores, mostrando estos resultado en gráficos de carga, calentamiento y envejecimiento relativo del aislamiento del transformador. Se definieron como campos 1800 mediciones y se generaron 392 registros.

#### **2.2.4. Metodología seguida para la evaluación técnica económica y medioambiental**

Teniendo en cuenta que la vida útil de un transformador, según los fabricantes, es para 20 años de explotación y, aunque es posible fabricarlos para tiempos más largos, esto no es rentable, ni para el fabricante ni para el explotador. Con este tiempo de vida útil, el índice natural de transformadores dañados es de cinco años.

La metodología seguida para la evolución técnico económico, primeramente se tuvo en cuenta la cantidad de transformadores que se han dañado en la provincia en lo que va de año. Hasta el mes de mayo del año en curso se habían dañado 197 unidades y el índice era de 1.40 unidades dañadas. También se determinó el tiempo de explotación de estos equipos para tener en cuenta lo que ha depreciado cada unidad de acuerdo a los años de explotación en dependencia de su valor residual, teniendo en cuenta estos aspectos se determinó la afectación que habían provocados estos transformadores a la empresa, así como el valor de pérdidas que afectaba la utilidades de la entidad.

También se tuvo en cuenta el precio de cada transformador dependiendo su capacidad y cuanto es el valor de estos teniendo en cuenta los años que ha depreciado estando en explotación, además del por ciento que deprecian según la Resolución 494/2016 del Ministerio de Finanzas y Precios. Nomenclador de cuentas, uso y contenido, que permite el seis por ciento al año, en el caso de los transformadores ocho transformadores de distribución con problemas de calentamiento se aplicó el mismo procedimiento para saber cuántos reducían los mismos del monto total llevados a gastos. Teniendo en cuenta todos aspectos se preparó una tabla en Excel para determinar cuánto se ahorra la empresa si se detectaban a tiempo los transformadores que se iban a dañar para lograr recuperarlos, en el taller pasando las pruebas para luego ponerlos en servicio.

Partiendo de que el diagnóstico a los transformadores de distribución se realiza a cada unidad cada cuatro años, que representa un 25 por ciento del total instalado,

por la importancia que tiene esta técnica para detectar los transformadores posibles a dañarse, se tuvo en cuenta, cuanto combustible se necesita para cumplir el plan planificado para cada carro, que son tres con un plan de 90 mensuales, el precio de cada equipo de seguimiento y control, más el transporte, con toda esta información se preparó una tabla en Excel para determinar el costo de esta actividad de diagnóstico y mantenimiento.

En lo ambiental haciendo referencia a que incremento de la eficiencia energética de un transformador está asociado comúnmente a la reducción de pérdidas, ya que los transformadores con un alto nivel de pérdidas afectan al medio ambiente, debido a que requieren mayores niveles de generación de energía para suministrar a las líneas de distribución mayores pérdidas, teniendo en cuenta la reducción de las pérdidas en relación con el comportamiento de la temperatura y mejorando las características constructivas del transformador que impactan de forma directa en el medio ambiente se determinó cuánto es la potencia generada en el núcleo y el devanado del transformador que es entregada a la atmósfera, además de la cantidad de dióxido de carbono que se deja de emitir con el ahorro de combustible.

### 2.3. Instrumentos de medición utilizados

Los equipos de seguimiento y medición utilizados fueron los siguientes

Cámara termográfica NEC AVIOR300 Nippon Avionics de tecnología japonesa.

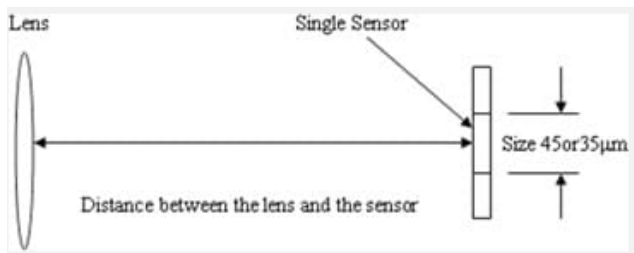


Figura 2.2 sensores de la cámara termográfica fuente: elaboración propia



Figura 2.3 Cámara termográfica NEC AVIOR300 Nippon Avionics fuente: elaboración propia

Básicamente la cámara termográfica consta de:

- Lentes
- Filtro
- Detector o microbolómetro
- Circuito de procesado de la imagen
- Interfaz de usuario (pantalla, salida de vídeo, memoria, etc...)

Los sensores utilizados en la cámara son de temperatura de -40 a 200 grados °C

**Sensor térmico** llamado bolométrico para medir radiación infrarroja

También está el Sensor Óptico 640x480 pixel

Las especificaciones de los sensores de infrarrojos incluyen:

- número de píxels (320x240 y 640x480 son los más comunes)
- sensibilidad espectral (banda de 3  $\mu\text{m}$  a 5  $\mu\text{m}$  o de 8  $\mu\text{m}$  a 12  $\mu\text{m}$ )
- MRTD (mínima diferencia de temperatura resoluble)
- campo de visión (dependiente de la óptica)
- rango dinámico
- potencia consumida
- masa y volumen.

Pinza amperimétrica de CA/CC de verdadero valor eficaz con tecnología iFlex  
Modelo Fluke 376 alemana.



Figura 2.4 Pinza amperimétrica modelo Fluke 376 fuente: elaboración propia

Características

Pinza amperimétrica de CA/CC valor eficaz. - Fluke 376 La sonda de corriente flexible iFlex amplía el rango de medida hasta 2,500 A de CA

- CAT IV 600 V, CAT III 1,000 V
- Corriente y tensión CA, valor eficaz para medidas precisas en señales no lineales

- Valores mínimo, máximo y promedio y registro de la corriente de entrada para capturar las variaciones de forma automática
- El filtro paso bajo integrado y el procesamiento de señales avanzado permiten su uso en entornos con gran ruido eléctrico, proporcionando lecturas estables
- Se utiliza la tecnología propiedad de Fluke para la medida de la corriente de arranque con un filtro de ruido de forma que se captura la corriente de arranque del motor exactamente como la percibe la protección del circuito
- Su diseño ergonómico se adapta a la mano y la puede utilizar incluso si lleva un equipo de protección personal
- Su gran pantalla, con retroiluminación y de fácil lectura establece automáticamente el rango de medida correcto, para que no sea necesario cambiar de posición el selector mientras se realiza la medida.

#### Analizador de redes



Figura 2.5 Analizador de redes modelo FLUKE-434-II fuente: elaboración propia

#### Descripción

Analizador de calidad de la energía eléctrica (PQ) trifásico, cuenta con la medición de potencia eléctrica unificada (UPM), además podrá detectar y solucionar problemas en primer nivel de actuación, realizar un mantenimiento predictivo, hacer análisis a largo plazo y estudios de carga; incluye las nuevas pinzas i430flex-TF. Modelo Fluke 434-II Código: FLUKE-434-II

#### Características

##### Analizador de calidad de la energía eléctrica - Fluke 434-II

- Calculadora de Pérdida de Energía: Las mediciones clásicas de potencia activa y reactiva, desequilibrios y armónicos se cuantifican para poner de manifiesto el costo monetario de las pérdidas de energía. (UPM)

- Monitor del sistema: Diez parámetros de calidad de potencia en una sola pantalla, de acuerdo con la norma de calidad de potencia eléctrica EN50160.
- La clasificación de seguridad más alta de la industria: Clasificación de CAT IV a 600V y CAT III a 1,000V para su uso en la entrada de servicio.
- Permite medir las tres fases y el neutro: Con cuatro puntas de prueba de corriente flexibles incluidas y un mejorado diseño delgado para adaptarse a los lugares más estrechos.
- Tendencia automática: Todas las mediciones se registran siempre automáticamente, sin necesidad de configuración alguna.
- Función de registrador: Configurado para cualquier condición de prueba con memoria de hasta 600 parámetros a intervalos definidos por el usuario.
- Visualización de gráficos y generación de informes: Con el software de análisis incluido.
- Vida útil de la pila: Siete horas de tiempo de funcionamiento por carga en un pack de baterías de ión litio.
- Velocidad de muestreo: 200 kS/s
- **Precisiones básicas:**
- Tensión: 0.5% del tensión nominal.
- Corriente: 0.5%
- Potencia: 1 %
- Frecuencia: 0.01 HZ

Megóhmetro (medidor de aislamiento) 5 TΩ DC, autorango y precisión del 5%, realiza prueba de tensión de hasta 5 kV DC, corriente de rechazo de 2 mA; display LCD. Modelo Hioki 3455 Código: 3455-01



Figura 2.6 Megohmetro (medidor de aislamiento) Modelo Hioki 3455 fuente: elaboración propia

Descripción

Características

Medidor de aislamiento (Megohmetro) 5 TΩ DC - Hioki 3455

- Mide aislamiento en equipo de alto tensión como motores, cables y transformadores
- Amplio rango de prueba: 250V a 5kV DC
- Tensión de prueba ajustable en pasos de 25V hasta 1kV y pasos de 100V de 1kV a 5kV
- Media de aislamiento hasta 10TΩ
- Memoria interna para guardar los datos de las mediciones
- 5 rangos de prueba DC y Auto rango: 250 V, 500 V, 1 kV, 2.5 kV, 5 kV
- Precisión de 5%
- Medición de corriente de fuga: 1nA a 1.2mA, 6 rangos (Mide corriente mientras la prueba de tensión es generada)
- Medición de tensión: 50V a 1kV DC, 50V a 750V AC (50/60Hz)
- Medición de temperatura: -10.0 °C to 70.0 °C (requiere sensor opcional)
- Comunicación PC mediante USB
- Pantalla LCD retroiluminada con luz blanca y barra gráfica.

#### **2.4. Evaluación de la cargabilidad y tiempo de vida útil de los transformadores**

Para evaluar la cargabilidad de los transformadores seleccionados se utilizó el modelo que detallamos a continuación, partiendo del análisis del régimen estacionario de calentamiento de un transformador. En este régimen la carga del transformador se considera constante y el tiempo de funcionamiento del transformador es suficientemente largo como para que todas sus temperaturas se encuentren en equilibrio térmico. Para este régimen es válido que toda la potencia generada en el núcleo y el devanado del transformador sea entregada a la atmósfera.

La potencia disipada en el transformador se puede calcular como:

$$P_t = P_{fe} + k_u^2 P_{cu} \quad (2.2)$$

Donde:

$P_t$  – Potencia total disipada en el transformador

$P_{fe}$  – Potencia disipada en el núcleo del transformador.

$k_u$  – Factor de utilización del transformador

$P_{cu}$  – Potencia disipada en el cobre del transformador.

$$k_u = \frac{S}{S_n} \quad (2.3)$$

$S$  - Potencia aparente del transformador en el régimen de carga dado.

$S_n$  – Potencia nominal del transformador.

Por su parte la potencia que se entrega al medio ambiente a través de las paredes del transformador también se divide en dos componentes, potencia entregada por convección y potencia entregada por radiación. De esta forma el flujo de potencia  $q$  entregada a la atmósfera por unidad de superficie se puede calcular de la siguiente forma:

$$q = q_r + q_c = a_r \cdot IT + a_c \cdot IT \quad (2.4)$$

$q$  – Potencia entregada a la atmósfera por unidad de superficie

$q_r$  – Potencia cedida por radiación.

$q_c$  – Potencia cedida por convección

$a_r$  – Coeficiente térmico de radiación

$a_c$  - Coeficiente térmico de convección

$IT$  – incremento de la temperatura del transformador sobre la temperatura ambiente.

$$IT = T_t - T_a \quad (2.5)$$

$T_t$  – Temperatura del transformador

$T_a$  – Temperatura ambiente

Si para el transformador se conoce la superficie del tanque entonces la potencia total entregada a la atmósfera por el transformador se obtiene como:

$$Q = q \cdot A \quad (2.6)$$

$A$  – Área de contacto del transformador con la atmósfera

Los valores de  $a_c$  y  $a_r$  descrito por (Bodnar, 1983). Se presentan en la tabla de coeficientes térmicos de radiación y convección del aire (ver anexo 4).

