

**TERMOGRAFÍA: DIAGNÓSTICO DE LA CONDICIÓN DE EQUIPOS DE  
ALTA TENSIÓN**

**LINA MARCELA FUENTES VILLA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE  
TELECOMUNICACIONES  
BUCARAMANGA  
2006**

**TERMOGRAFÍA: DIAGNÓSTICO DE LA CONDICIÓN DE EQUIPOS DE  
ALTA TENSIÓN**

**LINA MARCELA FUENTES VILLA**

**Director:  
Dr. OSCAR GUALDRÓN GONZÁLEZ**

**Codirector:  
Dr. GABRIEL ORDÓÑEZ PLATA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE  
TELECOMUNICACIONES  
BUCARAMANGA  
2006**

## TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	3
1. TERMOGRAFÍA INFRARROJA.....	6
1.1. TEORÍA DE RADIACIÓN TÉRMICA .....	6
1.2. TERMOGRAFÍA Y APLICACIONES .....	12
1.3. MANTENIMIENTO INDUSTRIAL .....	15
1.4. SUBESTACIONES ELÉCTRICAS .....	18
2. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y CONECTORES DE ALTA TENSIÓN .....	20
2.1. GENERALIDADES .....	20
2.2. MANIFESTACIONES DE CONDICIÓN ANORMAL .....	26
2.2.1. Modos de operación anormal en transformadores de corriente .....	26
2.2.2. Modos de operación anormal en conectores de alta tensión .....	28
3. ANÁLISIS DE IMÁGENES TERMOGRÁFICAS.....	30
3.1. ESPECIFICACIONES DE LAS IMÁGENES.....	30
3.2. RECOMENDACIONES DE REGISTRO.....	32
3.3. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS.....	33
3.3.1. Parámetros de entrada del algoritmo .....	35
3.3.2. Cálculo de la temperatura .....	37
3.3.3. Segmentación del dispositivo.....	39
3.3.4. Extracción de zonas susceptibles a falla.....	41
3.4. ANÁLISIS PARA LOS CONECTORES .....	43
4. DESCRIPTORES CARACTERÍSTICOS.....	45
4.1. CARACTERÍSTICAS DE UNA REGIÓN CON ANORMALIDAD .....	46
4.2. CÁLCULO DE LOS POSIBLES DESCRIPTORES .....	49
4.3. MÍNIMO GRUPO DE DESCRIPTORES.....	54
5. SISTEMA DE CLASIFICACIÓN.....	57
5.1. GRUPO DE DATOS DE ENTRENAMIENTO .....	58
5.2. GENERALIDADES SOBRE REDES NEURONALES.....	61
5.2.1. CARACTERÍSTICAS DE LA REDES NEURONALES .....	63

5.2.2. TIPOS DE APRENDIZAJE.....	65
5.2.3. CLASIFICACIÓN DE LAS REDES NEURONALES .....	66
5.3. DISEÑO Y RESULTADOS DEL ENTRENAMIENTO DE LAS REDES NEURONALES.....	68
5.3.1. Entrenamiento con el Grupo1 .....	71
5.3.2. Entrenamiento con el Grupo 2 .....	73
5.3.3. Entrenamiento con el Grupo 3 .....	74
5.4. PRUEBAS FINALES .....	75
5.4.1. Pruebas de la redes del Grupo2 .....	76
5.4.2. Pruebas de la redes del Grupo3 .....	77
5.5. RESULTADOS .....	78
CONCLUSIONES.....	80
RECOMENDACIONES.....	83
BIBLIOGRAFÍA.....	85
ANEXOS.....	91

**TÍTULO:**

TERMOGRAFÍA: DIAGNÓSTICO DE LA CONDICIÓN DE EQUIPOS DE ALTA TENSIÓN\*

**AUTOR:**

FUENTES VILLA, Lina Marcela\*\*

**PALABRAS CLAVES:**

Termografía, Mantenimiento Predictivo, Tratamiento Digital de Imágenes, Redes Neuronales Artificiales, Subestaciones de Transmisión Eléctrica.

**DESCRIPCIÓN:**

La termografía infrarroja es una metodología de inspección muy utilizada en las rutinas de mantenimiento predictivo de los sistemas de alta tensión, ya que una anomalía en el comportamiento de estos equipos se manifiesta mediante un incremento de su temperatura. El propósito de este trabajo es determinar de forma confiable el modo de operación de los transformadores de corriente y conectores de alta tensión presentes en las subestaciones de transmisión eléctrica, que se manifiestan con alteraciones térmicas superficiales, mediante una metodología que incorpora técnicas de tratamiento digital de imágenes y un algoritmo de clasificación.

La metodología planteada consiste en transformar una imagen con valores de intensidades, proporcionales a la energía infrarroja incidente sobre el sensor, a otra con valores de temperatura; segmentar o aislar la región de la escena correspondiente al dispositivo de interés; extraer las zonas del objeto que presenten temperaturas superiores a una referencia térmica de operación; y finalmente, calcular los descriptores característicos que permitan determinar la criticidad de la anomalía e identificar las posibles reflexiones solares. Los valores de estos parámetros son agrupados en un vector para cada una de las zonas, y es evaluado por una red neuronal artificial, la cual determina el estado del equipo, basándose en la normativa de la *International Electrical Testing Association* (NETA). Las redes neuronales utilizadas son estáticas multicapa del tipo *feedforward backpropagation* con funciones de transferencia sigmoideas, y arrojaron porcentajes de error menores al 2%.

El correcto funcionamiento del algoritmo depende de algunas consideraciones que deben ser tenidas en cuenta a la hora de la adquisición del termograma, las cuales son especificadas en un protocolo de registro. Además, se debe tener en cuenta que este análisis se encuentra dirigido a imágenes de extensión \*.IMG, provenientes de la cámara Agema 550.

---

\* Tesis

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Maestría en Ingenierías: Área Electrónica. Oscar Gualdrón González.

**TITLE:**

THERMOGRAPHY: DIAGNOSIS OF THE CONDITION OF EQUIPMENT OF HIGH VOLTAGE

**AUTHOR:**

FUENTES VILLA, Lina Marcela \*\*

**KEY WORDS:**

Thermography, Predictive Maintenance, Digital Image Processing, Neuronal Networks, Electrical Transmission Substations.

**DESCRIPTION:**

The infrared thermography is an inspection methodology very used in the predictive maintenance routines of the high voltage systems, since abnormal behavior of these equipments is showed by means of increases of its temperature. The goal of this project is to determine reliably the operation state of current transformers and high voltage connectors in electrical transmission substations, which are showed with superficial thermal alterations, with a methodology constituted by digital image processing and classification algorithm techniques.

The proposed methodology transforms an image with intensity values, proportional to the incident infrared energy on the sensor, to another one with temperature values; isolates the region of the scene corresponding to the interest device; extracts the zones in the object that present temperatures over the operation thermal reference; and finally, calculates the characteristic parameters that allows to determine how critical the abnormality is and identify the possible solar reflections. The values of these parameters are grouped in a vector for each one of the zones, and are evaluated by an artificial neuronal network to determine the state of the equipment, based on the norm of *International Electrical Testing Association* (NETA). The neural networks used were configured as static multilayer networks with *feedforward backpropagation* and sigmoid transfer functions, achieving error percentages smaller than 2%.

The correct operation of the algorithm depends on some considerations that must be followed in the image acquisition process, which are specified in a registry protocol. In addition, it must be consider that this analysis is guided to images with \*.IMG extension coming from the Agema 550 camera.

---

\* Thesis

\*\* Physical-Mechanical Engineerings Faculty. Electrical, Electronic and Telecommunications Engineerings. Master in Electronical Engineering. Oscar Gualdrón González.

## INTRODUCCIÓN

En las últimas décadas, la energía eléctrica ha dejado de ser un insumo para la humanidad y se ha convertido en un servicio que ha estimulado la aparición de su propio mercado, ya que diversas empresas ofrecen el producto de energía eléctrica en un ambiente de libre competencia, por lo que la condición del producto ha sido uno de los aspectos de mayor interés frente a las exigencias de calidad y confiabilidad del sector eléctrico a nivel mundial. En aras de garantizar estos requerimientos en la prestación del servicio, los costos de mantenimiento y operación en la industria eléctrica se han incrementado en los últimos años, por tanto las labores de mantenimiento se han enfocado a la búsqueda continua de tareas que permitan eliminar o minimizar la ocurrencia de fallas y las consecuencias de las mismas.

La confiabilidad en la operación de los equipos presentes en los sistemas eléctricos es muy importante, pues cualquier anomalía en su funcionamiento repercute negativamente en los niveles de calidad del servicio que se encuentran regidos por las entidades reguladoras nacionales.

Por tal motivo, la termografía infrarroja se posiciona actualmente como una herramienta valiosa para las actividades realizadas dentro de los programas de mantenimiento predictivo. Esta técnica ofrece muchas ventajas como son la inspección sin necesidad de contacto físico y el registro de la distribución de temperatura de la superficie del equipo. Si se realiza sin tener en cuenta los agentes que afectan su desempeño, se puede incurrir en toma de decisiones inadecuadas referentes al mantenimiento predictivo, que podrían ocasionar detección tardía de fallas o posterior a la salida de operación de equipos importantes para el funcionamiento del sistema.

Las imágenes térmicas o infrarrojas se obtienen a partir de la medición de la radiación térmica emitida en la porción infrarroja del espectro electromagnético. La radiación medida es aquella emitida por los objetos como consecuencia de su temperatura, o reflejada por éstos.

La energía emitida por los cuerpos tiene una fuerte dependencia de la composición interna, propiedades y el estado de un cuerpo tales como, calor específico, densidad, volumen, razón de generación de calor de fuentes internas, etc. Esta dependencia puede ser explotada para obtener información acerca de las propiedades físicas y del comportamiento del cuerpo, asociado a los efectos térmicos propios del cuerpo.

Por lo tanto, las imágenes termográficas pueden ser analizadas para estudiar los efectos relacionados al comportamiento térmico de un cuerpo y generalmente son utilizadas para obtener la distribución superficial de temperatura.

Ya que la aplicación de inspecciones termográficas en sistemas eléctricos presenta información valiosa para determinar el modo de operación de los dispositivos en función de su temperatura superficial, es importante plantear una solución que permita controlar los posibles errores en la interpretación de los termogramas a causa de factores externos, tales como condiciones ambientales, carga solar, características intrínsecas del objeto y experticia por parte del personal encargado, entre otros.

En este trabajo de investigación se plantea una metodología de análisis termográfico que determine el modo de operación, identificando la presencia de alguna alteración térmica en la superficie, de los transformadores de corriente y los conectores de alta tensión de las subestaciones de transmisión de Interconexión Eléctrica S.A (ISA), empleando técnicas de tratamiento digital de imágenes, una técnica de clasificación y el conocimiento empírico de termógrafos con una amplia experiencia en este campo, permitiendo optimizar los procesos de mantenimiento predictivo de los equipos.

En el primer capítulo se describen las principales leyes de la teoría de radiación térmica y los aspectos fundamentales de la termografía. Se enuncian las principales aplicaciones de esta técnica, donde se encuentran incluidas las rutinas de mantenimiento predictivo de las subestaciones eléctricas.

Las generalidades de los transformadores de corriente y los conectores de alta tensión son mencionadas en el segundo capítulo. Además, se explican las manifestaciones térmicas típicas superficiales de operación anormal que presentan estos dispositivos.

En el tercer capítulo se explica paso a paso el procedimiento para el cálculo de la temperatura y las técnicas de procesamiento digital de imágenes empleadas para aislar el equipo y las zonas con anomalías térmicas. También se comentan las recomendaciones mínimas de registro que deben tenerse en cuenta en las rutinas termográficas.

Las características de anomalía térmica de las zonas segmentadas son descritas en el cuarto capítulo. Además se describe el grupo de descriptores característicos de la condición de operación y el proceso de selección de las entradas adecuadas al sistema clasificador.

El último capítulo presenta un breve resumen de la teoría de redes neuronales y las pruebas realizadas con el grupo de imágenes disponibles de CTs y conectores. Esta sección finaliza con la documentación de los resultados obtenidos utilizando cada red para el diagnóstico de la operación.

Este documento finaliza con las conclusiones y recomendaciones a las que se llegaron al finalizar el diseño e implementación de la metodología de análisis de la condición los transformadores de corriente y conectores de alta tensión.

## 1. TERMOGRAFÍA INFRARROJA

La materia se encuentra constituida por átomos y moléculas, y el movimiento continuo de éstas produce un tipo de energía llamada calor o energía térmica, que presentan una relación directamente proporcional, es decir a mayor movimiento de las partículas, la energía producida aumentará. “La temperatura es una medida del calor o energía térmica de las partículas en una sustancia. Como lo que medimos es su movimiento medio, la temperatura no depende del número de partículas en un objeto y por lo tanto no depende de su tamaño.” [50]

Ya que la energía térmica es un tipo de energía intangible, es monitoreada a través de la temperatura, la cual puede ser medida mediante dispositivos de contacto, como el *liquid-in-glass thermometer*, el termómetro resistivo y la termocupla, o de no contacto, como el *motion sensor*, el pirómetro óptico y los sistemas de imágenes térmicas, donde la selección de alguno de éstos depende de la aplicación.

En este trabajo se enfocará el interés en los sistemas de imágenes térmicas, los cuales se pueden encontrar relacionados con la termografía infrarroja, que es una técnica que permite medir y visualizar temperaturas con precisión, sin ningún contacto físico con la superficie de interés, basándose en el efecto de la radiación de energía infrarroja de los cuerpos, y relacionando la energía con la medida de calor.

### 1.1. TEORÍA DE RADIACIÓN TÉRMICA

“La transferencia de calor es la energía en tránsito debido a una diferencia de temperatura” [51]. Ya que el calor es un tipo de energía, puede ser transferido de un

lugar a otro, existiendo tres métodos para esto que son conducción, convección y radiación térmica. El efecto de conducción se presenta cuando existe un gradiente de temperatura entre dos objetos que están en contacto, el de convección ocurre entre una superficie y un fluido en movimiento, y la de radiación térmica no necesita contacto entre la fuente y el receptor del calor, ya que puede emplear el espacio vacío para transferir calor.

La radiación térmica, conocida también radiación infrarroja, consiste en la propagación de ondas electromagnéticas que viajan a la velocidad de la luz, con longitudes de onda entre 0.75 y 1000  $\mu\text{m}$  (Figura 1). Cuanto más alta sea la temperatura que tenga un cuerpo, mayor será la energía radiada y menor, la longitud de onda. Con frecuencia, la banda del infrarrojo se subdivide en cuatro subbandas menores descritas de la siguiente forma: cercana (0,75 - 3  $\mu\text{m}$ ), media (3 - 6  $\mu\text{m}$ ), lejana (6 - 15  $\mu\text{m}$ ) y extrema (15 - 100  $\mu\text{m}$ ).



Figura 1. Representación del espectro electromagnético

Todos los cuerpos que poseen una temperatura por encima del cero absoluto ( $0^\circ\text{K}$ ), transforman una parte de su contenido de calor en energía radiante sobre su superficie, la cual se emite en forma de ondas electromagnéticas, que al ser absorbidas por otro cuerpo se manifiesta en forma de calor. Este concepto se relaciona con la ley de conservación de la energía, la cual formula que cuando una radiación incide sobre un objeto, una parte de ésta es transmitida, otra absorbida y el resto reflejada. Esto se encuentra relacionado en la figura 2.

$$E_{\text{TRANSMITIDA}} + E_{\text{ABSORBIDA}} + E_{\text{REFLEJADA}} = E_{\text{INCIDENTE}} \quad (1.1)$$

La cantidad de energía que es transmitida, absorbida y reflejada, depende de la naturaleza del cuerpo con el cual interactúan y de las características de su superficie, que se encuentran expresadas por tres propiedades particulares que son la transmisividad ( $\tau$ ), reflectividad ( $\rho$ ) y absorbibilidad ( $\sigma$ ).

$$\frac{E_{TRANSMITIDA}}{E_{INCIDENTE}} + \frac{E_{ABSORBIDA}}{E_{INCIDENTE}} + \frac{E_{REFLEJADA}}{E_{INCIDENTE}} = \tau + \sigma + \rho = 1 \quad (1.2)$$

Otra propiedad de los cuerpos relacionada con radiación infrarroja es la emisividad ( $\varepsilon$ ), la cual expresa el porcentaje de calor que es transformado en radiación. Todas estas propiedades pertenecen a los cuerpos ideales, los cuales no presentan irregularidades en la superficie y tampoco contienen mezclas de diferentes materiales. Con base en lo anterior, la radiación térmica de un objeto está constituida por la energía emitida y la reflejada.

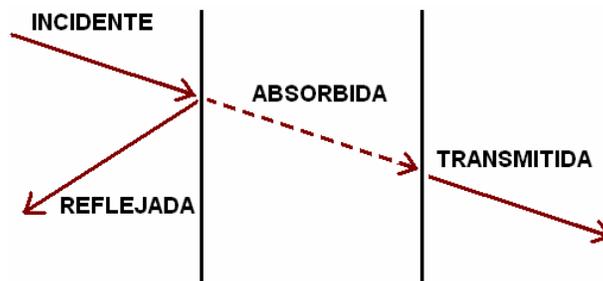


Figura 2. Conservación de la energía

Según la eficiencia de la emisión de radiación infrarroja, los radiadores térmicos se pueden clasificar como: cuerpos negros, cuerpos grises y radiadores selectivos. Las leyes de la radiación se basan en el supuesto que el objeto analizado pertenece al primero de estos tipos, definido como un objeto que absorbe toda la radiación incidente en él a cualquier longitud de onda y por tanto, presenta una emisividad igual a la unidad. Generalmente, las condiciones de cuerpo negro se aplican cuando el objeto

radiante tiene una interacción muy débil con el medio ambiente que lo rodea y éste puede considerarse en equilibrio térmico.

### **Ley de la radiación de Planck**

Esta ley relaciona la radiación emitida, la temperatura del emisor y la longitud de onda de dicha radiación, describiendo cómo se distribuye en el espectro electromagnético la energía emitida por un cuerpo negro a una temperatura determinada.

Una primera aproximación de la expresión de la distribución espectral de la radiación de un cuerpo negro fue presentada por Rayleigh y Jeans, pero no concordaba con los resultados experimentales en todo el rango de frecuencia. A partir de lo anterior, Planck planteó que la energía promedio de una onda estacionaria es función de la frecuencia y llegó a la siguiente expresión.

$$E(\nu, T) = \frac{h\nu}{e^{\frac{h\nu}{kT}} - 1} \quad (1.3)$$

Donde:

$h$ : Constante de Plank =  $6.63 \cdot 10^{-34}$  Js

$K$ : Constante de Boltzmann =  $1.38054 \cdot 10^{-23}$  JK<sup>-1</sup>

$T$ : Temperatura del cuerpo en grados Kelvin

$\nu$ : Frecuencia de las ondas electromagnéticas radiadas

$\lambda$ : Longitud de onda

A partir de esta ecuación, Plank dedujo la siguiente relación de la radiación de un cuerpo negro en un rango finito de longitudes de onda, teniendo en cuenta que los sensores no detectan la radiación en todo el espectro de frecuencias:

$$E(T) = 2\pi hc^2 \int_{\lambda_1}^{\lambda_2} \frac{1}{\lambda^5 \left( e^{hc/\lambda KT} - 1 \right)} d\lambda \quad (1.4)$$

Donde

$c$ : Velocidad de la luz =  $3 \cdot 10^8 \text{ ms}^{-1}$

Graficando la ecuación anterior, se puede deducir que la energía radiada por un cuerpo no se encuentra uniformemente distribuida en el espectro, y que según la temperatura y el rango de frecuencias, existe una longitud de onda claramente definida donde se presenta la máxima radiación. (Figura 3)

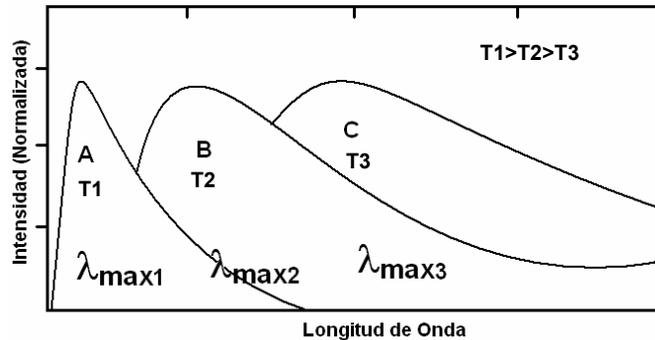


Figura 3. Distribución espectral de la radiación para 3 cuerpos a temperaturas diferentes

Para determinar el  $\lambda_{\max}$ , se deriva la ecuación de la ley de Planck y se obtiene la frecuencia más probable a la cual vibran las partículas del cuerpo a una temperatura determinada. Esta expresión es conocida como la ley de Wien y establece que a mayor temperatura, más corta será la longitud de onda de radiación, y que la frecuencia más probable es proporcional a la temperatura absoluta del cuerpo. Esta ley se encuentra expresada en la ecuación 1.5.

$$\lambda_{\max} = \frac{2829}{T} [\mu m] \quad (1.5)$$

## Ley de Stefan-Boltzmann

Una aproximación numérica de la ecuación 1.4 con un ancho de banda amplio de longitudes de onda, que determina el 50% del total de la energía radiada por un cuerpo negro, es una parábola de cuarto orden conocida como la ley de Stefan-Boltzmann.

$$E(T) = \sigma T^4 \left[ \frac{W}{m^2} \right] \quad (1.6)$$

Donde  $\sigma =$  Constante de Stefan-Boltzmann  $= 5.67 * 10^{-8} \left[ \frac{W}{m^2 K^4} \right]$ .

Esta ecuación puede ser utilizada siempre y cuando el sensor del instrumento trabaje en un rango de longitudes de onda infinito. Como esto no se presenta, la relación empleada para cálculo de la temperatura a partir de la energía es la planteada por la ley de Planck.

Ya que los cuerpos encontrados en el mundo real no son negros o ideales, las leyes anteriormente mencionadas deben ser parcialmente modificadas, teniendo en cuenta que la emisividad es menor que uno. En estos casos ya no se habla de emisividad sino de emitancia, ya que el primer término es utilizado para superficies perfectamente planas, libre de porosidad, cobertura de óxido o algo que altere sus propiedades. La relación que representa la emisividad y la emitancia es la siguiente:

$$\varepsilon = \frac{J_p}{J_{BB}} \quad (1.7)$$

Donde

$J_p$  = Densidad de flujo radiante saliente de la superficie del cuerpo.

$J_{BB}$  = Densidad de flujo radiante saliente de un cuerpo negro bajo las mismas condiciones.

La modificación de las leyes de Planck y Stefan-Boltzmann para aplicarlas a cuerpos reales, es sólo multiplicarlas por el valor de la emitancia del cuerpo. Se debe tener en cuenta que este factor es función de la frecuencia y de la temperatura, pero para propósitos de aproximación se toma como constante, es decir que se asume que el cuerpo es gris.

## **1.2. TERMOGRAFÍA Y APLICACIONES**

La termografía por medio de los sistemas de adquisición de imágenes térmicas o cámaras termográficas, extiende la visión humana más allá de las longitudes de onda visible, ampliando el rango de visión a la porción infrarroja del espectro electromagnético (longitud de onda entre 0.75 y 1000  $\mu\text{m}$ ). Estos sistemas convierten los datos de la energía infrarroja radiada por los cuerpos como consecuencia de su temperatura, a imágenes bidimensionales correspondientes a temperatura o también conocidas como termogramas.

“Los patrones térmicos son muy difíciles de predecir. Esto significa que no siempre es posible determinar dónde es necesario acoplar los termopares para evaluar y medir con precisión la disipación de calor. Además, ya que el termopar necesita estar en contacto con el componente a examinar, puede influenciar en los resultados de la medida. Los infrarrojos tienen la ventaja de producir imágenes muy completas sin contacto alguno. Incluso cuando no está demasiado clara, la localización exacta del problema aparecerá en la zona más inesperada de la intuitiva imagen infrarroja” [52].

La termografía es muy utilizada en una gran variedad de aplicaciones gracias a la evolución que han experimentado las cámaras termográficas, las cuales presentan imágenes con alta resolución y nitidez, y además, poseen una alta sensibilidad térmica (hasta 0.02 °C a 50/60 Hz). Las imágenes generalmente son de 76800 píxeles, que al ser registradas a una distancia prudente y adecuada presentan una buena resolución de la zona que puede ser de interés por su alta temperatura. La radiación infrarroja es la

señal de entrada que las cámaras termográficas necesitan para generar una imagen con un espectro de colores, en el que cada uno de éstos, según una escala determinada, representa una temperatura distinta, donde el nivel térmico más elevado aparece en color blanco.