Si partimos de la premisa de que en régimen de equilibrio térmico toda la potencia generada en el transformador es disipada a la atmósfera:

$$P_t = Q \quad (2.7)$$

$$P_t = (q_r + q_c) * A * (T_t - T_a) \quad (2.8)$$

$$T_t = \frac{P_t}{(q_r + q_c) * A} + T_a \quad (2.9)$$

O sea conociendo la temperatura ambiente y las características del transformador podemos determinar la temperatura de equilibrio del transformador para el régimen de carga nominal.

Para conocer la temperatura de equilibrio en regímenes de trabajo diferentes al nominal son validas las siguientes expresiones:

$$\frac{IT_{csa}}{IT_{csa n}} = \left( \frac{q_{ac}}{q_{ac n}} \right)^m \quad (2.10)$$

$IT_{csa}$  – Incremento de la temperatura de las capas superiores del aceite en régimen de trabajo diferente al nominal.

$IT_{csa n}$  – Incremento de la temperatura de las capas superiores del aceite en régimen nominal.

$q_{ac}$  – Energía térmica disipada por el aceite en condiciones de carga diferente a la nominal

$q_{ac n}$  – Energía térmica disipada por el aceite en condiciones nominales

$m$  – Coeficiente empírico que para transformadores con sistema de enfriamiento tipo ONAN es igual a 0.9.

$$\frac{q_{ac}}{q_{ac n}} = \frac{P_{fe} + k u^2 P_{cu}}{P_{fe} + P_{cu n}} \quad (2.11)$$

Dividiendo el divisor y el dividendo de la parte derecha de la ecuación anterior por  $P_{fe}$  obtenemos:

$$\frac{q_{ac}}{q_{ac n}} = \frac{1+d * k u^2}{1+d} \quad (2.12)$$

Donde

$$d = \frac{P_{cu}}{P_{fe}} \quad \text{- relación entre las pérdidas del cobre y del hierro del transformador}$$

Sustituyendo (2.12) en (2.11) y despejando el incremento de la temperatura de las capas superiores del aceite en régimen diferente al nominal obtenemos:

$$IT_{csa} = IT_{csa n} \left( \frac{1+d * K u^2}{1+d} \right)^m \quad (2.13)$$

El incremento de la temperatura del devanado puede ser obtenido como:

$$IT_{pmc} = ( T_{m\ pmc} - (IT_{csa} + T_a) ) \quad (2.14)$$

$T_{m\ pmc}$  – Temperatura de trabajo del devanado (98°C)

$T_a$  – Temperatura ambiente

#### **2.4.1. Evaluación del envejecimiento relativo del aislamiento**

La velocidad de envejecimiento del aislamiento puede ser calculada por la expresión experimental (Bodnar, 1983).

$$V = e (0.1155 * (T_{pmc} - T_{mpmc})) \quad (2.15)$$

Calculamos el envejecimiento relativo del aislamiento del transformador, (Bodnar, 1983).

$$Er = \Sigma (Vi * ti) / 20 \quad (2.16)$$

$Er$  – Envejecimiento relativo [días/día]

$Vi$  – velocidad de envejecimiento del aislamiento para una temperatura  $i$

$ti$  – tiempo de duración de la temperatura  $i$  (horas)

#### **Conclusiones**

En el capítulo se muestran las siguientes conclusiones:

1-Se caracterizó el sistema de distribución del municipio Holguín y se describieron las características generales de los diferentes tipos de transformadores que fueron incluidos en el estudio.

2- Se determinaron varios métodos, criterios y análisis matemáticos validados por diferentes autores, empleados en el desarrollo de las tareas de la investigación.

3-Se mostraron las características generales de los dispositivos de medición utilizados, en el desarrollo del trabajo de campo de la investigación.

## CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

### Introducción

En el presente capítulo se describen los resultados obtenidos en el análisis del comportamiento de la temperatura mediante la termografía infrarroja y su relación con el funcionamiento del transformador de distribución en más de trescientos equipos instalados en el municipio Holguín. Además, se muestra una evaluación de las pérdidas tanto en marcha como en vacío y su impacto sobre la eficiencia energética del sistema. También se describe una valoración técnica económica ambiental.

### 3.1. Resultados del análisis termográfico

La termografía de 366 transformadores del municipio Holguín, teniendo en cuenta la muestra seleccionada de 11 circuitos aparece en la tabla a continuación.

Tabla 3.1 Rango de temperaturas (°C).

Rango de temperaturas (°C)	Cantidad	% del Total
Entre 30 y 40	193	52,73
Entre 40,1 y 50	142	38,80
Entre 50,1 y 55	15	4,10
Entre 55,1 y 60	11	3,01
Entre 60,1 y 65	3	0,82
Más de 65,1	2	0,55

La tabla 3.1 recoge los rangos de las temperaturas de trabajo encontrados. Entre los datos que aporta la termografía infrarroja se encuentra la temperatura absoluta del transformador. La temperatura ambiente registrada por la cámara está en el rango de 28 a 30°C teniendo en cuenta el horario de trabajo. Puede apreciarse que 335 de los transformadores medidos, el 91,53 por ciento de la muestra se encontraban trabajando en un rango de temperatura de 30°C hasta 50°C, 29 equipos registraron temperaturas entre 50°C y 65°C, para un 7,92 por ciento no obstante la máxima temperatura registrada es de 65,1°C para 2 unidades con un 0,55 por ciento.

Además se muestran las imágenes del comportamiento de la temperatura de los transformadores inspeccionado (ver anexo 5).

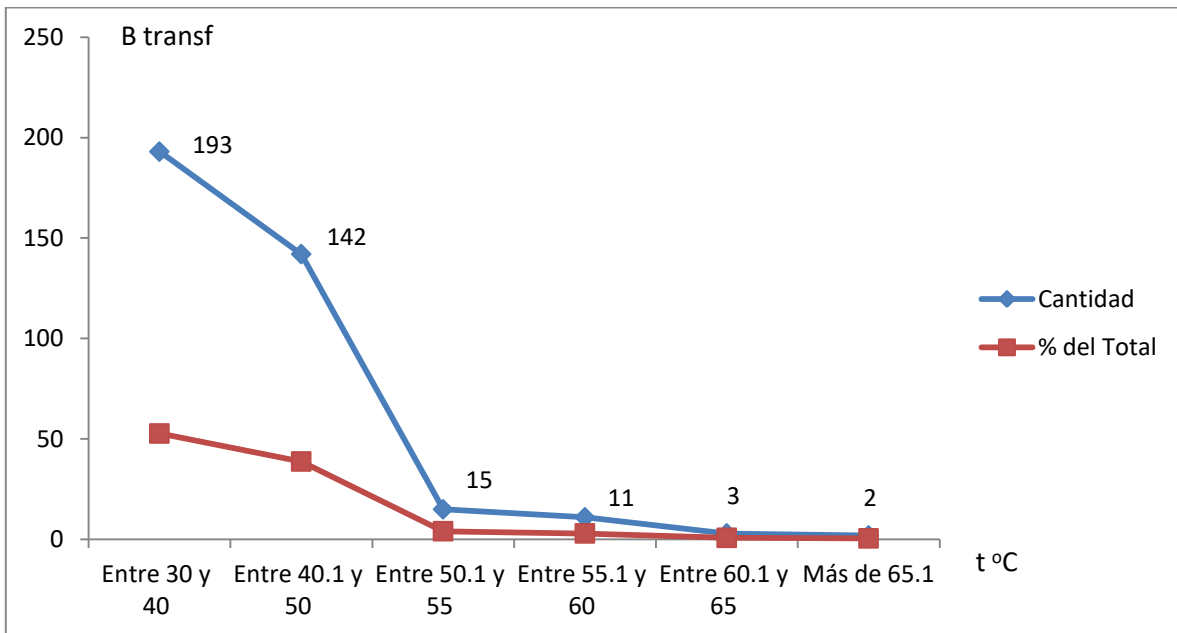


Figura 3.1 Comportamiento de la temperatura en los transformadores medidos.

La figura 3.1 representa el comportamiento de la temperatura en los transformadores inspeccionados. Llama la atención que para transformadores medidos en condiciones ambientales y horarios similares el rango de temperaturas de trabajo sea tan variado y alcance diferencias de más de 35 °C. Es evidente que la carga a la que están sometidos estos transformadores varía tanto en magnitud como en su forma del gráfico, lo que define las diferencias de temperatura de los diferentes transformadores. Se hace necesario por tanto establecer un criterio que permita definir cuando un transformador está caliente por encima de lo permisible.

Para realizar este análisis partimos de criterios conocidos y aceptados, a los que se hicieron referencia en el Capítulo 2 (Bodnar, 1983).

Teniendo en cuenta los 6 criterios aplicados y las ecuaciones presentadas para los mismos, puede observarse que para mediciones realizadas en una temperatura ambiente de alrededor de 28°C, el incremento de la temperatura del aceite máxima obtenida es de 41,1°C, que resultó muy inferior al incremento máximo permisible para el aceite relacionado en los criterios.

Sin embargo, si se hiciera un análisis partiendo de la temperatura de trabajo máxima permisible para el devanado del transformador, 105°C, e intentara hacerse una primera aproximación de la temperatura de las capas superiores del aceite a partir de los incrementos promedios de temperatura anteriormente mencionados, entonces, sustituyendo los valores en las ecuaciones (número) obtendríamos que la temperatura en la capa superiores del aceite es de 65 °C.

En esta primera aproximación se está sentenciando que si el transformador funciona con una temperatura en las capas superiores del aceite de 65°C, se está dentro de los parámetros admisibles. No obstante, esto puede provocar un envejecimiento acelerado del aislamiento. En este caso, si se desea evitar que se acelere el envejecimiento, la temperatura del aceite no debe sobrepasar los 58 °C. Es necesario señalar que el incremento del envejecimiento del aislamiento por sobrecalentamiento, se compensa con el retardo de este envejecimiento cuando el transformador trabaja con temperaturas inferiores a las mencionadas (Bodnar, 1983). En las mediciones realizadas se detectaron ocho transformadores con temperaturas en el rango entre 58 y 65,1°C.

Tabla 3.2 Transformadores en el rango de temperatura de 58 y 65.1 °C.

Circuitos	Capacidad	Transformador	Clientes	Temperatura °C	Dirección
C-1	10 KVA	HB3109	17	65,1	Rpto. Pedernales
14	10 KVA	HB1776	4	58,1	Rpto. Pueblo Nuevo
17	15 KVA	HB1926	3	60	Zona Industrial
17	15 KVA	HB272	1	60,4	Rpto. 26 de julio
22	15 KVA	HB2965	21	63,4	6 columnas
2	25 KVA	HB102	3	65,1	Cervantes N. López
Zarzal-1	25 KVA	HB1605	14	58,4	La cuaba
16	37.5 KVA	HB3419	14	59,7	Rpto. Pueblo Nuevo

La tabla 3.2 muestra los ochos transformadores con el mayor valor de temperatura detectada que está en el rango de 58 y 65,1 °C. En la misma se observa las

capacidades, el nombre del transformador, la cantidad de clientes y el valor de temperatura de cada unidad y la ubicación de cada unidad. Los valores más altos de temperatura se encuentran en dos transformadores de distribución uno de 10 kVA y otro de 25 kVA causado por la sobrecarga determinada por las mediciones realizadas a ambos equipos. En el caso de los otros transformadores también tienen valores prácticamente en el límite según la norma de 60 °C en dependencia de su capacidad.

También se muestra la tabla con los bancos de transformadores muestreados intencionalmente (ver anexo 6).

Esto indica que en el mejor de los casos es necesario hacer una evaluación del nivel de envejecimiento de estos transformadores.

**3.1.2. Comportamiento de la carga en relación con la temperatura**

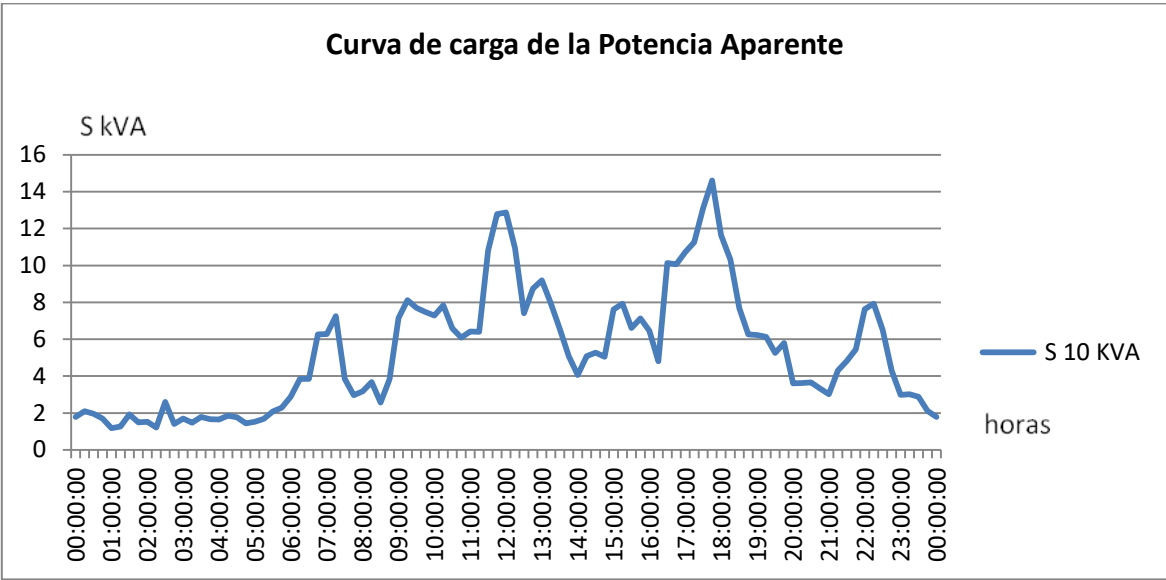


Figura 3.2 Curva de carga real y escalonada equivalente para el banco de transformadores de 10 kVA HB3109

En la figura 3.2 se muestran el comportamiento de las curvas de potencia aparente, S, real del transformador de 10 kVA del banco de transformadores HB como se observa en el horario de la madrugada el equipo tiene una potencia mínima real de 2 kVA, y en el pico del mediodía el transformador sobre pasa su potencia aparente nominal con un valor de 12 kVA, sin embargo su mayor valor los alcanza en el pico de las seis de la tarde con 14.4 kVA, lo que genera en ambos pico una sobrecarga la

cual puede llevar a dañarse el transformador, además todo esto implica, que el transformador alcance altos valores de temperatura lo que hace que el equipo no trabaje de de forma eficiente lo que hace que genere pérdidas al sistema a cusa de la carga que está por encima de su potencia nominal, afectando la eficiencia del sistema ya que el circuito tiene que generar mucho más, lo que hace que aporte más pérdidas al sistema.

Teniendo en cuenta el comportamiento de la potencia aparente para un banco de 10 kVA, también se hizo el estudio en los transformadores medidos con el rango de temperatura de 58 y 65.1 °C, aplicando la metodología desarrollada en el Capítulo 2 (ver anexo 7).

La cargabilidad y el envejecimiento relativo del transformador en cuestión de introducir el gráfico de carga del día más cargado de la semana para este análisis y las características de los transformadores de 10 kVA utilizados en nuestras redes de distribución.

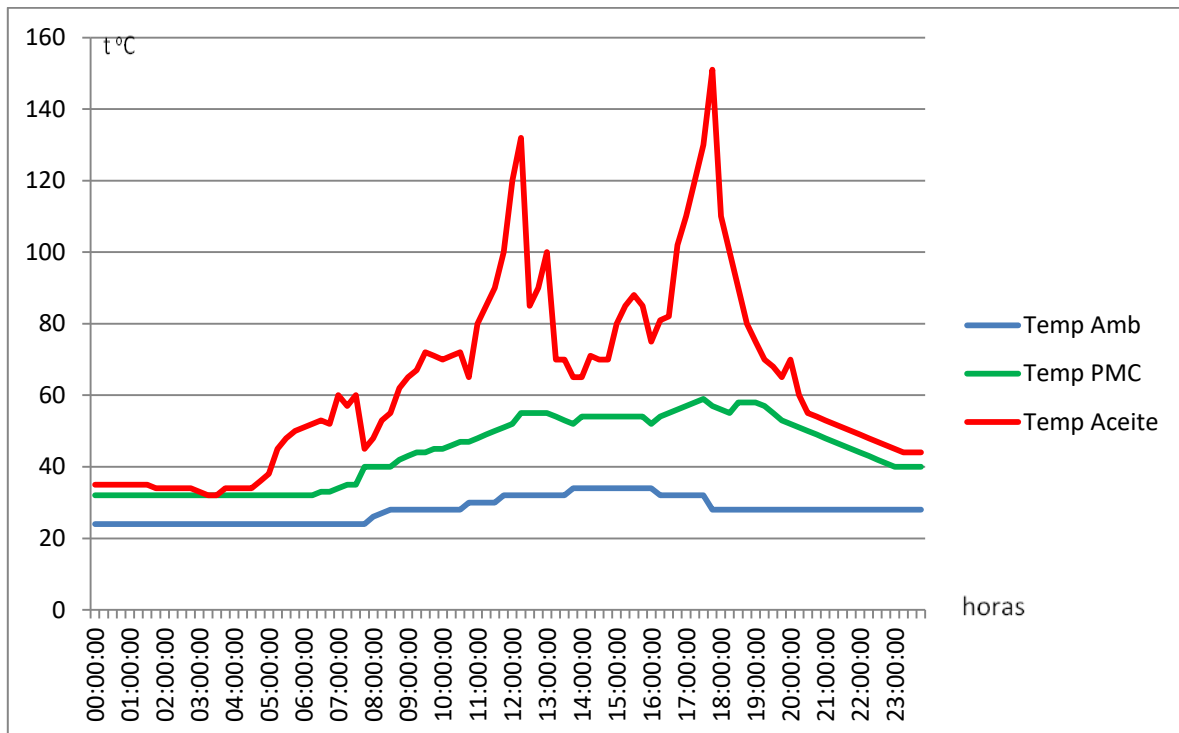


Figura 3.3 Curva de calentamiento del aceite y el punto más caliente del devanado del HB 3109

En la figura 3.3 se presenta las curvas de temperatura del aceite y del punto más caliente del devanado del transformador representado en la figura 3.2, para la curva

de carga real teniendo en cuenta la temperatura ambiente. La temperatura máxima del devanado alcanza los 151 °C, inaceptable para el aislamiento, mientras que la temperatura máxima de aceite 56 °C no alcanza la nominal para régimen estacionario de este transformador.

Se puede observar de abajo hacia arriba, la primera curva indica el comportamiento de la temperatura ambiente tomada en condiciones normales y al sol acorde al funcionamiento del transformador. Esta curva puede ser variada en caso de que el transformador se encuentre trabajando en condiciones diferentes.

El segundo gráfico indica la temperatura del aceite en sus capas superiores y en nuestro ejemplo no es significativo ya que el sobrecalentamiento máximo por encima de la temperatura ambiente no sobrepasa los 35 °C mientras que la norma admite un sobrecalentamiento de hasta 60°C para transformadores de distribución.

La curva superior representa la temperatura del punto más caliente del devanado del transformador y en este caso podemos observar que la temperatura máxima alcanza los 151 °C, o sea 117 °C por encima de la temperatura ambiente en el mismo horario. En este caso ambos valores son inadmisibles primero porque la máxima temperatura alcanzada por el PMC del transformador sobrepasa el límite máximo de temperatura absoluta admisible acorde con las normas que es de 140 °C y la temperatura de sobrecarga de corta duración que es de 120 °C. Segundo porque el incremento de temperatura del PMC sobre la temperatura ambiente máxima admisible es de 65 °C, inferior a la obtenida.

También se muestra este estudio para otros transformadores de distribución (ver anexo 8).

Por lo que el valor de la temperatura de trabajo del devanado es 98°C. La velocidad de envejecimiento es la siguiente aplicado la metodología desarrollada en el Capítulo 2.

$$V(98^{\circ}\text{C}) = 1$$

Mientras que para temperaturas de 151°C  $V = 455$  esta temperatura es inadmisibles aunque algunos autores y en algunas condiciones muy excepcionales se permite hasta 150°C.

Nótese que el envejecimiento del devanado a 151°C ocurre con una velocidad 455 veces superior a la nominal. Este transformador trabajando a tiempo completo con esta temperatura del punto más caliente duraría unos 19 días.

En cualquier caso el valor absoluto por encima de 140 °C invalida la posibilidad de que el transformador pueda continuar explotándose en este régimen y se hace necesario recomendar su sustitución urgente por uno de mayor capacidad.

Pueden existir dudas a la hora de tomar una decisión a partir de estos cálculos y el modelo ofrece como un resultado adicional el envejecimiento relativo del aislamiento.

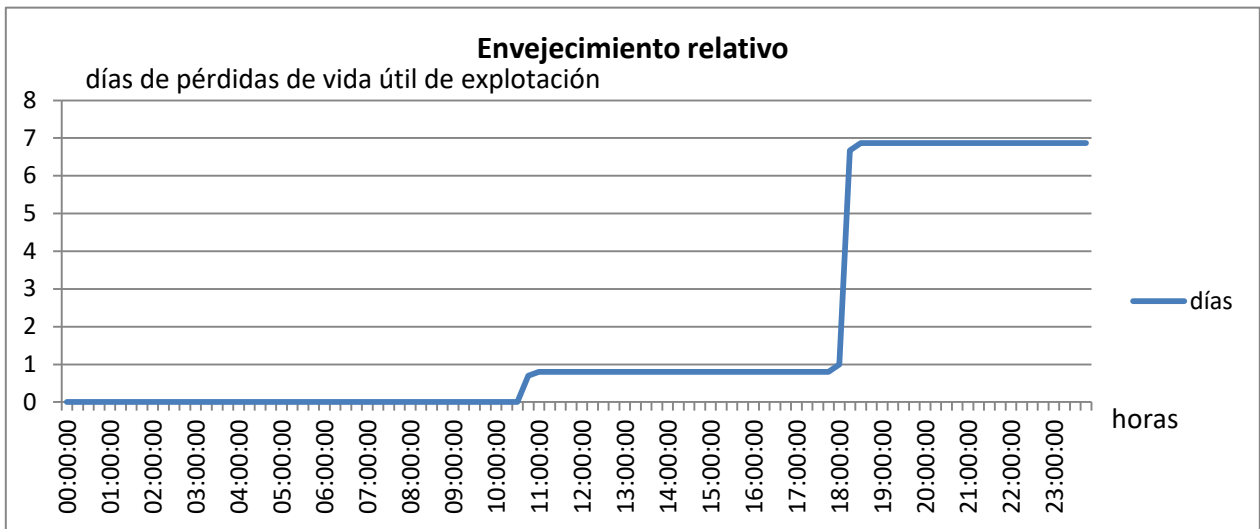


Figura 3.4 Envejecimiento relativo del transformador de 10 kVA HB 3109

En la figura 3.4 se presenta el envejecimiento relativo del aislamiento acumulado al término de 1 día, en nuestro caso es de 6,87 días de pérdida de vida útil por día de explotación, lo que indica que con este régimen de carga el transformador envejece casi 7 veces más rápido que lo previsto por el fabricante y por tanto si el mismo estaba diseñado para trabajar 20 años. En estas condiciones de explotación la pérdida total de vida útil del transformador ocurre en 2.91 años. También se muestra este estudio para otros transformadores de distribución (ver anexo 9).

De esta forma, hacer un evaluación del envejecimiento relativo del aislamiento nos permite tomar decisiones sobre la factibilidad o no de mantener trabajando el transformador en regímenes de trabajo aun cuando la temperatura máxima del punto más caliente del devanado sobrepase los 105°C y la velocidad de envejecimiento del aislamiento

Debemos tener en cuenta que la velocidad de envejecimiento del aislamiento del transformador trabajando a temperaturas del punto más caliente del devanado, superiores a 98°C (hasta 140°C) se duplica por cada 8°C de incremento de la temperatura para transformadores nuevos y por cada 6°C para transformadores con vida útil agotada, no obstante la aceleración del calentamiento por temperaturas superiores a los 98°C puede ser parcialmente compensada con el retardo del envejecimiento para temperaturas de trabajo inferiores a los 98°C por lo que temperaturas superiores incluso a los 105°C máximos de trabajo del aislamiento pueden ser permitidas en condiciones normales siempre que el envejecimiento relativo del aislamiento de los transformadores no sobrepase la unidad y se garantice que en el régimen de calentamiento dado el transformador tenga un vida útil igual a la vida útil nominal definida por el fabricante.