Un sistema termográfico se encuentra conformado por cuatro elementos básicos que son el detector, el sistema óptico, soporte de las partes y conexiones eléctricas (Figura 4). El detector convierte la radiación incidente sobre el sistema en una señal eléctrica, absorbe normalmente todas las longitudes de onda, pero la respuesta espectral es limitada en la transmisión del sistema óptico. El sistema óptico está conformado por lentes que definen el campo angular de visión que determina el tamaño que es requerido del objeto de interés en la imagen. Además posee un filtro que define la banda de longitudes de onda a la cual el sistema termográfico es sensible. El soporte es la estructura que tiene la finalidad de sostener estáticamente los componentes anteriores. Finalmente, las conexiones eléctricas comunican la señal de salida con un dispositivo de registro o visualización. También pueden tener amplificadores de la señal de salida, control de la lectura de la temperatura y ajuste de emisividad. **[53]**

Las principales ventajas de esta técnica se pueden resumir de la siguiente forma:

- ❖ Genera un patrón térmico completo de la situación en tiempo real
- ❖ Es sin contacto y no destructivo
- ❖ Identifica y localiza anomalías térmicas
- ❖ Guarda información térmica
- ❖ Permite análisis detallados
- ❖ Es versátil ya que tiene numerosas aplicaciones y posibilidades
- ❖ Rapidez en la inspección

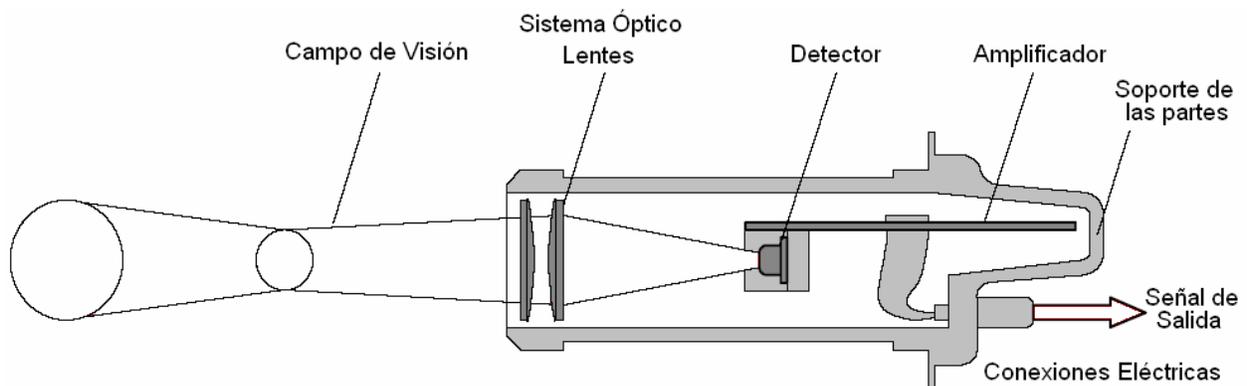


Figura 4. Componentes básicos de un sistema termográfico

Esta técnica presenta excelentes resultados en un ambiente controlado, pero presenta problemas cuando no son tenidas en cuenta las consideraciones mínimas para evitar alteraciones como son las reflexiones, enfriamiento convectivo, cargas eléctricas, errores de emitancia, absorción solar, etc. Además, no es adecuada cuando los equipos presentan defectos internos que no se manifiestan con un incremento de temperatura.

Las principales aplicaciones de esta técnica pueden agruparse en dos grandes categorías que son la militar y la comercial. En la Tabla 1 se muestra un resumen de las subcategorías y aplicaciones específicas en cada una de ellas.

CATEGORÍA	APLICACIÓN	
Militar	Reconocimiento, registro de blancos, control de fuego y navegación	
Comercial	Civil	Aplicación de leyes, equipos contra incendios e integración de construcciones
	Ambiental	Recursos naturales, control de polución, y conservación de la energía
	Industrial	Mantenimiento predictivo, manufactura, y pruebas no destructivas
	Médica	Mamografías, lesiones en tejido blando, y constricción arterial

Tabla 1. Aplicaciones de la termografía

La aplicación a la que está dirigido este trabajo es el mantenimiento predictivo, y enmarcados en este tema, la termografía infrarroja es definida como una técnica que

permite detectar sin contacto físico con el objeto bajo análisis, cualquier falla que se manifieste externamente en un aumento de temperatura, midiendo los niveles de radiación infrarroja. Cuando se presenta una irregularidad en el dispositivo, el termograma correspondiente presentará un punto caliente o zona con un gradiente de temperatura alto ubicado en la región del equipo donde se encuentra la falla.

Las inspecciones termográficas son rutinas utilizadas comúnmente en el mantenimiento predictivo de equipos eléctricos por varias razones como son:

- ❖ La inspección se realiza sin contacto físico con el equipo o con los elementos defectuosos, lo cual se refleja en el ahorro de gastos debidos a la no interrupción de los procesos productivos.
- ❖ Se puede realizar un seguimiento de un equipo de interés con el fin de conocer los defectos que con el tiempo pudiesen aparecer. A partir de esto, se puede cuantificar la gravedad del defecto y la repercusión de las variaciones de carga sobre el mismo, con el objetivo de programar planes de mantenimiento en el momento en que se requiera, antes que el defecto produzca un colapso en el sistema eléctrico.
- ❖ Minimiza el riesgo para las personas encargadas del mantenimiento predictivo, como consecuencia del “no contacto” con el equipo.
- ❖ El tiempo de vida útil de los equipos es incrementado gracias a la atención oportuna de anomalías en la temperatura de estos.

### **1.3. MANTENIMIENTO INDUSTRIAL**

En el transcurso del proceso productivo, los activos fijos de una empresa se desgastan gradualmente, pierden exactitud y potencia, y en última instancia generan interrupciones considerables que pueden llegar a detener un proceso, lo cual implica grandes pérdidas económicas [34].

“Puede considerarse que mantenimiento es la totalidad de las acciones técnicas, organizativas y económicas encaminadas a conservar o restablecer el buen estado de los activos fijos, a partir de la **observancia** y la reducción de su desgaste con el fin de alargar su vida útil, para lograr una mayor disponibilidad y cumplir con calidad y eficiencia su función productiva y de servicio, conservando el medio ambiente y la seguridad del personal” **[35]**.

En efecto, el objetivo del mantenimiento es brindar el servicio de una manera continua, segura, y compatible con el medio ambiente y las regulaciones. Esto es posible a través de los siguientes tipos de mantenimiento:

- ❖ Mantenimiento preventivo: Es un mantenimiento que agrupa acciones cuya intención es prolongar la vida operacional de los equipos y mantener a salvo la producción de la planta. Consiste en un mantenimiento programado basado en datos recopilados e historiales de interrupciones por fallas de los equipos. La programación es creada para hacer chequeos rutinarios y reemplazar componentes, cuya tiempo de vida es estimado con base en la longevidad de componentes previos de un tipo similar. Los intervalos de tiempo entre cada mantenimiento pueden ser en términos de horas, ciclos u otra unidad de medida significativa que se relacione con la forma de operación del equipo.
- ❖ Mantenimiento predictivo: “Es el término dado a la práctica de identificar equipos de producción que necesiten atención y mantenimiento antes que su desempeño alcance el punto en el cual la calidad del servicio que preste se vea reducida u, ocasionen una detención no planeada del sistema” **[36]**. Este proceso presenta la característica de no interferir en el funcionamiento normal del equipo durante las inspecciones.

Por regla general, las técnicas de inspección usadas son de carácter no-destructivo, ya que es necesario verificar muy de cerca la operación de cada máquina operando en su entorno real.

- ❖ Mantenimiento correctivo: Es un tipo de mantenimiento no planeado, que se efectúa solamente cuando se presenta una falla o daño en los equipos, con el fin de corregirla. También se le conoce como mantenimiento de “funcionar hasta fallar” o de “reparar cuando falle”. Las detenciones no previstas, costos de reparación elevados y adquisición de repuestos no presupuestados, son algunas de las consecuencias que se presentan en plantas que emplean esta clase de programas de mantenimiento.

La existencia de programas de mantenimiento buscan prevenir o disminuir el riesgo de fallas; recuperar el desempeño, es decir, evitar la pérdida de capacidad de producción y aumento de costos de operación; aumentar la vida útil y diferir inversiones; y disminuir los riesgos de problemas de seguridad, ambientales y de aspectos legales.

Los procesos de mantenimiento contribuyen a prolongar y asegurar la confiabilidad de los equipos que se encuentran en estudio. En términos generales, la confiabilidad es la cualidad del producto que caracteriza su adecuación para funcionar, en términos de su aptitud, de forma continua y adecuada durante un determinado instante, para poder ser mantenido preventivamente, correctivamente y para operar sin producir daño. Además se encuentra íntimamente relacionado con la fiabilidad, capacidad para cumplir una determinada función en condiciones específicas y durante un determinado intervalo de tiempo; con la disponibilidad, aptitud para estar en condiciones de cumplir una función requerida en un instante de tiempo dado; con la mantenibilidad, disposición para ser mantenido o restablecido, en un tiempo dado, a un estado de funcionamiento bien definido, teniendo en cuenta que las operaciones de mantenimiento se cumplan con los medios establecidos según un determinado programa; y con la seguridad, facultad para no producir, en condiciones dadas, incidentes críticos o catastróficos.

## 1.4. SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Una subestación eléctrica puede ser definida como una “Instalación industrial empleada para la transformación del voltaje de la energía eléctrica. Las subestaciones eléctricas se ubican en las inmediaciones de las centrales eléctricas para elevar el voltaje a la salida de sus generadores y en las cercanías de las poblaciones y los consumidores, para bajarlo de nuevo. La razón técnica para realizar esta operación es la conveniencia de realizar el transporte de energía eléctrica a larga distancia a voltajes elevados para reducir las pérdidas resistivas, que dependen de la intensidad de corriente” [37].

La energía eléctrica posee un ciclo de vida que consiste en tres etapas: generación, transmisión y distribución. La generación puede ser dada con centrales de combustión de combustible fósil, hidroeléctrica, centrales nucleares, plantas solares, parques eólicos, entre otras. Esta energía debe ser transmitida y para esto se hace necesario la presencia de subestaciones de transmisión y líneas de transmisión, donde la primera es el conjunto de equipos utilizados para dirigir el flujo de energía en un sistema de potencia y garantizar la seguridad del sistema, y la segunda, es el conjunto de conductores de gran calibre, sostenidos en torres o estructuras especiales aisladas de los cables a través de las cadenas de aisladores.

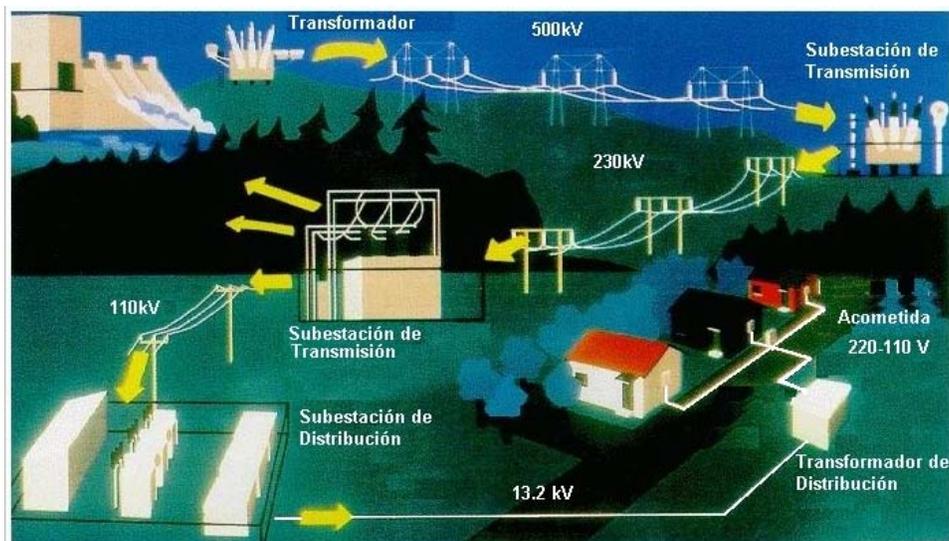


Figura 5. Estructura del sector eléctrico

Las subestaciones pueden ser clasificadas según la función que cumplen dentro del STN (Sistema de transmisión nacional) de la siguiente forma:

- ❖ Subestaciones de Generación: Conecta una planta de generación con un sistema de transmisión o distribución.
- ❖ Subestaciones de Maniobra: Llamadas también ‘de paso’, permiten redistribuir el flujo de potencia dentro del STN.
- ❖ Subestaciones de Transformación: Suministran energía a un sistema secundario a un diferente valor de tensión.

Los equipos básicos de una subestación son los de protección, registro, control y medida, y de patio. Los principales dispositivos de una subestación se encuentran referenciados en la Tabla 2 [38].

<b>EQUIPO</b>	<b>CARACTERÍSTICAS</b>
Transformador	Es el elemento más importante Máquina estática de alta eficiencia Eleva y reduce el voltaje Larga vida y gran confiabilidad
Pararrayo	Desvía a tierra el exceso de corriente para proteger al transformador
Aisladores	Mantienen seguros a todos los componentes de la subestación
Boquillas	Dan a la corriente acceso y salida al transformador
Capacitores	Dispositivos estáticos Corrigen el bajo factor de potencia
Interruptores	Dispositivos de protección Actúan en caso de sobrecarga aislando elementos del sistema Protegen la subestación, cargas y a la red
Sistema de tierras	Seguridad y protección Evita daños al ser humano y previene incendios
Transformadores de medida	Transformadores de corriente y potencial Regulan el nivel de corriente o voltaje para su posterior medición Necesarios para procedimientos de seguimiento y seguridad de la red
Conectores	Elementos de enlace entre conductor-equipo o conductor-conductor

Tabla 2. Principales equipos de las subestaciones eléctricas

## **2. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y CONECTORES DE ALTA TENSIÓN**

Los transformadores de corriente o CTs y los conectores de alta tensión son equipos que comúnmente se encuentran en todos los tipos de subestaciones eléctricas, y cada uno de éstos presenta una función específica que es fundamental para el correcto tratamiento de la energía eléctrica.