Para obtener la temperatura máxima admisible del transformador, al variar las curvas de carga hasta obtener un envejecimiento relativo igual a uno. En un primer caso multiplicando toda la curva por el coeficiente 0.916 y en el segundo caso disminuyendo sólo los valores de los máximos sin cambiar la forma de la curva.

De estos análisis se obtiene que la potencia aparente máxima en la figura 3.2 deba ser disminuida de 14,6 a 13,3 kVA. En la segunda variante la potencia disminuye a 12,4 kVA. Mientras tanto las temperaturas máximas del devanado disminuyen de 151 °C a 134 y 126 °C respectivamente y las temperaturas de las capas superiores del aceite de 56 °C se sitúan en 53 y 55 °C para los análisis respectivos.

La situación de las mediciones que se observa en la primera aproximación por las siguientes razones.

- Lo expuesto es válido para regímenes estacionarios, las cargas de los transformadores están sometidas a constantes variaciones lo que hace pensar que estos niveles de temperatura del aceite en condiciones reales sea inferior a los valores obtenidos anteriormente.
- Existe una marcada diferencia entre las constantes de tiempo de calentamiento del devanado y del aceite, este hecho refuerza el razonamiento anterior ya que los cambios de carga de corta duración logran alcanzar los valores de equilibrio térmico en el devanado no así en el aceite.

- Las variaciones de la temperatura ambiente influyen en la temperatura de todos los componentes del transformador provocando que el equipo opere a baja eficiencia, rendimiento, ocasionado pérdidas y afectación al medio ambiente.
- Deficiencias internas en el sistema de enfriamiento, por alta acidez del aceite y obstrucción de los conductos de enfriamiento, diferencias en la viscosidad del aceite, el nivel de humedad, etc. pueden ocasionar incrementos de temperatura superiores.
- Los desbalances de carga entre los devanados de los transformadores pueden provocar que los incrementos de las temperaturas del punto más caliente siendo superiores.

### 3.2. Evaluación de las pérdidas por transformación y su impacto sobre la eficiencia del sistema

Teniendo en cuenta las mediciones realizadas y la metodología desarrollada en el Capítulo 2 para determinar las pérdidas por transformación se elaboró una tabla con los resultados obtenidos.

Tabla 3.3 Resultados de las pérdidas por transformación.

kVA	Tensión secundaria (V)	Ku	Pérdidas		
			P <sub>o</sub> (W)	P <sub>cu</sub> (W)	P <sub>total</sub> (W)
10	120/240	1,08	66	146	213
	240/480	1,08			
15	120/240	1,06	85	188	281
	240/480	1,06			
25	120/240	1,03	133	287	433
	240/480	1,03			
37.5	120/240	1,04	157	398	574
	240/480	1,04			
50	120/240	0,89	199	518.5	742
	240/480	0,89			
75	120/240	0,8	242	734	1011
	240/480	0,8			

La tabla 3.3 muestra los resultados obtenidos del cálculo de pérdidas por transformación teniendo en cuenta el factor de capacidad para todas las unidades que se presentan en el estudio de los 11 circuitos muestreados, estos transformadores son monofásicos 7620 de tensión por el primario. Los valores de pérdidas de transformación obtenidos en los 335 transformadores son bajos ya que su temperatura esta en los rango establecido por lo que estas unidades están trabajando de manera eficiente a pesar de las características constructivas del transformador Latino, existe menos calentamiento lo que genera menos niveles de pérdidas al circuito de distribución lo que aporta más eficiencia al sistema y menos daño al medio ambiente.

En el caso de los ocho transformadores de distribución que su temperatura estaba en el rango de 58 a 65.1 °C. La tabla 3.4 muestra los resultados de pérdidas de transformación obtenidos.

Tabla 3.4 Resultados de las pérdidas por transformación en los transformadores en el rango de temperatura 58 a 65.1 °C.

<b>KVA</b>	<b>Tensión secundaria (V)</b>	<b>Ku</b>	<b>P<sub>o</sub> (W)</b>	<b>P<sub>cu</sub> (W)</b>	<b>P<sub>total</sub>(W)</b>
(10)	120/240	1,4	104	363	468
(15)	120/240	1,2	157	419	577
(25)	120/240	1,12	253	587	841
(37,5)	120/240	1,06	378	695	1073

La tabla 3.4 presenta los resultados de las pérdidas en transformación de los ocho bancos con temperatura elevada de 58 a 65 °C, donde se observa un aumento de las pérdidas de transformación en relación con los transformadores presentados en

la tabla 3.3 lo que provoca baja eficiencia ya que requieren mayores niveles de generación de energía para suministrar a las líneas de distribución mayores pérdidas afectado la eficiencia energética, esto provoca más emisiones de dióxido de carbono, que contribuye al efecto invernadero.

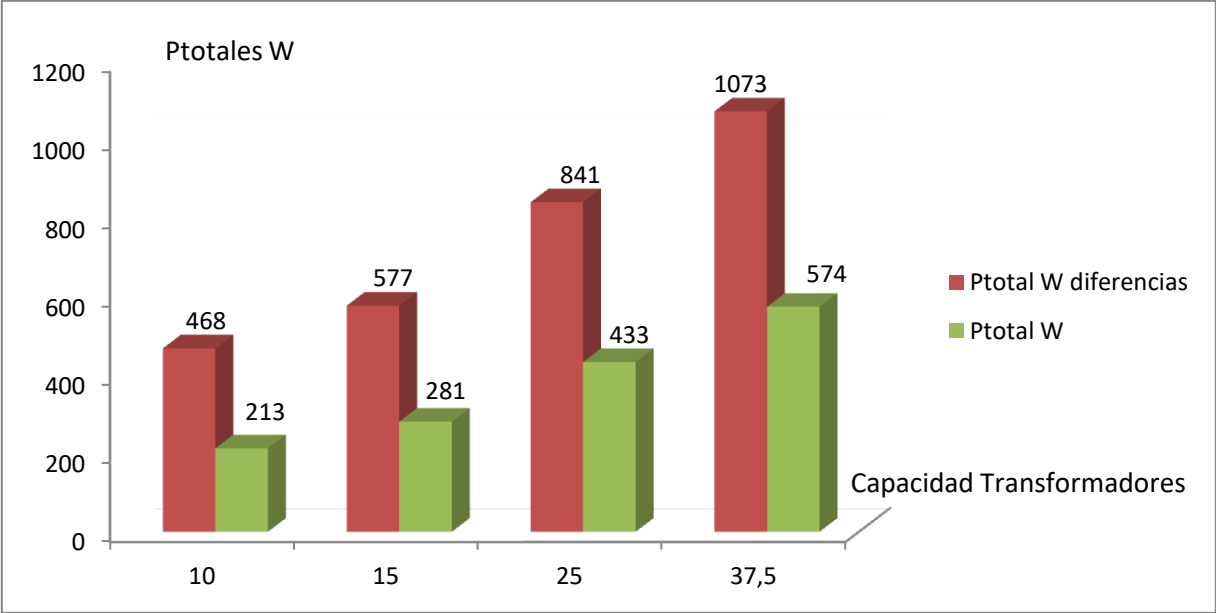


Figura 3.5 Resultados de las pérdidas de transformación, comparación

La figura 3.5 muestra los resultados de las pérdidas de transformación de los transformadores con temperaturas entre los rangos de 30 a 50 °C y los transformadores de 58 a 65 °C. En los transformadores de 10 kVA hay una diferencia de 255 W, sin embargo la mayor diferencia es en los transformadores de 37,5 kVA que es de 499 W, este transformador mantiene las pérdidas en vacío en el rango ya que las mismas representan el 1% de la potencia nominal del equipo, en el caso de las pérdidas en el cobre para las unidades representadas se observa un incremento que está dado por la carga o problemas internos en los devanados provocados por el comportamiento de la temperatura por lo que podemos afirmar que sin un correcto control de la temperatura, el transformador puede alcanzar elevados valores de pérdidas dependiendo además de la carga y su potencia nominal lo que provoca en un tiempo breve el daño de la unidad y afectaciones al medio ambiente.

### 3.2.1. Evaluación de la temperatura de equilibrio en régimen nominal y carga de trabajo

Para determinar la temperatura de equilibrio en régimen nominal y carga de trabajo se aplicó la metodología desarrollada en el Capítulo 2, mostrándose el ejemplo de un transformador de 10 KVA con las siguientes características.  $S = 10 \text{ kVA}$ ,  $P_{fe} = 104 \text{ W}$ ,  $P_{cu} = 363 \text{ W}$ ,  $P_T = 468 \text{ W}$

$A = 0,723 \text{ m}^2$  (Alto  $H = 0,55 \text{ m}$ , Perímetro del cilindro  $P_r = 1,1 \text{ m}$ , Área de la tapa y el fondo  $A_t = 0,18 \text{ m}^2$ )

$T_a = 28 \text{ }^\circ\text{C}$

Calculamos la temperatura del transformador  $T_t = 58 \text{ }^\circ\text{C}$ , la media del devanado,  $T_d = 95 \text{ }^\circ\text{C}$  y la del punto más caliente,  $T_{pmc} = 108 \text{ }^\circ\text{C}$

Para este transformador a temperatura ambiente de  $28 \text{ }^\circ\text{C}$  la temperatura del punto más caliente del devanado en condiciones nominales de explotación es de  $108 \text{ }^\circ\text{C}$  o sea que sobrepasa en  $3 \text{ }^\circ\text{C}$  la máxima admisible, mientras que la temperatura del aceite es de  $58 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Resultando que, en régimen de equilibrio, la temperatura máxima admisible del aceite es de  $55 \text{ }^\circ\text{C}$ , existiendo la necesidad de evaluar los posibles cambios en la velocidad de envejecimiento del aislamiento. Es de esperar que para un régimen de carga variable la temperatura máxima del aceite esté por debajo de los  $55 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Obtenemos:

$q = 772.56 \text{ W}$ ,  $Q = 558.56 \text{ W}$ ,

$T_{nom} = 57 \text{ (}^\circ\text{C)}$ ,  $T_{max} = 53 \text{ (}^\circ\text{C)}$

Estos resultados demuestran que pequeñas variaciones de la temperatura del aceite pueden estar vinculadas al cambio del régimen térmico del transformador de aceptables a inaceptables. Evidencian la dependencia del régimen, de la carga máxima absoluta, de la forma del gráfico de carga y del tiempo de duración de las sobrecargas, y establecen como criterio de atención diferenciada la temperatura máxima de las capas superiores del aceite de alrededor de  $53 \text{ }^\circ\text{C}$ , para el caso específico del transformador de 10 kVA. Latino.

Como es explico anteriormente en la base de estos cálculos, entre otros factores se encuentran las características constructivas de los transformadores que definen la

temperatura de trabajo en régimen nominal y el criterio de la máxima aceptable a partir de la cual es necesario hacer este análisis.

Los estudios anteriormente mostrados se repitieron para transformadores Latinos de 15, 25, 37,5 y 50 kVA, para transformadores Magnetrón de 75 kVA. Los resultados de estos análisis se muestran en la tabla 3.5

Tabla 3.5 Temperatura máxima en régimen nominal estacionario y de carga variable.

Transformador	kVA	T <sub>nom</sub> (°C)	T <sub>ma</sub> (°C)
Latino	10	57	53
Latino	15	64	60
Latino	25	67	63
Latino	37,5	68	64
Latino	50	66	62
Magnetrón	75	66	62

La tabla 3.5 muestra la temperatura máxima en régimen nominal estacionario y la temperatura de carga variable, podemos decir por ejemplo que los transformadores latinos de 10 y 15 kVA utilizan frecuentemente el mismo tanque con las mismas dimensiones, por lo que la temperatura de trabajo nominal del transformador de 15 kVA. (64 °C) es 7 °C superior a la del transformador de 10 kVA., por tanto la temperatura máxima del aceite a partir de la cual se recomienda prestar atención especial al transformador de 15 kVA es de 60 °C mientras que para el de 10 kVA es a partir de los 53 °C. En el caso del transformador de 75 kVA magnetrón se observa que el comportamiento de la temperatura se mantiene estable siendo sus valores iguales que el de 50 kVA lo que significa que estos transformadores son eficientes debido a sus características constructivas lo cual posee aportes significativos al medio ambiente.