### **2.1. GENERALIDADES**

La función de los transformadores de corriente es reducir a valores adecuados para los elementos de medida, y no peligrosos para los operarios, las niveles de corriente en un sistema eléctrico, con el fin de permitir el empleo de aparatos estándares de medición, y por consiguiente, más económicos y que puedan manipularse sin peligro. Este dispositivo es un transformador de medición donde la corriente secundaria es, dentro de las condiciones normales de operación, proporcional a la corriente primaria, y desfasada de ella un ángulo cercano a cero.

El devanado primario de dicho transformador está conectado en serie con el circuito que se desea medir, en tanto que el secundario está conectado a los circuitos de corriente de uno o varios aparatos de medición, relevadores o aparatos análogos.

Los transformadores de medida se hacen necesarios porque la corriente circulante en el sistema, la cual será medida o monitorizada, es muy elevada; por tanto, surge la necesidad de emplear este tipo de dispositivos para aislar los aparatos de medición o protección de los valores altos de tensión y corriente, y obtener valores menores de corriente proporcionales a los originales. De esta forma, se salvaguarda la integridad de

los equipos y personas encargados de la medición de los niveles de corriente y voltaje. Otra razón por la que resulta útil un transformador de medida, es que para conseguir una medición de corriente directa de la red, los equipos que tomen estas medidas tendrían que ser de gran tamaño, lo que podría generar fuertes perturbaciones electromagnéticas a los equipos cercanos y ocasionaría imprecisiones en las medidas [39].

Un transformador de corriente consta típicamente de un devanado secundario enrollado alrededor de un anillo de material ferromagnético en que la línea a medir actúa como primario y atraviesa el centro del anillo. El anillo ferromagnético capta y concentra una pequeña muestra del flujo de la línea primaria, este flujo induce un voltaje y una corriente en el devanado secundario. Los valores nominales para los transformadores de corriente están dados como relaciones de la corriente primaria a la secundaria. Una relación típica de un transformador de corriente podría ser 600:5, 800:5 ó 1000:5. Una corriente de 5 A es un nivel estándar en el secundario de un transformador de corriente [40].

Las principales especificaciones que caracterizan los transformadores de corriente y las cuales son tenidas en cuenta para su selección son el tipo de dispositivo, instalación, aislamiento, conexión, potencia nominal, clase de precisión y corriente nominal primaria y secundaria.

Según su construcción estos dispositivos son clasificados en tres tipos que son:

- ❖ **Tipo devanado primario:** Tienen más de una vuelta en el primario, los dos devanados están completamente aislados y ensamblados permanentemente en un núcleo laminado y presentan mayor precisión para bajas relaciones.
- ❖ **Tipo barra:** Los devanados están completamente aislados y ensamblados permanentemente a un núcleo laminado. El devanado primario, consiste en un conductor tipo barra que pasa por la ventana de un núcleo.

- ❖ **Tipo boquilla (ventana o *bushing*):** El devanado secundario está completamente aislado y ensamblado permanentemente a un núcleo laminado. El conductor primario pasa a través del núcleo y actúa como devanado primario [41].

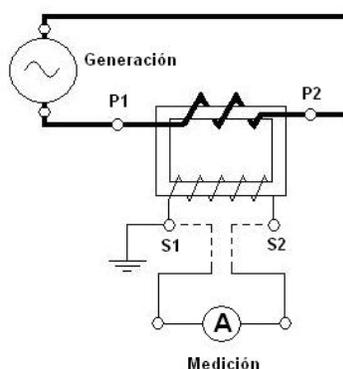


Figura 6. Esquema de un transformador de corriente.

Los transformadores de corriente deben tener un sentido apropiado de conexiones. Como se muestra en la Figura 6, el primario del transformador está conectado en serie con el circuito que se quiere medir; éste debe tener el aislamiento adecuado para la tensión a la que se esté trabajando, al tiempo que realiza la transformación de corriente. El secundario está conectado en serie a los equipos de medida, relés y aparatos analógicos. Además, el circuito secundario de los transformadores debe estar puesto a tierra (esta es una condición de seguridad) y es conveniente que esta última se haga en un transformador o en un punto muy próximo a ellos.

Estos equipos deben estar sumergidos en aceite, al igual que otros equipos de patio de una subestación, y se deben mantener herméticamente sellados, para prevenir cualquier contacto de sus partes internas con el ambiente. Debe preservarse la cámara de expansión con diafragma elástico o un sistema similar para permitir la expansión o contracción térmica del aceite y prevenir la absorción de humedad. Este aceite debe ser compatible y reemplazable por aceite mineral refinado para transformador. La

resistencia dieléctrica del aceite nuevo debe ser de 30 kV o mayor de acuerdo con el procedimiento de la norma ASTM-D877.

Estructuralmente los componentes de construcción de los transformadores de corriente deben cumplir también altos requerimientos, como que generalmente las superficies metálicas externas se encuentren construidas con una aleación de aluminio, resistentes a la mayoría de factores ambientales. Los pernos, tuercas, etc. estén hechos de acero a prueba de ácidos y adicionalmente, estos equipos deben tener una construcción robusta para satisfacer los requerimientos de las especificaciones antisísmicas de los dispositivos eléctricos en general. Además, los materiales usados en la fabricación de los transformadores deben ser insolubles en aceite de transformador caliente, los empaques deben ser de material altamente resistente al aceite con temperaturas altas, a las influencias atmosféricas y a la presión de los pernos de ajuste de las bridas, y deben ser capaces de impedir la fuga del aceite aún después de años de uso continuo.

La sección inferior del transformador consiste en un tanque de aluminio en el que se monta el núcleo y el devanado secundario. Sobre este tanque se encuentra ubicado el cuerpo aislante, que está construido generalmente en porcelana marrón vidriada de alta calidad, aunque también pueden realizarse diseños de porcelana gris clara o de caucho de silicona. El aislante a su vez sostiene el cabezal del equipo, donde se encuentra la cámara de expansión de aceite y están ubicados lateralmente los conectores del devanado primario con la línea que está sensando el transformador.

El devanado primario consiste en uno o más conductores paralelos de aluminio o cobre. Este conductor es aislado con un papel especial de una alta rigidez dieléctrica y mecánica, pérdidas dieléctricas bajas y buena resistencia al envejecimiento. Este diseño es además muy apropiado para devanados primarios con muchas espiras primarias. Mientras que el devanado secundario consiste por lo general de hilo de cobre con doble esmaltado, distribuido equitativamente en torno a toda la periferia del núcleo [41].

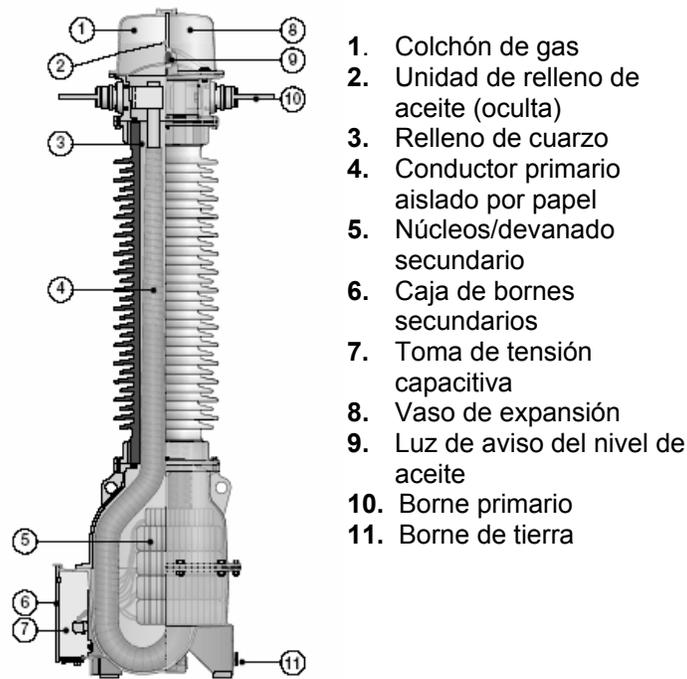


Figura 7. Transformador de corriente tipo IMB de ABB.

En la Figura 7 se señalan algunas de sus partes constitutivas de un transformador de corriente. Este modelo de CT cuenta con características adicionales, ya que después de secar el devanado mediante calentamiento en vacío y el montaje del mismo; todo el espacio libre en el transformador es relleno con grano de cuarzo seco y esterilizado, para finalmente ser impregnado con aceite mineral desgasificado. Con este relleno de cuarzo, se reduce al mínimo la cantidad de aceite y proporciona un soporte mecánico a los núcleos y el devanado primario durante el transporte y en caso de cortocircuito.

Otra de estas características, es el sistema de expansión con un colchón de nitrógeno gaseoso. Este tipo de sistema de expansión puede utilizarse en el modelo IMB (CT con intensidad mínima de aceite) gracias a que el relleno de cuarzo reduce el volumen de aceite y un volumen de gas relativamente amplio minimiza las variaciones de presión. Por otro lado, el sistema de fuelles, empleado para intensidades nominales altas, consiste en varios fuelles de acero inoxidable rodeados por el aceite. La expansión térmica del aceite comprime los fuelles y un exceso de presión interna permite a los fuelles expandirse y compensar la contracción térmica del aceite [42].

Por otra parte, el otro equipo de interés en este trabajo son los conectores de alta tensión definidos como dispositivos empleados para la conexión entre tubos o cables conductores o, entre equipos y tubos o cables conductores en subestaciones eléctricas o líneas de alta tensión. Su función principal es la de permitir el flujo de corriente entre los elementos interconectados con las mínimas pérdidas. La mayoría de los conectores son fabricados por forja en aleación de aluminio 6061 o fabricados por fundición en aleación de aluminio A356, en ambos casos se realiza un tratamiento térmico T6 que le confiere a los conectores altas propiedades mecánicas. Sin embargo, se ha observado que dichas propiedades sufren cambios drásticos durante su operación debido a incrementos muy elevados de temperatura generando defectos de la conexión.

Como se definió anteriormente, los conectores de alta tensión tienen como función la conexión entre dos partes conductoras, con la suficiente resistencia mecánica para soportar los esfuerzos generados por el peso del conductor, por los torques de ajuste de los pernos y las vibraciones eólicas originadas ya sea por fuertes vientos o por cargas de corto circuito. La figura 8 corresponde a dos fotografías donde se muestran dos tipos de conectores de alta tensión, uno realizando una conexión entre un cable conductor y un equipo de alta tensión y la otra, entre cables conductores. De acuerdo con la norma UL 857, los conectores deben asegurar la transferencia de electricidad con las mínimas pérdidas y con incrementos de temperatura no mayores a 40°C por encima de la temperatura ambiente tomada como referencia 30°C. Sin embargo, las condiciones de servicio para este tipo de elementos son demasiado críticas y su mantenimiento es costoso [43].



Figura 8. Conector entre cable y equipo, y entre cables de alta tensión

## **2.2. MANIFESTACIONES DE CONDICIÓN ANORMAL**

El estado de los equipos eléctricos puede ser clasificado de forma general, como normal y anormal según la existencia de fallas que alteren el funcionamiento de éstos. Estas fallas no siempre se manifiestan con alteraciones térmicas externas en el dispositivo, por lo tanto, utilizando la técnica de la termografía infrarroja no se puede detectar la presencia de todo tipo de anomalía. Por lo tanto, este trabajo tomará en cuenta las anomalías que presenten puntos o zonas calientes de temperatura en la superficie.

### **2.2.1. Modos de operación anormal en transformadores de corriente**

Las anomalías que se pueden presentar en los transformadores de corriente, y que a su vez se pueden detectar por medio de termografía, pueden ser clasificadas según la ubicación de la falla existente, en externas o internas, y según sea el caso pueden manifestarse como un punto caliente localizado o como una zona caliente de la superficie.

#### **Fallas externas**

Las fallas externas más comunes en los transformadores de corriente se presentan principalmente en los conectores del equipo con las líneas, tanto a la entrada como a la salida del mismo, a causa de un contacto deficiente y son muy similares a las que se pueden presentar en los conectores entre líneas de alta tensión. Esta falla se manifiesta con un incremento de la temperatura en los conectores y en las partes más cercanas del equipo.

Las principales causas de falla en las conexiones entre el transformador y la línea, que se manifiestan externamente con alteraciones de temperatura se resumen en la Tabla 3.

## Fallas internas

Las fallas internas son mucho más complejas y se manifiestan en una inspección termográfica por un calentamiento generalizado de una región del equipo o en buena parte de éste, principalmente el cabezal y las partes del equipo que están sumergidas en aceite refrigerante y transportan altas corrientes. Las principales fallas internas detectables por medio de termografía infrarroja se mencionan en la Tabla 4.

Aunque el cuerpo aislante del transformador también se encuentra lleno de aceite, y tiene internamente la misma temperatura del cabezal, por la baja conductividad térmica de los materiales que lo constituyen, las fallas internas que se manifiestan en su superficie son consideradas automáticamente con una alta criticidad.