### **3.3. Resultado de las pruebas realizada a los transformadores de distribución de 10 y 25 kVA**

La inspección realizada en el taller de transformadores ubicado en el centro de operaciones de la empresa, a las unidades de 10 y 25 kVA, arrojó que el sobrecalentamiento de ambos transformadores era causado por:

- Problemas en los devanados por el lado de baja con un valor de 148 ohm cuando la norma establece que debe estar por encima de 200 ohm lo que provoca, bajo aislamiento, por soportar estrés dieléctrico, térmico y mecánico durante este proceso. Estos estaban dañados debido al sobrecalentamiento que alcanza la superficie del núcleo todo esto conlleva
- Problemas dieléctricos provocados por la descompostura en el aislamiento, el cual fue causado por la tensión eléctrica por encima de sus niveles promedio. Lo cual pudo desencadenar un corto circuito que dañara ambos transformadores por fallas de tensión.
- Problema en el tanque causado por el estrés ambiental, humedad alta o radiación solar. Todo lo anterior puede generar grietas o filtraciones en las paredes del tanque, provocando un bajo nivel de aceite en los transformadores. Estas son las consecuencias:
  - Reducción de aislamiento en el transformador y daños en los devanados.
  - Sobrecalentamiento y daños en otras partes del transformador.

Todos estos problemas detectados de bajo aislamiento, bajo nivel de aceite, así como problemas de hermeticidad, son consecuencia de las características constructivas de estos transformadores revisados, además parte de estas deficiencias en ambos transformadores, por brindar servicio bajo estas condiciones y no ser diagnosticados ya que según el ciclo le correspondía en hace más de dos años, según la política de mantenimiento a transformadores que es de un 20 por ciento cada cuatro años, además de no incluir la termografía como una de las técnicas de diagnóstico y mantenimiento.

### 3.4. Resultados de la evaluación técnica económica

Aplicando la metodología declarada en el Capítulo 2 se determinó el ahorro que obtenía la empresa si se lograban recuperar los ocho transformadores en el rango de temperatura de 58 a 65.1 °C.

Tabla 3.6 Resultado de la valoración técnica económica

Transformadores	KVA	Precio MN	Año de Explotación	Valor con depreciación anual 6 por ciento	Valor del transformador con la depreciación	No. empresa

HB3109	10	19347,95	2	730,59	17026,20	93687
HB1776	10	448,74	4	1060,404	341,04	86762
HB1926	15	1238,70	4	1031,91	941,41	89727
HB272	15	6979,03	2	1389,303	6141,55	93740
HB2965	15	1347,57	3	1218,6996	1105,01	83346
HB102	25	1438,63	4	1034,0196	1093,36	80798
HB1605	25	592,84	5	1191,3756	414,99	74006
HB3419	37	2157,00	3	1506,6456	1768,74	91374
Total		33550,46			28832,29	

La tabla 3.6 muestra el resultado de la valoración técnica económica de los ocho transformadores con altos niveles de temperatura de procedente de la fábrica Latino. En la tercera columna se observa el precio total de cada transformador en dependencia de su capacidad mostrando un monto total de 33550,46 pesos MN, en la mayoría de los casos los precios están por la antigua escala, solo el primer transformador está con nuevo precio según la tarea reordenamiento, en la sexta columna se muestra el valor de 28832,29 pesos MN teniendo en cuenta los años de explotación y la depreciación del 6 por ciento de manera anual.

Se determinó que hasta el mes de mayo del año 2022 la provincia ha dañado 197 transformadores con un valor en de 265 915.32 pesos en el mismo período del año anterior 2021, se habían dañado 176 transformadores con un valor de 77 633,79 pesos MN.

Teniendo en cuenta los valores de gastos para los 197 transformadores dañados hasta el mes de mayo y el valor que representan los ocho transformadores diagnosticado la empresa se ahorra 28832.29 pesos MN y reduciría su valor a gastos y pérdidas de afectación económica en un total de 237083.03 pesos MN.

### 3.5. Resultados de la evaluación medioambiental

Aplicando la metodología declarada en el Capítulo2, haciendo énfasis en los impactos al medio ambiente causado por los transformadores se determinó el ahorro de combustible teniendo en cuenta las pérdidas de transformación calculadas.

Tabla 3.7 Resultados de la evaluación ambiental

Capacidad (KVA)	Pérdidas totes (W)	Pérdidas totes (kW)	Ahorro de combustible (t/año)	Valor USD/año	Emisiones GEI*0.84 evitadas t/año
-----------------	--------------------	---------------------	-------------------------------	---------------	-----------------------------------

10	231	0,231	60,06	38703,26	0,19404
15	281	0,281	73,06	47080,59	0,23604
25	433	0,433	112,58	72547,68	0,36372
37.5	574	0,574	149,24	96171,75	0,48216
50	742	0,742	192,92	124319,58	0,62328
75	1011	1,011	262,86	169389,61	0,84924
Total		3,272	850,72	548212,48	2,74848

La tabla 3.7 muestra el resultado de la evaluación ambiental para cada una de las capacidades diagnosticadas en la investigación de 10 a 75 kVA. En la misma se observa que la potencia total generada en el núcleo y en el enrollado de transformador para las capacidades reflejadas en la tabla es de 3,272 kW, lo que representa un ahorro 850,72 toneladas al año de combustible y meno emisiones de CO<sub>2</sub> según el consumo del Sistema Electroenergético Nacional de 260 gkWh, lo que representa un valor de 548212,48 USD, con un precio variable de 644,41USD, evitando un total de 2,74848 toneladas al año de CO<sub>2</sub> a la atmósfera.

### **Conclusiones**

1-El análisis termográfico realizado a los 366 transformadores, permitió establecer rangos de temperatura que posibilitaron determinar ocho transformadores con sobrecalentamiento.

2-El cálculo de las pérdidas por transformación mostró que existen ocho transformadores con elevados valores de pérdidas, los cuales afectan la eficiencia energética del sistema.

3- La inspección realizada en el taller de transformadores a dos unidades de 10 y 25 kVA demostró existen deficiencias en las características constructivas de los transformadores “Latinos”, lo que provoca baja eficiencia.

## CONCLUSIONES

Luego de haber realizado una valoración de los aspectos esenciales de los transformadores de distribución en función del marco teórico conceptual, de haber expuesto los elementos teóricos, como sus características, su principio y funcionamiento en relación a las pérdidas y el comportamiento de la temperatura, buscando una mejor eficiencia del mismo para garantizar una mejor calidad de servicio, se arribó a las siguientes conclusiones:

- 1-Se caracterizaron las condiciones técnicas en que se encontraban operando los transformadores de distribución en el municipio Holguín, mediante el empleo del análisis termográfico y de técnicas de muestreo. Se detectó que el 2,19 por ciento de los transformadores de distribución se encontraban en el rango de 58 a 65.1°C de temperatura, producto a la sobrecarga inadmisibles determinada en los horarios picos.
- 2- La evaluación en las pérdidas por transformación arrojó que existen 335 transformadores con valores aceptables en las capacidades de 10 a 75 kVA lo que implica a su vez un cambio significativo a nivel ambiental, energético y económico.
- 3- Se realizó una evaluación desde el punto de vista económico y medioambiental del impacto que puede obtenerse sobre la eficiencia del sistema, a partir del conocimiento acerca de las condiciones de explotación de los transformadores de distribución se obtiene un ahorro de 28832.29 pesos MN, y se evita un total de 2.74848 toneladas al año de CO<sub>2</sub> a la atmósfera.

## **RECOMENDACIONES**

1-Teniendo en cuenta los valores de temperatura alcanzados en los transformadores de distribución se propone incorporar el método de termografía infrarroja como una de las técnicas de diagnóstico y mantenimiento. Se pueden soportar los costos de su uso.

2-Dada la diversidad que presenta los niveles de carga y temperatura de los transformadores de distribución estudiados se recomienda para la continuidad de la investigación, ampliar las muestras.

3-Dar continuidad al estudio aplicando la metodología expuesta en la investigación para los circuitos de subtransmisión y distribución de la provincia.

4-Se imponen diseñar un sistema automatizado que permita detectar el momento en que el transformador supera su temperatura por encima de 60 °C para conseguir minimizar cualquier efecto negativo.

## BIBLIOGRAFÍA

- 1- ALMIRAL MESA, Juan. Temas de Ingeniería eléctrica. 2da ed. La Habana, Cuba: Félix Varela, 2009. 19-43 pp.
- 2- Bicen, Y., Y. Cilliyüz, F. Aras y G. Aydugan, An assessment on aging model of IEEE/IEC standards for natural and mineral oil-immersed transformer, 2011 IEEE International Conference on Dielectric Liquids, 1-4, Trondheim, Noruega, 26-30 de Junio (2011)
- 3- Bodnar, V,V, “Capacidad de carga de transformadores de potencia con aislamiento en aceite”, Energoatomisdat , Moscú , 1983, 176 pp.
- 4- BRAUN, Eliezer, Electromagnetismo: de la ciencia a la tecnología, México, 1992.
- 5- Cerón, A.F., D.F. Echeverry, G. Aponte y A.A. Romero, Índice de Salud para Transformadores de Potencia Inmersos en Aceite Mineral con Voltajes entre 69kV y 230kV usando Lógica Difusa, Información Tecnológica, 26(2), 107-116 (2015)
- 6- Daghrah, M., Z.D. Wang y otros cuatro autores, Experimental investigation of hot spot factor for assessing hot spottemperature in transformers, 2016 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD), 948-951, Xi'an, China, 25-28 de Septiembre (2016)
- 7- Del Vecchio, R.M., B. Poulin y otros tres autores, Transformer design principles: with applications to core-form power transformers. 2 a Ed., 1-21, CRC press, Boca Ratón, USA (2010)
- 8- Gómez Quezada A. “Consideraciones para el diseño de transformadores de distribución que garanticen mayor resistencia a los esfuerzos de cortocircuito”, 2010.
- 9- González Mustelier, M. “Curvas de daño térmico en los transformadores de distribución”. 2008.
- 10-Guardiola Bourricaudy A, Igor Pérez Maliuk, “Modelo para la evaluación del régimen térmico de transformadores de distribución,”2021, 10p.
- 11-Global, (2021).  
Disponible en: <https://www.who.int/es/news/item/07-06-2021-global-launch-tracking-sdg7-the-energy-progress-report>.

- 12-Haidar, A. y Al-Dabbagh, M. The influences of T-joint core design on no-load losses, 2013.
- 13-Hernández Téllez, Angélica. Panorama de la situación energética en América Latina 15 Abril, 2020.  
Disponibile en: <https://co.boell.org/es/2020/04/15/panorama-de-la-situacion-energetica-en-america-latina>
- 14-Ivanov – Smoloenski, A.V. Máquinas Eléctricas. Editorial Mir. Moscú, 1984
- 15-Iglesias, HD y Tanides C.G. Estimación del potencial de ahorro energético en los transformadores de distribución del sistema eléctrico argentino. Revista Avances en energía Renovables y Medio Ambiente Vol10, Buenos Aires, 2006.
- 16-Kostenko, M.P. y Piotrovski, L.M. Máquinas eléctricas. Tomo I. Editorial Mir, Moscú,1975.
- 17-Mayor, J. (2019). “Muestreo Estadístico I”. Diplomatura de estadística. Facultad de Matemáticas. Universidad de Sevilla. España.  
Disponibile en: [personal.us.es/jmayor/ficheros/me104.pdf](http://personal.us.es/jmayor/ficheros/me104.pdf)
- 18-Manual de energía y sociedad, (2020).  
Disponibile en: <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/1-1-energia-y-sociedad/>
- 19-Martínez Daniel y otros. Evaluación de modelos térmicos usados para estimar la temperatura del punto caliente en transformadores de distribución, 2019.
- 20-OLIVARES-GALVAN, J.C., A review of transformer losses, Electric Power Components and Systems, vol. 37, Septiembre 2009.
- 21-PATIÑO-RUIZ, R. y OLIVARES-GALVAN, J.C., Transformadores de distribución con núcleos de acero amorfo, Conciencia Tecnológica, no. 38, Diciembre 2009.
- 22-Pérez Londoño, S. y López Quintero, J. G., Transformadores Eléctricos. Editorial UTP Colección de textos académicos, 2018. 12-218pp.
- 23-Pérez Maliuk I.R. “Estudio de transformadores dañados en la provincia de Holguín desde el 2003 al 2006” Holguín, 2007, 10 p.
- 24-Poyato, R. (2009). Termografía en sistemas de distribución eléctrica.

- Disponible en: <https://www.interempresas.net/Electricidad/Articulos/34456-Termografia-en-sistemas-de-distribucion-electrica.html>
- 25-Ramírez Fiallo O. Modelación físico-matemática para el diagnóstico de grandes transformadores en tiempo real tesis presentada en opción al grado científico de doctor en ciencias técnicas, 2001.
- 26-Ramos López, G. Energías renovables y limpias en Cuba: de la aspiración a la necesidad 15 de febrero, 2021.
- 27-Reyes Ge, B. Comportamiento de los gráficos de carga y su influencia en el funcionamiento de los transformadores de distribución del municipio Holguín, tesis presentada en opción al grado científico de máster en eficiencia energética, 2011.
- 28-Rodríguez Pozueta, M. Transformadores universidad de Cantabria departamento de ingeniería eléctrica y energética, 2012.  
Disponible e <http://personales.unican.es/rodrigma/primer/publicaciones.htm>.
- 29-Saldívar Hinojosa, J.J., Estudio de niveles de eficiencia en transformadores de distribución en función del perfil de carga tesis presentada en opción al grado científico de máster en ciencias en ingeniería energética diciembre, 2018.
- 30-Santisteban, A., F. Delgado y otros cuatro autores, Numerical analysis of the hot-spot temperature of a power transformer with alternative dielectric liquids, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 24(5), 3226-3235 (2017)
- 31-Susa, D. y M. Lehtonen, Dynamic thermal modeling of power transformers: further Development-part II, IEEE transactions on power delivery, 21(4), 1971-1980 (2006)
- 32-Smolenski, I. I. Máquinas Eléctricas. Pueblo y educación, Tomo ii. 1990.
- 33-STAFF, K. E., Circuitos magnéticos y transformadores, Editorial Reverté, Argentina, 1981.
- 34-Taheri, S., A. Vahedi, A. Gholami y H. Taheri, Estimation of Hot Spot Temperature in Distribution Transformer Considering Core Design Using FEM, Power and Energy Conference 2008 (PECon 2008), 1408–1413, Johor Bahru, Malaysia, 1-3 de Diciembre (2008)

- 35-Takami, K., M.H. Gholnejad y J. Mahmoudi, Thermal and hot spot evaluations on oil immersed power Transformers by FEMLAB and MATLAB software's, International Conference on Thermal, Mechanical and Multi-Physics Simulation Experiments in Microelectronics and Micro-Systems 2007 (EuroSime 2007), 1-6, Londres, Reino Unido, 16-18 de Abril (2007)
- 36-Tang, W.H. y Q.H. Wu, Condition Monitoring and Assessment of Power Transformers Using Computational Intelligence, 1<sup>a</sup> Ed., 55-70, Springer-Verlag, Londres, Reino Unido (2011)
- 37-Targosz y otros. The Potential for Global Energy Savings from High Efficiency Distribution Transformers. Edita Leonardo ENERGY Transformers. European Copper Institute, 2005.
- 38-Terrero Janer D "Un análisis sobre las fallas de transformadores de distribución en Cuba", 2001.
- 39-Viego Felipe, Percy y otros. Ahorro de Energía en Sistemas de Suministro Eléctrico. Editorial Universidad de Cienfuegos, Cienfuegos, 2005.

## ANEXO 1. SIGERE para seleccionar los circuitos de distribución

Sitio del SIGERE en la **Emp. Eléctrica Holguín**

Inicio Despacho CIAC Estatal Programación y Control Instalaciones Buscar Ayuda

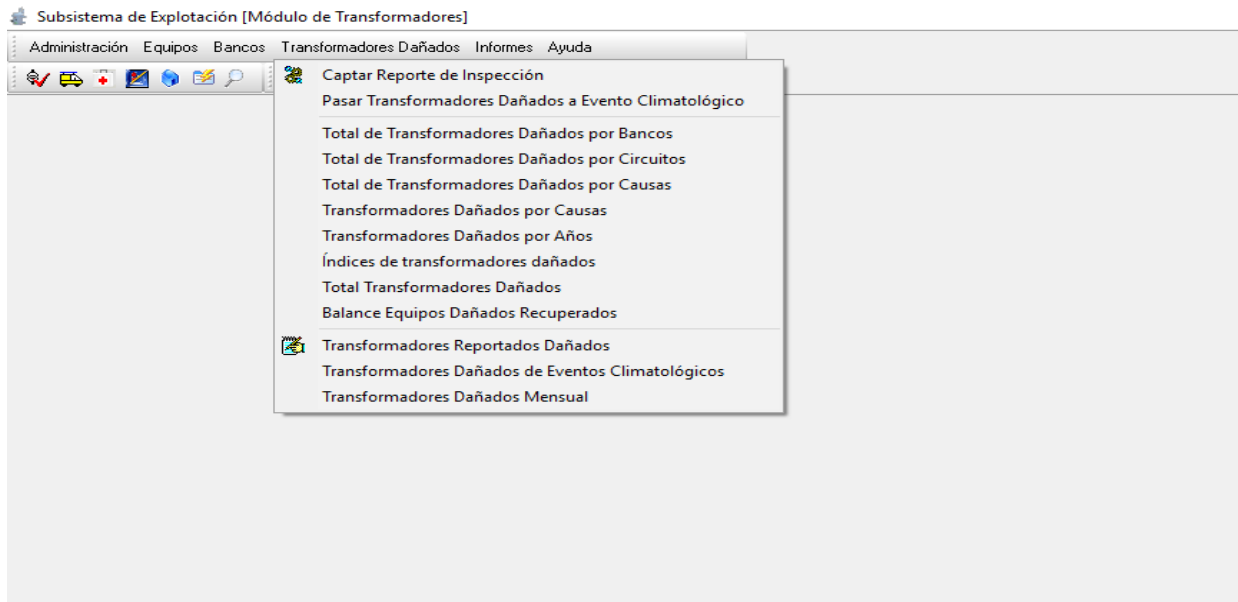
Ver sus modificaciones y adiciones hechas en Holguín Nueva Web

Unidad UEB Holguín Voltaje Todos Subestación Todas Seleccionar

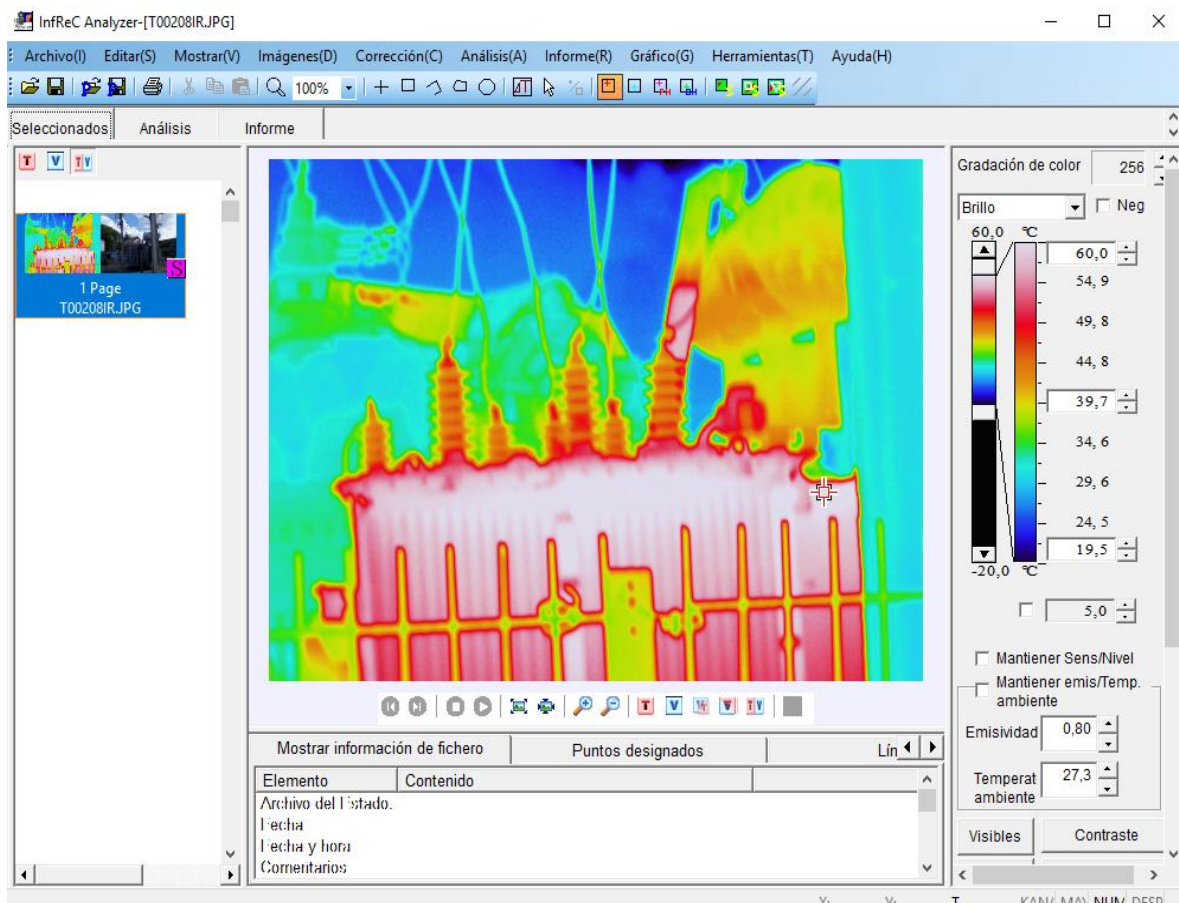
**Circuitos Primarios.**

No	Subestaciones	Código	Nombre	Desconectivo	kV	BcoT	KVA	Clientes	Facturación MWh	Km	Secciones
1	Sub. Iberia	OK45	Cto Iberia 1	H020	13.2	8	125			0	2
2	Sub. El Zarzal	OK20	Cto Zarzal 1	H218	13.2	70	3978.5	795	207.361	35.398	27
3	Sub. El Zarzal	OK21	Cto Zarzal 2	H1740	13.2	20	1160	562	156.943	8.35	8
4	Sub. Aeropuerto	OK18	Cto C-1	H014	13.2	121	8521.5	1114	385.129	49.854	48
5	Sub. Aeropuerto	OK19	Cto C-2	H651	13.2	9	707	78	10.827	2.894	8
6	Sub. Cruce el Coco	OK15	Cto CC -2	H345	13.2	140	5865.5	1787	398.285	44.512	68
7	Sub. Cruce el Coco	OK14	Cto CC-1	H340	13.2	61	3222.5	602	140.944	18.2	44
8	Sub. Cruce Maceo	OK26	Cto M-1	H035	13.2	45	2245	819	169.051	32.277	16
9	Sub. Aguas Claras	OK12	Cto A. Claras	H044	13.2	70	2828	1524	325.28	22.612	51
10	Sub. Baldozas	OK24	Cto Baldozas	H1805	13.2	16	1747	483	119.441	0	19
11	Sub. Cruce de Purnio	OK22	Cto C Purnio	H1305	13.2	96	3090	2451	283.467	56.047	15
12	Sub. Pdo San Andrés	OK124	Cto San Andres 1	H1320	13.2	99	4317.5	3221	529.41	18.767	32
13	Sub. Pdo San Andrés	OK27	Cto San Andres 2	H1315	13.2	93	6492	2283	332.291	32.857	48
14	Sub. Rotonda	OK127	Cto Piedra Blanca	H1755	13.2	98	4450	9074	1758.658	5.88	40
15	Sub. Rotonda	OK128	Cto Sao Arriba	H1760	13.2	151	6528	10621	1837.128	80.538	55
16	Sub. Las Biajacas	OK129	Cto Las Biajacas	H1728	13.2	90	3222.5	1703	320.309	56.375	48
17	Sub. Caballería	OK176	Cto Caballería	H2620	13.2					0.4	1
18	S/E Holguín I 110 kV	OK01	Cto 1 Holguín	4230	13.2	198	9797.5	8308	1691.566	19.706	111
19	S/E Holguín I 110 kV	OK02	Cto 2 Holguín	4235	13.2	190	14386	6370	2375.59	29.39	103
20	S/E Holguín I 110 kV	OK03	Cto 3 Holguín	4240	13.2	168	8981.5	8710	1878.751	10.415	92
21	S/E Holguín I 110 kV	OK136	Cto A. Pino 1	H980	13.2	210	10127.5	7587	1537.327	34.034	151