FALLA EN LA CONEXIÓN	DESCRIPCIÓN
Tornillos sueltos	<ul style="list-style-type: none"><li>• Contacto deficiente entre los conductores que se están empalmando.</li><li>• Aumento de la resistencia de contacto en los extremos de los conductores.</li><li>• Sobrecalentamiento en el conductor y conector.</li></ul>
Tornillos muy apretados	<ul style="list-style-type: none"><li>• Deformación de los hilos de los conductores</li><li>• Contacto deficiente entre los conductores</li><li>• Sobrecalentamiento en el conductor y conector.</li></ul>
Sulfatación en el conector	<ul style="list-style-type: none"><li>• Por impurezas acumuladas en el conector, o humedad que llegue a estar en contacto directo con la unión entre el conector y los conductores.</li><li>• Por mala instalación de tornillos, con un material diferente al de la grapa.</li><li>• Sulfatación entre el conector y los tornillos.</li><li>• Resistencia parásita entre estos elementos.</li><li>• Calentamiento en los tornillos que no cumplen con las características requeridas.</li></ul>
Ruptura de hilos del conductor	<ul style="list-style-type: none"><li>• Calentamiento a lo largo de los hilos, conducir más corriente de la nominal.</li><li>• Debilitamiento de los hilos que funcionan correctamente, pues soportan los efectos mecánicos de tensión y arrastre que sufriría todo el conductor.</li></ul>

Tabla 3. Fallas en el conector del transformador de corriente

### 2.2.2. Modos de operación anormal en conectores de alta tensión

Cuando un conector de alta tensión es sometido a sobrecarga en periodos largos de tiempo, sus propiedades mecánicas se deterioran progresivamente, evidenciándose en alteraciones de su temperatura. Como este equipo no presenta una composición interna compleja, pues se encuentra totalmente constituido por el mismo material que generalmente es aleación de aluminio A356, cualquier falla o alteración que presente se manifestará con incrementos de su temperatura interna y superficial.

FALLA INTERNA	DESCRIPCIÓN
Falla de aislamiento	<ul style="list-style-type: none"><li>• Calentamiento general del cuerpo y por lo tanto del cabezal del transformador.</li><li>• El papel del aislamiento interno del se degrada debido al recalentamiento prolongado por sobrecargas y permanencia de especificaciones de sobretemperatura.</li><li>• La falta de aislamiento produce pérdidas al interior y un recalentamiento adicional y progresivo de todo el equipo y del aceite refrigerante.</li><li>• Una posible causa es la degradación o pérdidas del aceite refrigerante interno.</li></ul>
Degradación o contaminación del aceite	<ul style="list-style-type: none"><li>• Causado por sobrecargas frecuentes o superación del tiempo de vida útil del aceite refrigerante.</li><li>• Contaminación por residuos del aislante interno.</li><li>• Pérdida de propiedades refrigerantes y aislantes.</li><li>• La pérdida de aislamiento realimenta positivamente la falla de degradación del refrigerante y viceversa.</li><li>• Posible superación de la carga para la cual fue diseñado y aumento de la probabilidad de accidente grave dentro de la subestación.</li></ul>

Tabla 4. Fallas internas del transformador de corriente

Además de las sobrecargas existen otras causas por las cuales la temperatura del conector es alterada, las cuales son similares a las mencionadas en la Tabla 3. Cualquiera de estas deficiencias en los conectores produce una resistencia eléctrica de contacto entre los tramos de línea, la cual además de ocasionar grandes pérdidas, hace

que las partes del empalme se calienten por efecto de las altas corrientes que circulan por los conductores. Si este sobrecalentamiento es muy elevado o se produce durante un tiempo prolongado, puede ocasionar el debilitamiento de las propiedades mecánicas y de soporte del conector, comprometiendo la integridad de la línea, así como la seguridad en la subestación.

Por otro lado, es importante tener en cuenta que los conectores más utilizados en nuestro país y más específicamente en las subestaciones de ISA, son de tipo mecánico, es decir, grapas de conexión, en las que se utilizan tornillos o pernos para garantizar el agarre de las chapas que componen el conector.

### 3. ANÁLISIS DE IMÁGENES TERMOGRÁFICAS

El diagnóstico de la condición de los transformadores de corriente y conectores de alta tensión se basa en el análisis de imágenes termográficas, adquiridas en rutinas de mantenimiento predictivo de subestaciones de transmisión eléctrica. Estos termogramas son evaluados por un algoritmo basado en técnicas de tratamiento digital de imágenes, orientado a la puesta a punto de la imagen para el posterior cálculo de los parámetros que caracterizan e identifican la condición de operación de los dispositivos.

#### 3.1. ESPECIFICACIONES DE LAS IMÁGENES

Las imágenes termográficas analizadas en este trabajo provienen de dos tipos de cámaras diferentes que poseen las referencias Agema 550 (Figura 9) e Inframetrics 700 series (Figura 10). El algoritmo final está orientado al diagnóstico con los datos de entrada de imágenes provenientes de la primera cámara, pues la termografía en las rutinas de mantenimiento en ISA se realizan con esta referencia.



Figura 9. Cámara termográfica Agema 550

Las características de las imágenes de la cámara Agema 550 se encuentran descritas en la Tabla 5. Ésta es una cámara portátil y ligera que genera imágenes de alta calidad con resolución de 320 x 240 píxeles, apropiadas para esta aplicación, y presenta medidas exactas de temperatura mediante detectores *stirling cooled PtSi* con una alta

sensibilidad térmica. Además, trabaja en la banda media del espectro electromagnético y continuamente se auto-calibra para asegurar que el valor de la medida de temperatura sea estable y exacto.

Estas imágenes son de extensión \*.IMG, la cual es propio del fabricante de la cámara y su tamaño es de 77880 bytes, donde los primeros 1080 bytes corresponden al encabezado y los restantes a la imagen. Cada píxel del termograma se encuentra representado hasta por 15 bits, por tanto, cada píxel emplea 2 bytes para almacenar el valor de la energía radiante detectada.

CARACTERÍSTICA	ESPECIFICACIÓN
Detector (Sensor)	320 x 240 PtSi focal plane array
Rango espectral	3 -5 $\mu\text{m}$
Campo de visión estándar (FOV)	24° x 18°
FOV instantáneo	1.1 mrad
Precisión	+/- 2% o 2°C
Rango térmico	-20 a 2000 °C
Temperatura de operación	-15 a 50 °C
Medición de temperatura	Temperatura de un punto, análisis diferencial, promedio, temperatura mínima y máxima, y auto detector de punto caliente
Número de bits de las imágenes	15 bits
Frecuencia de actualización	60 Hz

Tabla 5. Especificaciones de la cámara Agema 550

Las principales características de la cámara Inframetrics 700 series se resumen en la Tabla 6.



Figura 10. Cámara termográfica *Inframetrics 700 series*

CARACTERÍSTICA	ESPECIFICACIÓN
Detector (Sensor)	Mercury/Cadmium/Telluride (HgCdTe)
Rango espectral	Ajustable 3 - 5 $\mu\text{m}$ o 8 -12 $\mu\text{m}$
Campo de visión estándar (FOV)	15° x 20°
Resolución de la imagen	256 x 207
Precisión	+/- 2°C o +/- 2% (normal)
Rango térmico	-20 a 400 °C (normal) 20 a 1500 °C (extendido)
Temperatura de operación	-15 a 50 °C
Número de bits de las imágenes	8 bits
Frecuencia de actualización	60 Hz

Tabla 6. Especificaciones de la cámara *Inframetrics 700 series*

Estas imágenes presentan una resolución de 256 x 207 píxeles con una extensión \*.TIFF, con 54017 bytes de tamaño. El encabezado emplea 1025 bytes y el resto corresponde a la imagen, donde cada píxel es representado por 1 byte. De acuerdo a estas especificaciones, las imágenes de la cámara Inframetrics presenta menor precisión en el cálculo de la temperatura de un objeto, por tanto es necesario que la imagen sea registrada a poca distancia reduciendo las interferencias externas y mejorando la resolución del dispositivo.

### 3.2. RECOMENDACIONES DE REGISTRO

Ya que la mayoría de los errores cometidos en el registro son imposibles de compensar mediante técnicas de procesamiento digital posteriores, se deben tener en cuenta algunas recomendaciones para garantizar que la metodología de diagnóstico funcione correctamente.

Toda rutina de inspección termográfica debe estar regida por una planeación de rutas de adquisición y protocolo de registro, los cuales deben ser diseñados por la empresa que ejecuta el mantenimiento a la subestación. Las recomendaciones generales que deben tenerse en cuenta en termografía son medir e ingresar los parámetros actualizados (temperatura ambiente, humedad, emitancia y distancia al objeto) a la cámara antes de iniciar la rutina, evitar la presencia de reflexión solar en los dispositivos

registrados, tomar las precauciones de seguridad necesarias, garantizar una buena resolución de la parte de la imagen correspondientes al dispositivo a analizar en la imagen, y registrar el termograma de espaldas al sol para evitar radiación directa de la principal fuente de ruido.

Evitar, en lo posible, que en la imagen aparezcan elementos diferentes a los de interés que se encuentran en las que subestaciones como son otros equipos de alta tensión, estructuras metálicas de soporte, superficies reflectivas o cualquier otro que pueda presentar temperaturas comparables con las del equipo.

La imagen puede contener el dispositivo a analizar o pueden aparecer los correspondientes a las fases del sistema, garantizando en cualquiera de los casos que no se presente ningún traslape de otro objeto sobre estos y que sean del mismo tipo y fabricante. Si sólo aparece el equipo correspondiente a una fase, debe encontrarse centrado y orientado verticalmente en la imagen y además, debe estar acompañado por el cable conductor que transporta la corriente que circula por él.

El enfoque y el campo de visión que adopte el termógrafo al momento del registro deben ser los más apropiados para que la zona del equipo con alteración térmica pueda apreciarse muy bien, en lo posible totalmente. Esto con el fin que el algoritmo pueda calcular los datos necesarios para el diagnóstico sobre toda la zona, apreciando el tamaño y la disipación de calor que presenta\*.

### **3.3. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS**

La metodología empleada para el diagnóstico de la condición de transformadores de corriente y conectores de alta tensión se encuentra especificada de forma general en la Figura 11.

---

\* Ampliación sobre el protocolo de registro en el anexo A.

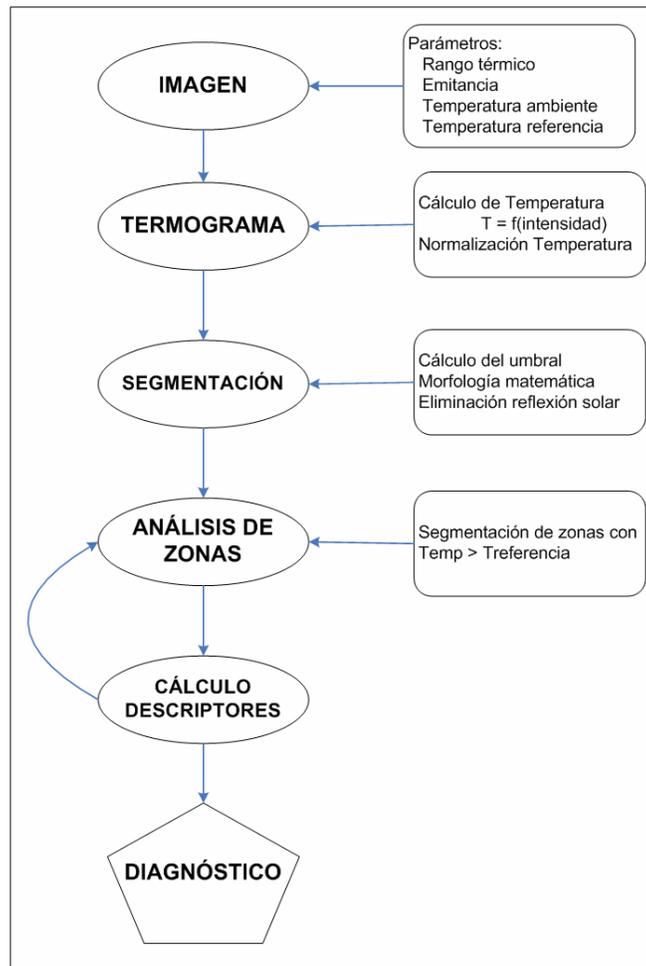


Figura 11. Metodología de análisis de termogramas

Para que esta metodología cumpla su objetivo necesita una imagen de extensión \*.IMG de 320 x 240 pixeles, los cuales presentan intensidades representadas por 15 bits, dependientes de la energía radiante incidente sobre la cámara. Además, se necesitan ingresar los valores de los parámetros especificados en el diagrama.

A partir de la imagen se realiza el cálculo de la temperatura, en grados centígrados, que representa, teniendo en cuenta la relación entre la energía radiante y la intensidad del sensor, y las leyes de la radiación que rigen el fenómeno, mencionadas en el primer capítulo. Teniendo cada píxel con el correspondiente valor térmico se realiza una

normalización de los datos, para posteriormente aplicar técnicas de tratamiento digital de imágenes.