## Anexo 2. Módulo de transformadores



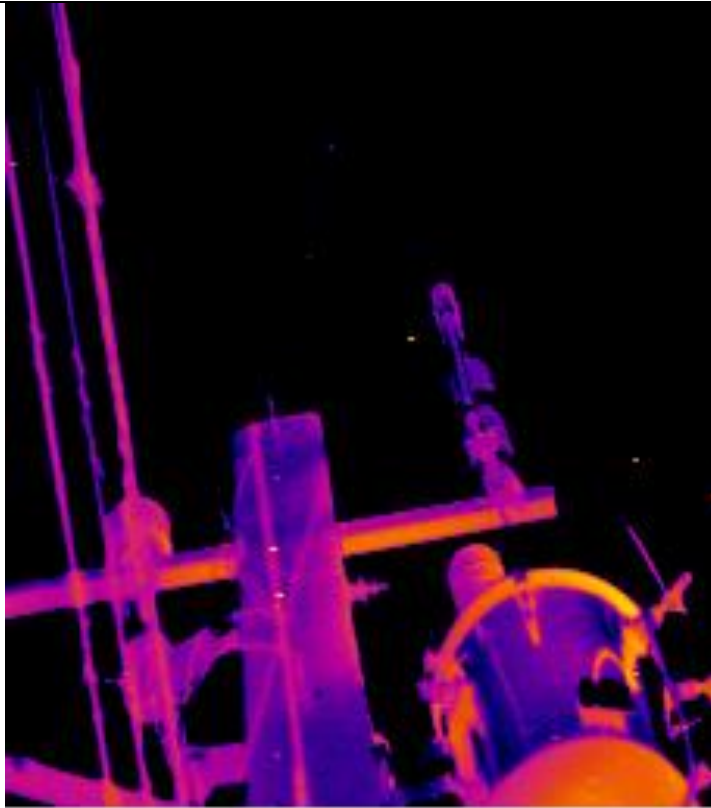
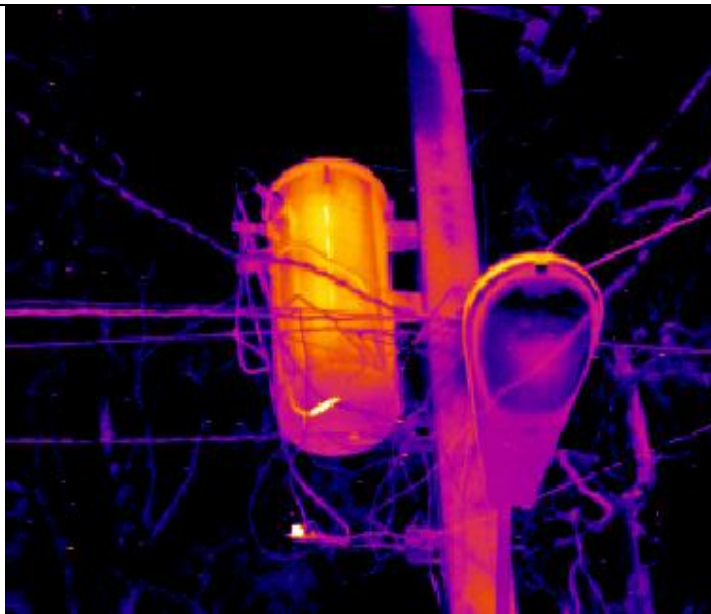
## Anexo 3. Visualización del comportamiento de la temperatura en transformadores



**ANEXO 4. Tabla de coeficientes térmicos de radiación y convección del aire**

IT (°C)	a c	a r
5	3.34	4.5
10	4.42	5.11
15	4.86	5.52
20	5.03	5.85
30	5.72	6.3
40	6.1	6.66
50	6.4	6.92
60	6.64	7.2
70	6.86	7.4
80	7.04	7.59
90	7.2	7.8
100	7.35	7.93

## ANEXO 5. Imágenes térmicas de transformadores inspeccionados

Imagen Térmica		Parámetros del objeto	Valores
		Temperatura Máxima	93.10
		Temperatura Referencia	28
		Sobrecalentamiento	65.1
		Fecha Inspección	Febrero 2021
		Hora Inspección	10:30a m
		HB 3109	
Imagen Térmica		Parámetros del objeto	Valores
		Temperatura Máxima	91.7
		Temperatura Referencia	32
		Sobrecalentamiento	59.7
		Fecha Inspección	Febrero 2021
		Hora Inspección	13:45

		HB3419
--	--	--------

<b>Imagen Térmica</b>		<b>Parámetros del objeto</b>	<b>Valores</b>
		<b>Temperatura Máxima</b>	78
		<b>Temperatura Referencia</b>	28
		<b>Sobrecalentamiento</b>	50
		<b>Fecha Inspección</b>	<b>Febrero 2021</b>
		<b>Hora Inspección</b>	8:40am
		<b>HB1437</b>	

## Anexo 6. Tabla de transformadores muestreados intencional

Circuitos	Capacidad kVA	Transformador	Temperatura °C	Clientes	Dirección
Cto Zarzal 1	50	HB1153	40	62	Campuchea
Cto Zarzal 1	25	HB1605	58.4	14	La Cuaba
Cto Zarzal 1	50	HB3303	38	2	A. Urquiola
Cto Zarzal 1	50	HB3304	42	0	A. Urquiola
Cto Zarzal 1	15	HB3329	37.6	0	El yayal
Cto Zarzal 1	50	HB3331	43	0	A. Urquiola
Cto Zarzal 1	50	HB3389	54.8	0	Cañadón
Cto Zarzal 1	37.5	HB3390	48	0	Cañadón
Cto Zarzal 1	37.5	HB3410	42	0	Cañadón
Cto Zarzal 1	50	HB3636	34	0	Campuchea
Cto Zarzal 1	25	HB3636	54.5	1	Campuchea
Cto C-1	100	HB1358	31	1	Providencia
Cto C-1	100	HB1358	30	2	Providencia
Cto C-1	100	HB1358	32	1	Providencia
Cto C-1	50	HB1359	40	0	Providencia
Cto C-1	50	HB1363	44.5	0	A. Urquiola
Cto C-1	50	HB1385	43	1	Base Aérea
Cto C-1	50	HB1385	45	1	Base Aérea
Cto C-1	50	HB1385	46	1	Base Aérea
Cto C-1	50	HB2385	37.4	1	Providencia
Cto C-1	37.5	HB2385	32.3	1	Providencia
Cto C-1	10	HB3109	65.1	17	Pedernales

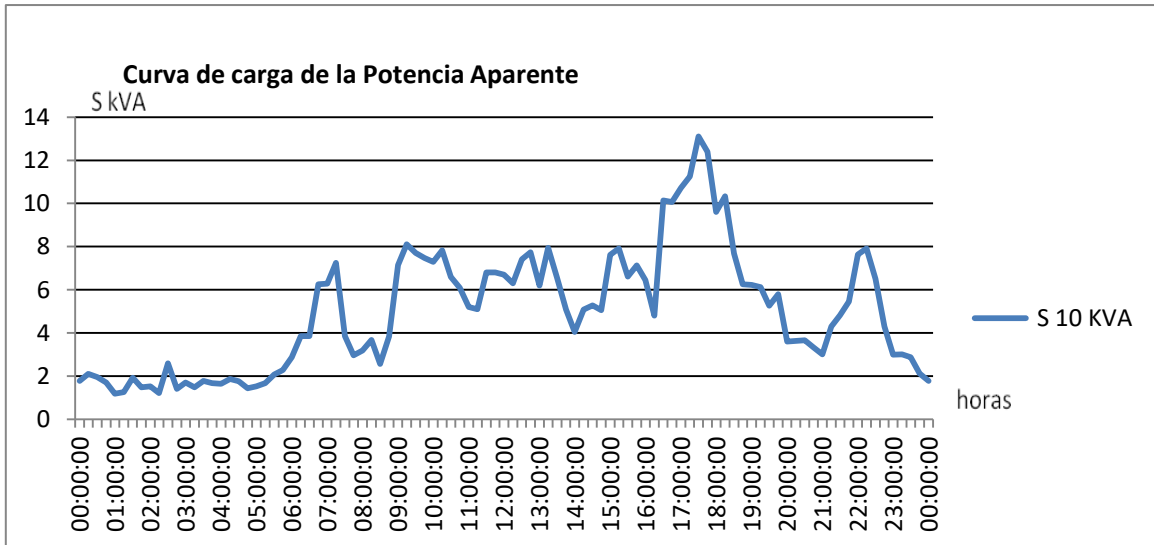
Cto C-1	10	HB3362	57.3	2	Pedernales
Cto C-1	25	HB3595	48.3	0	La Vega
Cto C-1	37.5	HB3642	38.7	0	Aeropuerto militar
Cto C-1	15	HB5014	56.3	0	Aeropuerto
Cto 2 Holguín	25	HB102	65.1	3	Ciudad Norte
Cto 2 Holguín	50	HB19	40.5	58	Centro Ciudad
Cto 2 Holguín	50	HB2382	39	0	Centro Ciudad
Cto 2 Holguín	50	HB78	51		Centro Ciudad
Cto A. Pino 1	50	HB144	46.4	0	A. Pino
Cto A. Pino 1	50	HB146	53.2	1	A. Pino
Cto A. Pino 1	50	HB2230	54.1	66	Luz
Cto 3 Holguín	37.5	HB1350	56.3	6	peralta
Cto 3 Holguín	50	HB1350	44.7	4	peralta
Cto 3 Holguín	75	HB1356	38.2	1	La Quinta
Cto 3 Holguín	100	HB1356	31	5	La Quinta
Cto 3 Holguín	75	HB1356	33	1	La Quinta
Cto 3 Holguín	50	HB1787	41.3	1	Peralta
Cto 3 Holguín	50	HB1787	37.3	1	Peralta
Cto 3 Holguín	50	HB1787	30.5	1	Peralta
Cto 12 Mayabe	25	HB1524	55.7	1	Nuevo Holguín
Cto 12 Mayabe	15	HB1524	57.3	1	Nuevo Holguín
Cto 12 Mayabe	15	HB2750	48.2	1	Nuevo Holguín
Cto 12	25	HB3246	46.7	21	Mayabe

Mayabe					
Cto 12 Mayabe	37.5	HB3246	38.9	1	Mayabe
Cto 12 Mayabe	50	HB3544	41.4	0	Mini industria Garbo
Cto 12 Mayabe	50	HB3544	42.3	0	Mini industria Garbo
Cto 12 Mayabe	75	HB3544	32	0	Mini industria Garbo
Cto 12 Mayabe	50	HB3561	41.3	0	Pedro D Coello
Cto 13 Mayabe	50	HB1437	45,6	2	Planificadora
Cto 13 Mayabe	50	HB1437	50	2	Planificadora
Cto 13 Mayabe	50	HB1437	49.3	2	Planificadora
Cto 13 Mayabe	25	HB1523	33.7	1	Peralta
Cto 13 Mayabe	50	HB1546	34.2	31	La Aduana
Cto 13 Mayabe	37.5	HB3427	44.3	5	San Field
Cto 13 Mayabe	37.5	HB3601	32.1	0	San Field
Cto 13 Mayabe	50	HB549	35.3	227	La Aduana
Cto 13 Mayabe	50	HB915	36.8	5	Hilda Torres
Cto 14 Mayabe	10	HB1776	58.1	4	Pueblo Nuevo
Cto 14	25	HB1930	37	2	Pueblo Nuevo