La primera etapa de procesamiento digital es la segmentación, que tiene como objetivo aislar la parte correspondiente al equipo que se desea analizar, de los demás elementos y fondo que aparecen en la imagen. Al tenerse aislado el dispositivo, se realiza la identificación y análisis de cada una de las zonas con incrementos de temperatura sobre la referencia, que posiblemente manifiesten alguna anomalía en la operación del equipo.

El análisis realizado a estas zonas se basa en el cálculo de varios descriptores característicos que suministran información acerca del estado de operación del transformador de corriente o del conector, que puede encontrarse clasificado en tres diferentes tipos que son: operación normal, revisión (Autorización para seguimiento del equipo), posible deficiencia (Reparar en tiempo pertinente) y Anormalidad (Reparar inmediatamente).

El grupo de descriptores es sometido a estudio con el fin de encontrar los que ofrecen información valiosa sobre la condición de la zona con anomalía, y serán evaluados por un sistema clasificador basado en redes neuronales artificiales, que identificará el estado de los equipos.

### **3.3.1. Parámetros de entrada del algoritmo**

Los datos de entrada del algoritmo de diagnóstico necesarios para poder obtener un resultado relacionado con la condición de operación de equipos de alta tensión, son además de la imagen \*.IMG, las temperaturas mínima y máxima posibles en la escena, la temperatura ambiente existente al momento del registro, el valor de la emitancia del equipo y la temperatura de referencia. Los valores de las temperaturas deben encontrarse en °C. Los anteriores parámetros son ingresados en el momento del

registro a la cámara termográfica, y son necesarios para el cálculo de las temperaturas de cada píxel de la imagen.

Este último parámetro, la temperatura de referencia, se ingresa seleccionando un punto de la imagen, el cual debe pertenecer al cable de tensión que conduce la corriente que circula por él si se registra un sólo dispositivo, o si no a otro equipo de fase diferente. Se requiere que la temperatura de referencia pertenezca a estas partes de la escena, ya que el diagnóstico de la condición realizado por la metodología se basa en la norma NETA, que recomienda tres tipos de acciones frente a la máxima diferencia entre las temperaturas del equipo y la de referencia, la cual puede ser la ambiental o la mínima presente en componentes similares que trabaje con igual carga.

En esta aplicación la temperatura de referencia no es asumida inmediatamente como la ambiental, ya que pueden presentarse alteraciones si la medición de ésta no es la correcta o si varía significativamente en el transcurrir de la rutina de inspección termográfica. Por lo tanto, si se desea obtener un correcto diagnóstico, la imagen debe presentar alta resolución del dispositivo y del cableado eléctrico.

La temperatura de referencia debe cumplir con las consideraciones de la ecuación 3.1 para asegurar de alguna manera que la selección del punto es el correcto. Si esto no se presenta, el algoritmo no admite el dato asignado a la temperatura de referencia. Si se encuentra por debajo de la temperatura ambiente por lo menos 2°C, aparece un mensaje de advertencia que indica que existe un posible error en el ingreso de la temperatura ambiente, pues si el equipo se encuentra trabajando a su mínima carga, la temperatura promedio correspondería a la ambiental.

$$T_{ambiente} + 10 > T_{ref} > T_{ambiente} - 10 \quad (3.1)$$

El rango térmico usualmente manejado en las rutinas de mantenimiento predictivo de subestaciones eléctricas, ubicadas en regiones cálidas del país, se encuentra entre -20

y 80 °C, con una temperatura ambiente oscilando entre 30 y 40 °C. Este rango debe cumplir con las restricciones de la ecuación 3.2 para que el algoritmo acepte los datos ingresados.

$$-20^{\circ}C < T < 180^{\circ}C \quad (3.2)$$

### 3.3.2. Cálculo de la temperatura

Cada píxel de la imagen termográfica presenta un valor de intensidad que representa la energía radiante incidente sobre el sensor, los cuales se encuentran relacionados según la ecuación 3.3, donde  $V_{\text{SENSOR}}$  es el voltaje de salida del sensor que se encuentra codificado por la intensidad y  $E$  es la radiación.

$$V_{\text{SENSOR}} = k * E_{\text{TOTAL}} \quad (3.3)$$

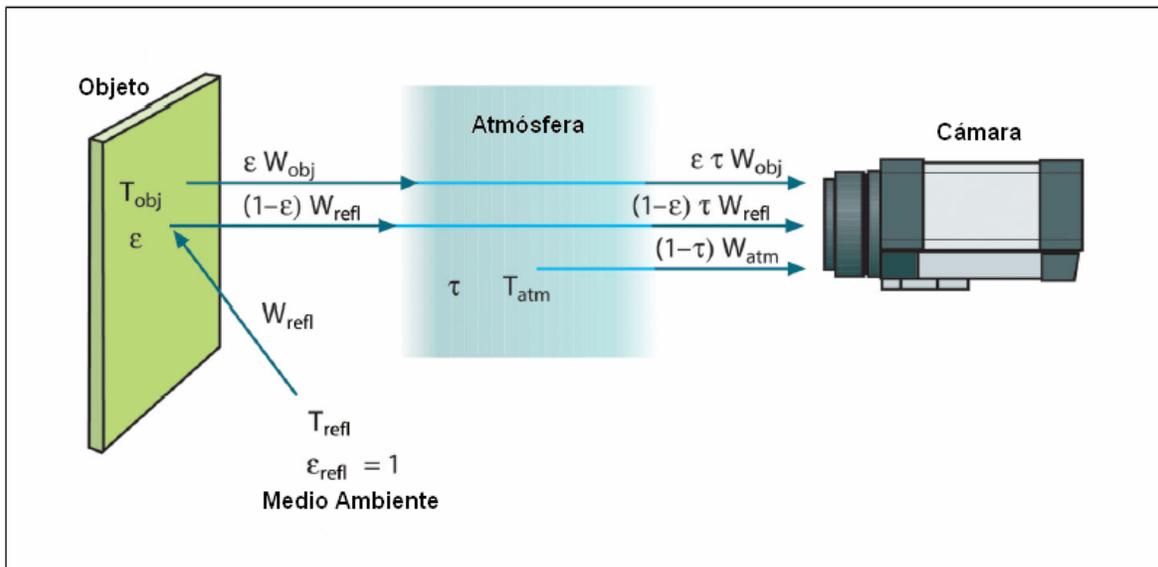


Figura 12. Representación de la situación general de una inspección termográfica

Con base en las leyes físicas de la radiación mencionadas en el primer capítulo y a los efectos de distorsión presentes en una escena al momento del registro termográfico (Figura 12), se realiza una compensación de temperatura con el fin de minimizar los efectos de la energía reflejada y la atmosférica. La ecuación empleada para tal fin es la 3.4.

$$E_{TOTAL}(T) = \varepsilon\tau E_{OBJETO} + (1 - \varepsilon)\tau E_{REFLEJADA} + (1 - \tau)E_{ATMOSFÉRICA} \left[ \frac{W}{m^2} \right] \quad (3.4)$$

Donde  $\varepsilon$  es la emitancia del objeto,  $\tau$  es la transmitancia atmosférica y se asume que las energías pertenecen a un cuerpo negro. El valor de la transmitancia atmosférica depende de la distancia a la que fue tomada la imagen y la humedad relativa. En este caso se asume que  $\tau = 1$ , es decir que los parámetros ambientales son adecuados, por tanto la relación 3.4 puede ser interpretada de la siguiente forma:

$$E_{TOTAL}(T) = \varepsilon\sigma T_{OBJETO}^4 + (1 - \varepsilon)\sigma T_{REFLEJADA}^4 \left[ \frac{W}{m^2} \right] \quad (3.5)$$

Utilizando las ecuaciones 3.3 y 3.5 se halló el valor del factor  $k$ , el cual depende linealmente del valor de la intensidad (Figura 13). Este factor depende de las especificaciones de la cámara empleada en la rutina de inspección.

Calculando el valor de  $k$  con base en la intensidad de la imagen, se procede a calcular la energía total radiada utilizando la ecuación 3.5. Teniendo la energía total, y los parámetros de entrada de la cámara, se obtiene una aproximación de la temperatura del equipo analizado.

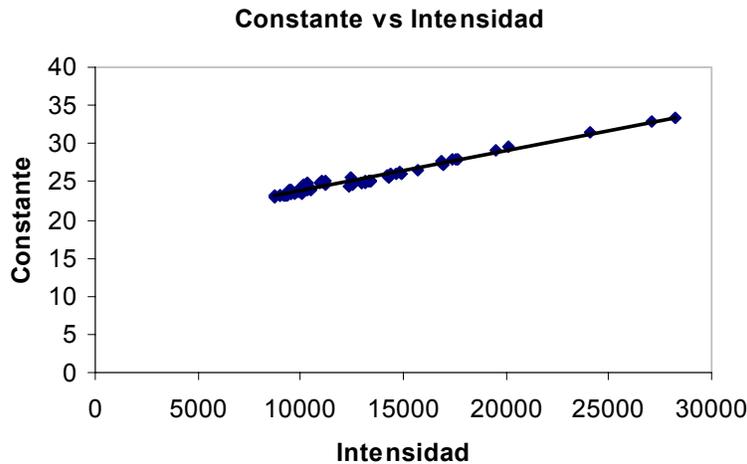


Figura 13. Gráfica de la constante  $k$  vs Intensidad

### 3.3.3. Segmentación del dispositivo

Teniendo los pixeles de la imagen con valores de temperaturas en grados centígrados se realiza una normalización con el fin de unificar las características de todas los termogramas. Luego se realiza el cálculo del valor de intensidad umbral con la función *graythresh* de la *toolbox* de procesamiento de imágenes de *matlab*, el cual es utilizado para realizar la segmentación del dispositivo.

Este procedimiento consiste en una multiplicación de una máscara binaria y la imagen original. La primera es construida a partir del termograma normalizado y el nivel de umbral, colocando los pixeles de la imagen que presenten valores mayores a los del umbral en uno y los demás en cero. Este procedimiento es válido si los máximos valores de intensidad están presentes en la parte correspondiente al equipo, es decir que el objeto con mayor temperatura en la escena sea el transformador de corriente o el conector. Ésta es la razón por la cual se recomienda que el registro cumpla con las especificaciones mencionadas en la sección 3.2. Un ejemplo de los resultados obtenidos con los transformadores de corriente se puede observar en la Figura 14.b.

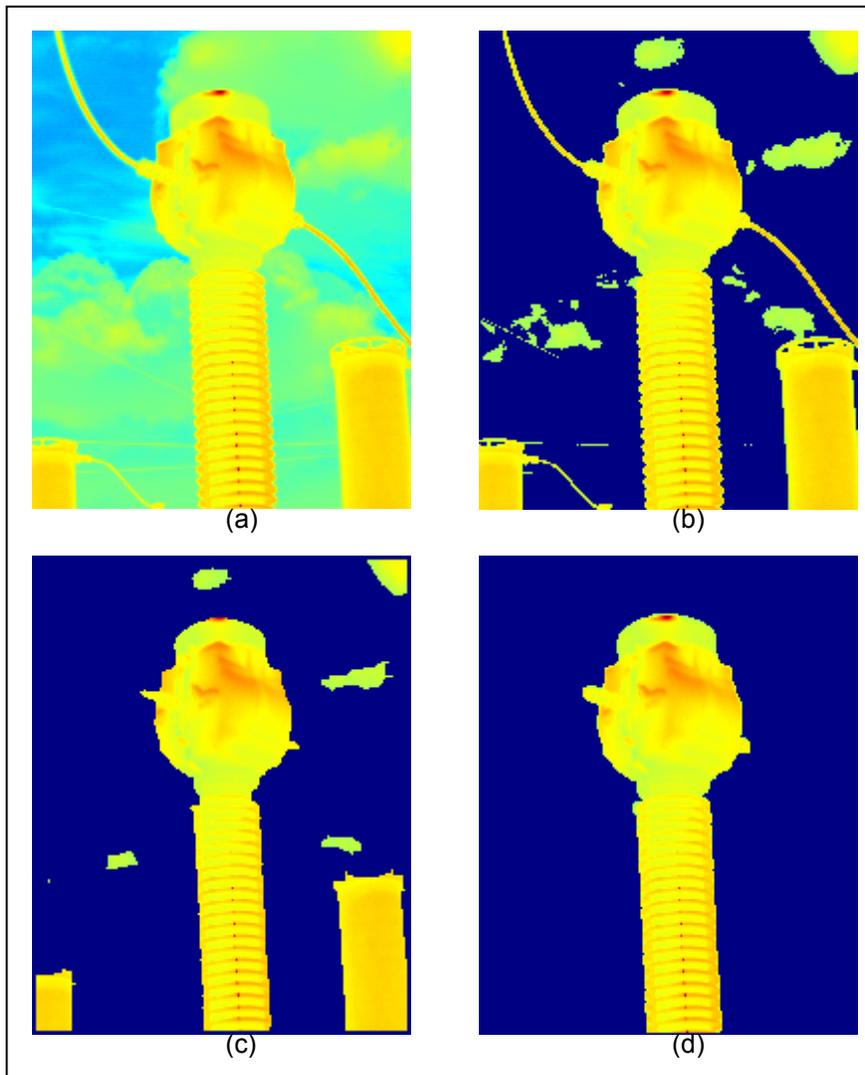


Figura 14. Etapas de segmentación de la imagen. (a) Imagen original. (b) Segmentación inicial  
(c) Operaciones morfológicas (d) Eliminación de pequeñas áreas

La imagen resultado de la segmentación inicial, posteriormente es sometida a operaciones morfológicas, erosión y *clean*, con el fin eliminar las uniones delgadas entre regiones y los cables de tensión (Figura 14.c). Para asegurar que la máscara sólo presente activos los pixeles correspondientes al objeto, también se realiza una eliminación de regiones que presenten áreas menores al 30% del área de la región más grande, y se selecciona la región que se encuentre centrada en la escena, la cual debe corresponder al equipo, si solamente se realiza el registro de una fase.