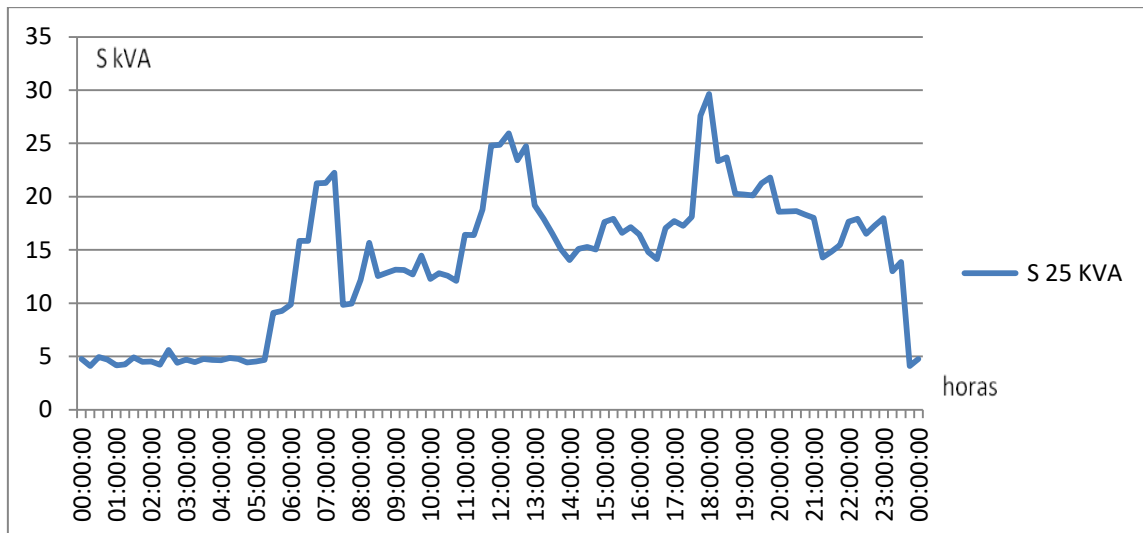
Mayabe					
Cto 14 Mayabe	25	HB1930	49.8	2	Pueblo Nuevo
Cto 14 Mayabe	37.5	HB467	41	37	Villa Nueva
Cto 14 Mayabe	50	HB475	52.3	26	Hilda Torres
Cto 14 Mayabe	50	HB559	51.9	0	Peralta
Cto 16 Mayabe	50	HB1964	50	3	La Cuaba
Cto 16 Mayabe	37.5	HB1964	36.3	1	La Cuaba
Cto 16 Mayabe	37.5	HB2447	35	30	Carretera al Mirador
Cto 16 Mayabe	37.5	HB2958	34.7	1	Campuchea
Cto 16 Mayabe	37.5	HB2958	42	1	Campuchea
Cto 16 Mayabe	37.5	HB2958	50	1	Campuchea
Cto 16 Mayabe	25	HB3094	48.3	0	Mayabe
Cto 16 Mayabe	37.5	HB3419	59.7	14	Mayabe 1, la Trocha
Cto 16 Mayabe	37.5	HB928	32		Mayabe
Cto 16 Mayabe	100	HB928	30	1	Mayabe
Cto 16 Mayabe	37.5	HB928	37.1	1	Mayabe
Cto 17	50	HB1926	30.9	3	Zona

Holguín					Industrial
Cto 17 Holguín	15	HB1926	60	3	Zona Industrial
Cto 17 Holguín	50	HB272	31.4	2	26 de Julio
Cto 17 Holguín	15	HB272	60.4	2	26 de Julio
Cto 22 Holguín	25	HB1203	38.3	1	Guirabo
Cto 22 Holguín	25	HB1203	41.2	1	Guirabo
Cto 22 Holguín	37.5	HB1280	40	1	EI 71
Cto 22 Holguín	37.5	HB1280	41.3	5	EI 71
Cto 22 Holguín	37.5	HB1830	34.3	1	Guirabo
Cto 22 Holguín	25	HB1830	38	2	Guirabo
Cto 22 Holguín	15	HB2963	45.6	0	Circunvalación
Cto 22 Holguín	15	HB2965	63.4	21	6 Columnas
Cto 22 Holguín	50	HB3092	32	0	Guirabo

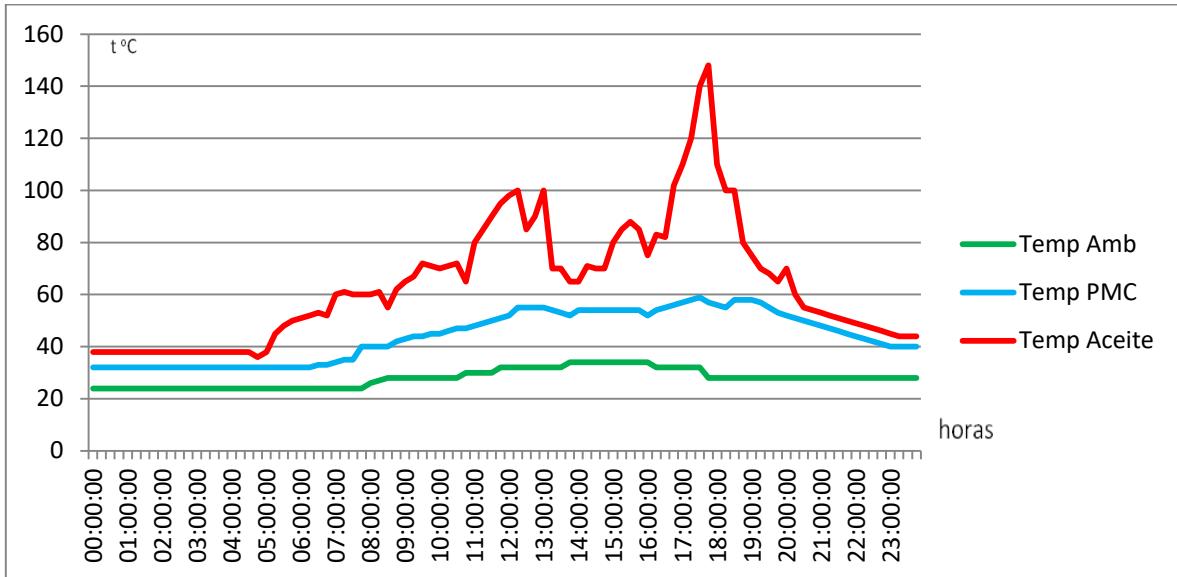
## ANEXO 7. Gráfico de carga de la potencia aparente HB1776



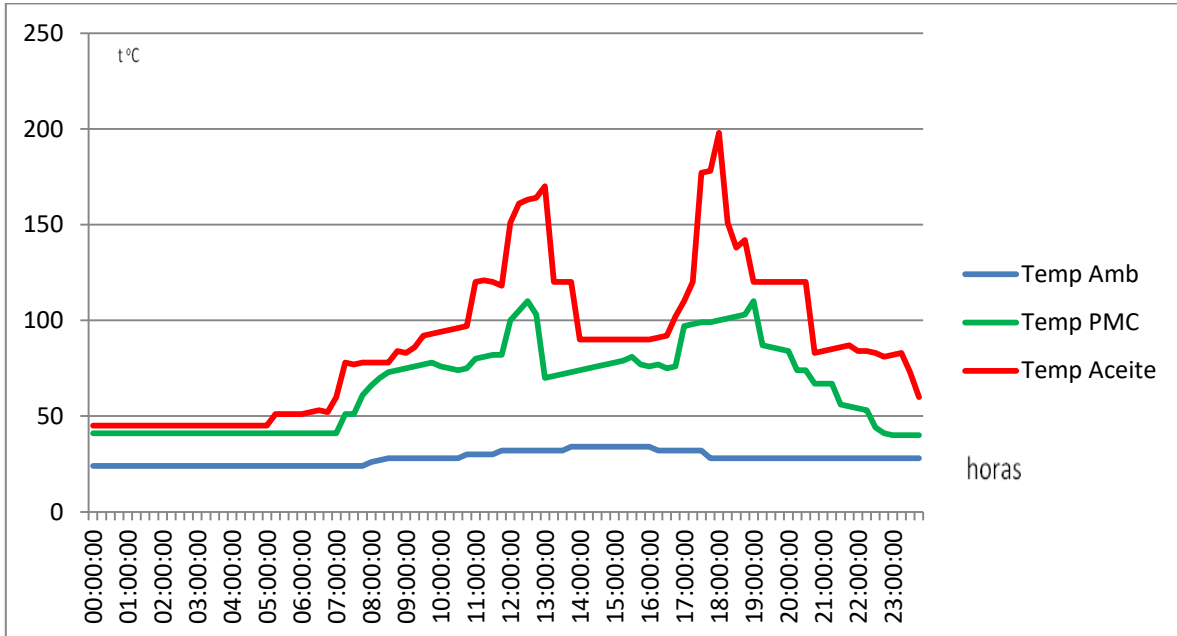
## Gráfico de carga de la potencia aparente HB102



### Anexo 8. Gráfico de curva de calentamiento del aceite y el punto más caliente del devanado del HB1776



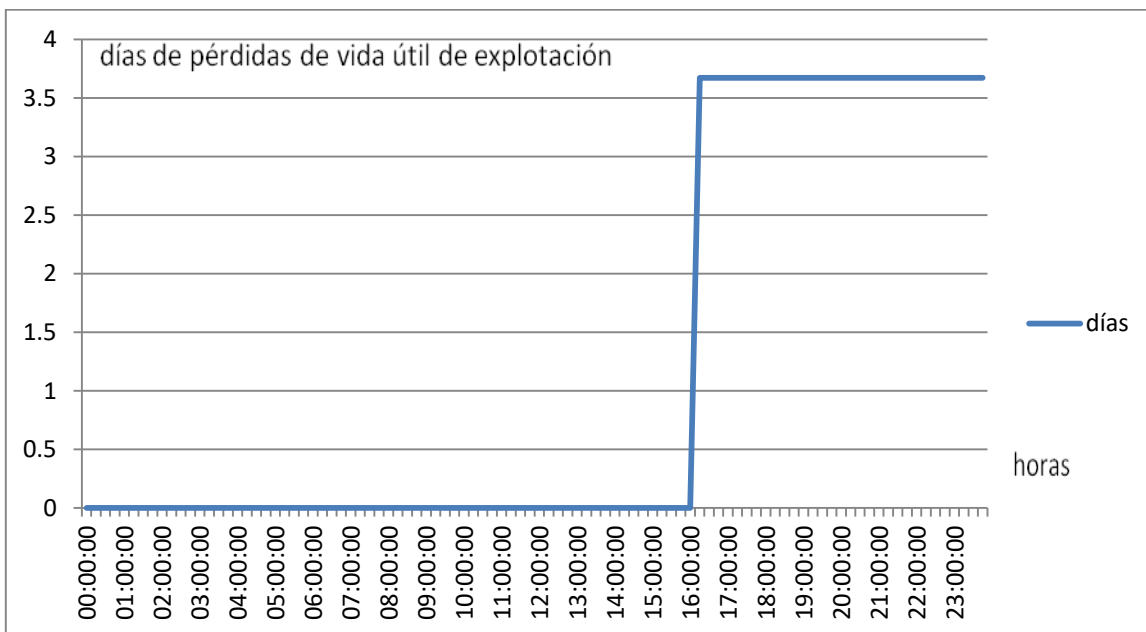
### Gráfico de curva de calentamiento del aceite y el punto más caliente del devanado del HB102



### Anexo 9. Gráfico del envejecimiento relativo del transformador del HB1776



### Gráfico del envejecimiento relativo del transformador del HB1776



### Gráfico del envejecimiento relativo del transformador del HB102