### 3.3.4. Extracción de zonas susceptibles a falla

Al tener aislado el equipo de los diferentes elementos presentes en la escena, se pasa al análisis de las zonas con altas temperaturas presentes en el objeto. Como ya se mencionó en el segundo capítulo, una zona con manifestaciones térmicas anormales, presenta temperaturas mayores a la temperatura normal que se encuentra determinada por la temperatura de referencia.

Para extraer las zonas susceptibles a falla se realiza la comparación de las temperaturas del equipo con la de referencia, y se crea una máscara que posee los pixeles activos en las posiciones correspondientes a las zonas con temperaturas mayores a la de referencia.

Las zonas resultantes del proceso anterior, corresponden a las partes del dispositivo con calentamiento anormal y con reflexión solar. Por tanto se hace necesario tratar de eliminar las regiones que puedan presentar falsas alarmas al sistema, como son las correspondientes a las reflexiones (Figura 15.a).

En la mayoría de los termogramas de los transformadores de corriente se presentan varias zonas en la porcelana la cual es aislante y por lo tanto no debe presentar calentamiento, a menos que la superficie del elemento presente desperfectos físicos. Estas zonas son debidas a reflexiones solares y presentan usualmente una forma alargada como se observa en la Figura 15.b.

El algoritmo identifica estas regiones calculando la orientación, el área y la relación existente entre los dos ejes, mayor y menor, los cuales se encuentran especificados en la Figura 16. Las zonas con los parámetros que cumplen con la condición de la ecuación 3.6 o las correspondientes a la ecuación 3.7, son identificados como reflexiones solares en la porcelana y automáticamente son eliminados de la máscara.

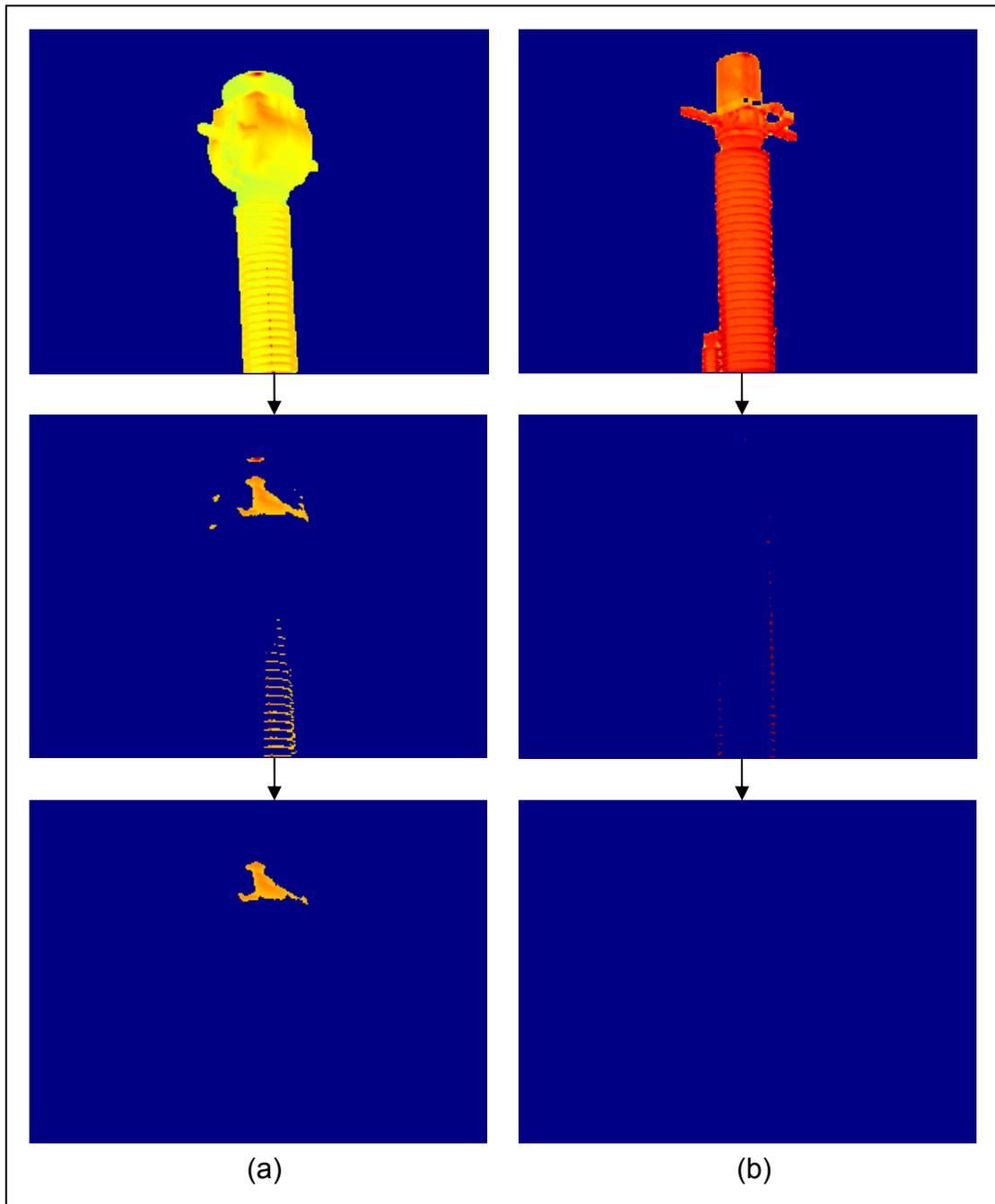


Figura 15. Etapas de extracción de zonas susceptibles a falla. (a) Eliminación de reflexión solar en el cabezal (b) Eliminación de reflexión en la porcelana

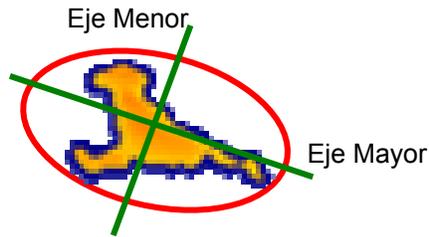


Figura 16. Parámetros: Ejes mayor y menor de una región

$$\text{Área} < 10[\text{pixeles}] \quad (3.6)$$

$$\frac{\text{EjeMayor}}{\text{EjeMenor}} > 4 \quad (3.7)$$

$$113^\circ < \text{Orientación} < 15^\circ$$

La longitud de los ejes mayor y menor se encuentra medida en pixeles y la orientación en grados. Las condiciones de la ecuación 3.7 garantizan que la región presenta una forma alargada, donde la longitud del eje mayor es mínimo cuatro veces la del menor. Además, se encuentra orientado horizontalmente. La otra condición para identificar una reflexión es el tamaño de ésta, pues frecuentemente presenta un área muy pequeña.

Cada zona resultante del dispositivo es analizado por aparte, y si alguna de éstas presentan valores de los descriptores que indiquen alguna anomalía, se verá reflejado en el diagnóstico final del equipo.

### 3.4. ANÁLISIS PARA LOS CONECTORES

En los termogramas de los conectores de alta tensión no se presentan mayores problemas por la reflexión solar, gracias a la simplicidad de la geometría del dispositivo, como lo es el cuerpo aislante del CT. Por tanto la extracción de la región con anomalía térmica de este equipo se realiza sin más consideraciones. En la Figura 17 se observa un ejemplo de los resultados obtenidos con esta metodología.

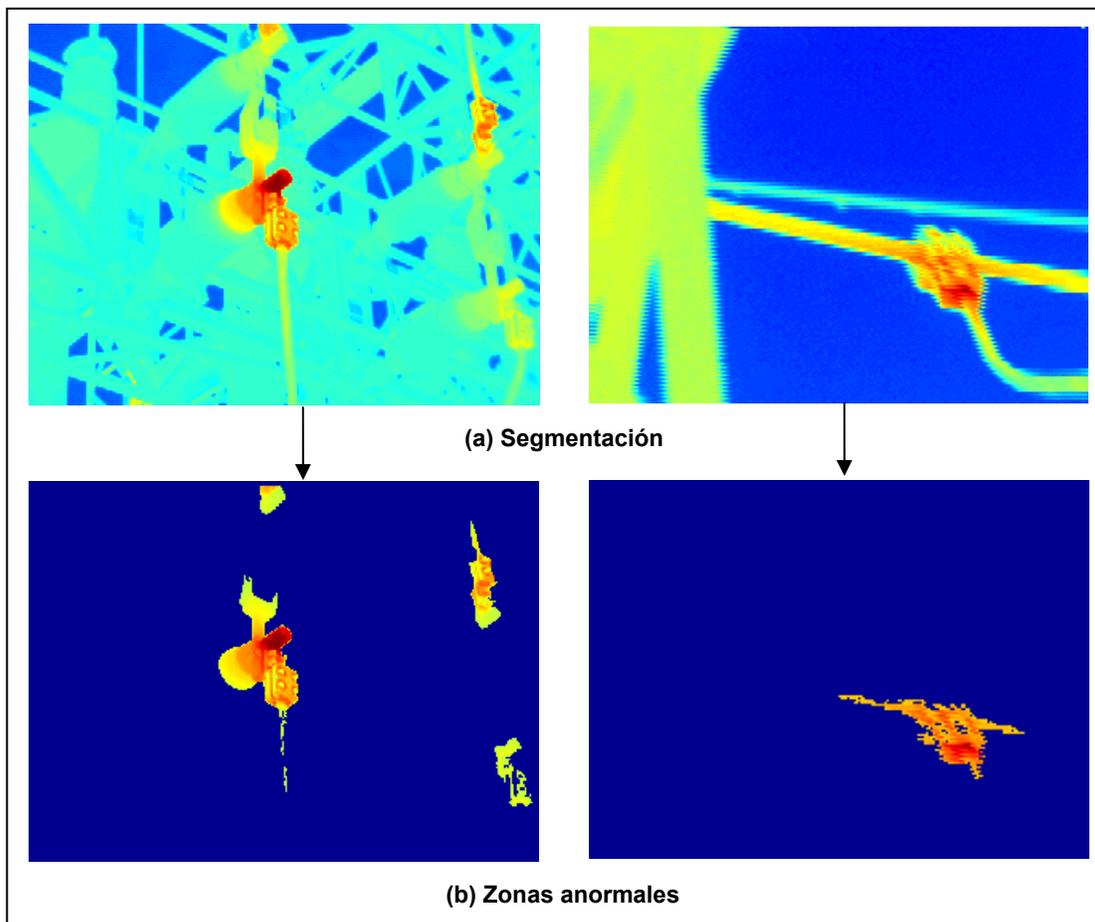


Figura 17. Extracción de las zonas susceptibles a falla de los conectores

## 4. DESCRIPTORES CARACTERÍSTICOS

Los descriptores son parámetros que ofrecen información representativa sobre el estado de la situación de un sistema. Enmarcados en el tema que nos interesa, estos descriptores son cálculos de características de imágenes termográficas de dispositivos de alta tensión con temperatura superficial anormal, debido a una falla.

Los valores de los descriptores permiten inferir sobre el estado del dispositivo, es decir, el tipo o clase a la cual el sistema clasificador asignará la zona térmica analizada. Para que este sistema pueda cumplir su finalidad, las características deben presentar, en lo posible, las siguientes propiedades:

- ❖ **Discriminantes:** Presentan valores numéricos diferentes para imágenes pertenecientes a clases distintas.
- ❖ **Fiables:** Las imágenes de la misma clase poseen descriptores con cambios numéricos pequeños.
- ❖ **Incorrelados:** Las características deben ser independientes entre sí, disminuyendo al máximo el número de descriptores.
- ❖ **Tiempo de cálculo aceptable:** Esta propiedad es relevante para aplicaciones que requieran de respuestas en tiempo real [44].

La selección de los descriptores característicos requiere un conocimiento sobre el comportamiento térmico superficial de los transformadores de corriente y los conectores de alta tensión sometidos a un comportamiento anormal o de falla. La primera etapa consiste en la creación de un conjunto de características que a priori aporte información sobre el estado del equipo. A partir de este grupo, se extrae un subconjunto del mínimo

número de parámetros necesarios para identificar la clase a la cual será asignado el termograma, basándose en las propiedades de los descriptores mencionados anteriormente.

#### 4.1. CARACTERÍSTICAS DE UNA REGIÓN CON ANORMALIDAD

Cuando un equipo de alta tensión presenta una falla, usualmente se manifiesta con alteraciones en la temperatura superficial del objeto. Estas manifestaciones se concentran en una parte del dispositivo, dónde posiblemente se localiza la falla, con un aumento de temperatura variable dependiendo de la criticidad de la anomalía.

La temperatura en la zona de interés se disipa gradualmente desde el punto con máxima temperatura hacia las regiones vecinas, en todas las direcciones. Si se presenta un punto caliente o anomalía en un conector, la temperatura se disipará en el objeto y en el cable eléctrico, por tanto, la parte del conductor que se encuentra cercano a la falla presenta el máximo calentamiento de la línea (Figura 18).

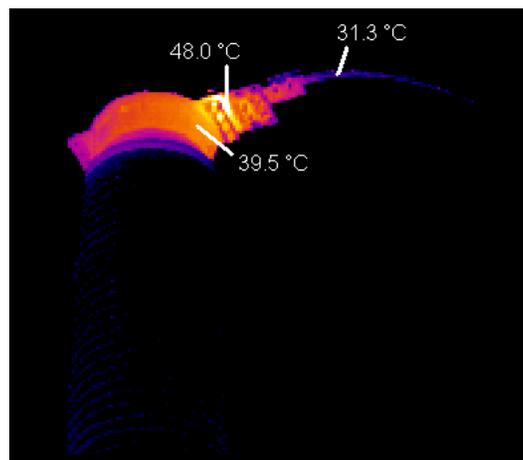


Figura 18. Dispersión de la temperatura en un conector

Como se mencionó en el segundo capítulo, en los transformadores de corriente las zonas con anomalía térmica aparecen principalmente en el cabezal y según la

magnitud del incremento de la temperatura, el calentamiento puede presentarse gran parte de este sector del equipo. El punto caliente puede aparecer también en la conexión entre el dispositivo y el cable de tensión, en la cual la temperatura es elevada y se disipa a través del conductor. Este comportamiento es muy parecido en todos los conectores tanto en los que comunican equipo – conductor y conductor - conductor. En la Figura 19 se observa la disipación de la temperatura en un conector y la línea de alta tensión.

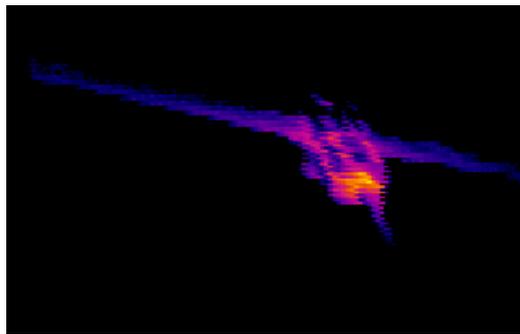


Figura 19. Disipación de temperatura en conector de alta tensión

Con base en lo anterior, la principal característica de una zona con elevación térmica causada por un comportamiento anormal es una disipación gradual de temperatura a través del dispositivo. Además, la ubicación de esta región está establecida por los materiales constitutivos de los transformadores de corriente y conectores de alta tensión.

Usualmente, en las imágenes termográficas adquiridas en medios no controlados, tales como las subestación eléctricas, presentan puntos calientes debidos a reflexiones solares, los cuales pueden ocasionar falsas alarmas de fallas. Estas zonas no presentan una disipación térmica gradual, al contrario, la temperatura tiene saltos abruptos de nivel entre pixeles cercanos (Figura 20).

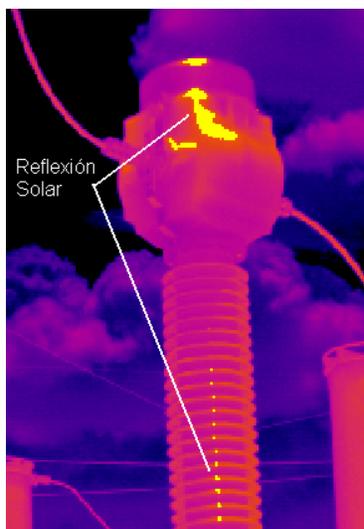


Figura 20. Zonas con reflexión solar

Las regiones del equipo que presentan el fenómeno de la reflexión solar, se encuentran alineadas con el sol, representado en la Figura 21, o con alguna superficie reflectora. Además de la radiación incidente sobre la zona, el material metálico del área del equipo contribuye a la aparición del punto caliente.

La principal diferencia entre los puntos calientes que representan una anomalía y una reflexión solar, se puede observar en los perfiles térmicos o histogramas de las filas correspondientes a los píxeles de la zona, ya que las pendientes que poseen estas curvas son evidentemente diferentes las unas de las otras.

Otra característica que permite identificar una falsa alarma es consecuencia de la anterior, pues ya que una reflexión presenta una disminución de la temperatura abrupta el área de ésta es más pequeña que la esperada de una, que es consecuencia de una falla física de dispositivo.

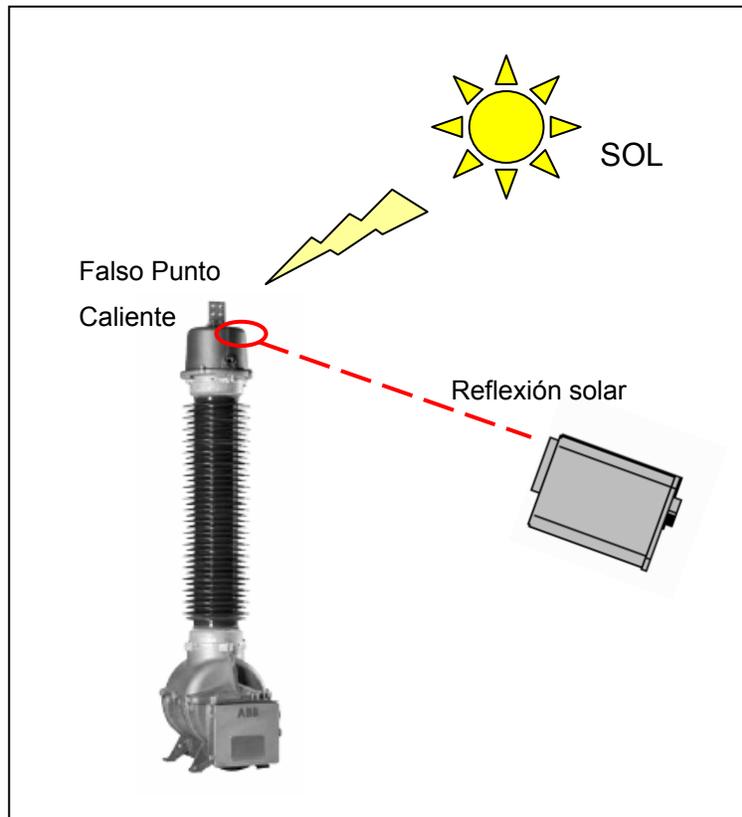


Figura 21. Fenómeno de reflexión solar en subestaciones eléctricas

Además de las propiedades anteriormente mencionadas, los puntos calientes debidos a reflexiones solares presentan temperaturas máximas muy elevadas, lo cual permite identificarlos mediante la máxima diferencia de temperatura presentada con la de referencia. Si esto se presentara debido a una falla, la criticidad de esta anomalía es muy alta, lo cual necesitaría atención inmediata por los operarios de la subestación.

#### 4.2. CÁLCULO DE LOS POSIBLES DESCRIPTORES

El grupo de descriptores característicos seleccionados para la evaluación de la condición de los equipos de alta tensión se encuentran relacionados con tres principales características que diferencian las zonas con altas temperaturas debidas a un comportamiento anormal y a reflexiones solares. Estos parámetros son calculados

para cada una de las zonas que posean temperaturas mayores a las de referencia, y son analizadas cada una por aparte.

Los descriptores seleccionados son 15 y serán comentados a continuación:

- ❖ **Máxima diferencia de temperatura con la referencia [ $\Delta T_{ref_{max}}$ ]:** Al tener segmentada la zona empleando una máscara binaria, se realiza la resta de las temperaturas de la región con la temperatura de referencia. El resultado se multiplica por la máscara y se halla el máximo valor de la imagen, el cual es un valor fundamental para el diagnóstico de la criticidad de la falla empleando la norma NETA (Tabla 7).

Analizando la norma según el valor de este descriptor, la zona puede ser clasificada en tres grupos según la gravedad de la falla, donde a mayor diferencia térmica aumenta la criticidad.

$\Delta T$ con $T_{ref} = T_{min}$ de componentes similares con igual carga	Acción recomendada
1 °C – 3 °C	Posible deficiencia: Autorización de investigación
4 °C – 15 °C	Indica probable deficiencia: Reparar en tiempo pertinente
> 15 °C	Reparar inmediatamente

Tabla 7. Norma NETA

- ❖ **Tamaño en porcentaje [%Pix]:** Corresponde al porcentaje en pixeles que ocupa la zona respecto a la región correspondiente al equipo. Si este descriptor es muy pequeño indica que posiblemente la zona es una manifestación de una falsa alarma.
- ❖ **Moda de la temperatura [ $mT$ ]:** Indica el cálculo de la moda o la temperatura que presenta el máximo número de pixeles. Representa una aproximación de la

temperatura a la cual se encuentra la región, la cual depende del estado en el que se encuentra el dispositivo.

- ❖ **Moda de la diferencia de temperatura con la referencia [ $m_{\Delta Tref}$ ]:** Es el mismo cálculo del descriptor anterior, pero se basa en la imagen diferencia de las temperaturas de la zona y la temperatura de diferencia. Representa una aproximación de los grados de temperatura que presenta la región por encima de lo normal.
- ❖ **Desviación estándar de la temperatura [ $s_T$ ]:** Es la medida de variabilidad de la temperatura de la zona, que es la raíz cuadrada positiva de la varianza muestral, la cual se encuentra especificada en la ecuación 4.1. Si este parámetro es pequeño, entonces la variabilidad existente entre los datos o temperaturas también es pequeña.

$$s = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n-1}} \quad (4.1)$$

- ❖ **Gradiente máximo de temperatura [ $gT_{max}$ ]:** Es el máximo valor obtenido al calcular la magnitud del gradiente empleando el operador de *Sobel*. El gradiente de una imagen presenta los máximos valores en los píxeles donde se presentan cambios fuertes de intensidad, en nuestro caso se aprovecharía en la identificación de reflexiones solares.
- ❖ **Gradiente mínimo de temperatura [ $gT_{min}$ ]:** Es el mínimo valor del resultado de la magnitud del gradiente de la zona.
- ❖ **Máximo de la derivada de la fila del píxel con máxima temperatura [ $\partial Th_{max}$ ]:** Es el máximo valor de la derivada o diferencia entre píxeles en la fila de la zona segmentada a la cual pertenece el píxel con la máxima temperatura, o del perfil

horizontal de la región (Figura 22). Este descriptor indica cual es la máxima variación de la temperatura entre pixeles vecinos en el perfil horizontal de la zona.

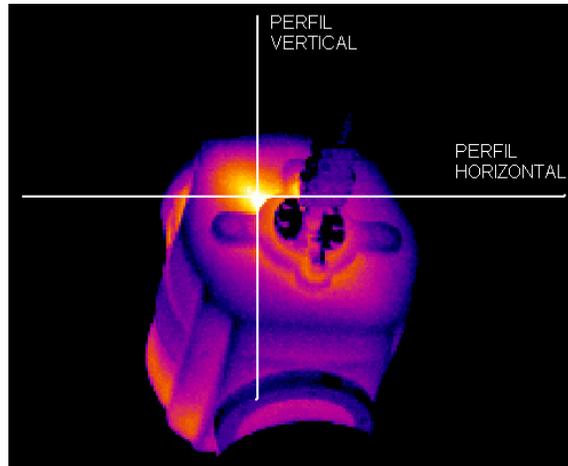


Figura 22. Fila y columna del píxel con máxima temperatura

- ❖ **Varianza de la derivada de la fila del píxel con máxima temperatura [ $v\partial Th$ ]:**  
Es el cálculo de la varianza muestral, que es la desviación estándar al cuadrado (ecuación 4.1), siendo estos dos parámetros medidas de variabilidad. Dependiendo del valor de este descriptor, se puede deducir como es la disipación de la temperatura en el perfil horizontal.
  
- ❖ **Máximo de la derivada de la columna del píxel con máxima temperatura [ $\partial Tv_{max}$ ]:** Este parámetro se calcula de la misma forma que la correspondiente al perfil horizontal, y se hace necesario conocer este valor pues no se conoce en que sentido se presenta la dispersión de la temperatura.
  
- ❖ **Varianza de la derivada de la columna del píxel con máxima temperatura [ $v\partial Tv$ ]:** Corresponde a la variabilidad que presenta el descriptor anterior, ofreciendo información sobre la disipación de temperatura de forma vertical en el equipo.

- ❖ **Máxima diferencia entre 3 píxeles de la fila del píxel con máxima temperatura [ $\Delta T3h_{max}$ ]:** El cálculo del valor correspondiente a este descriptor se muestra en la Figura 23. Este análisis se realiza para casos donde la imagen presenta el objeto muy cerca y el cambio abrupto de temperatura no se alcanza a observar entre píxeles vecinos.

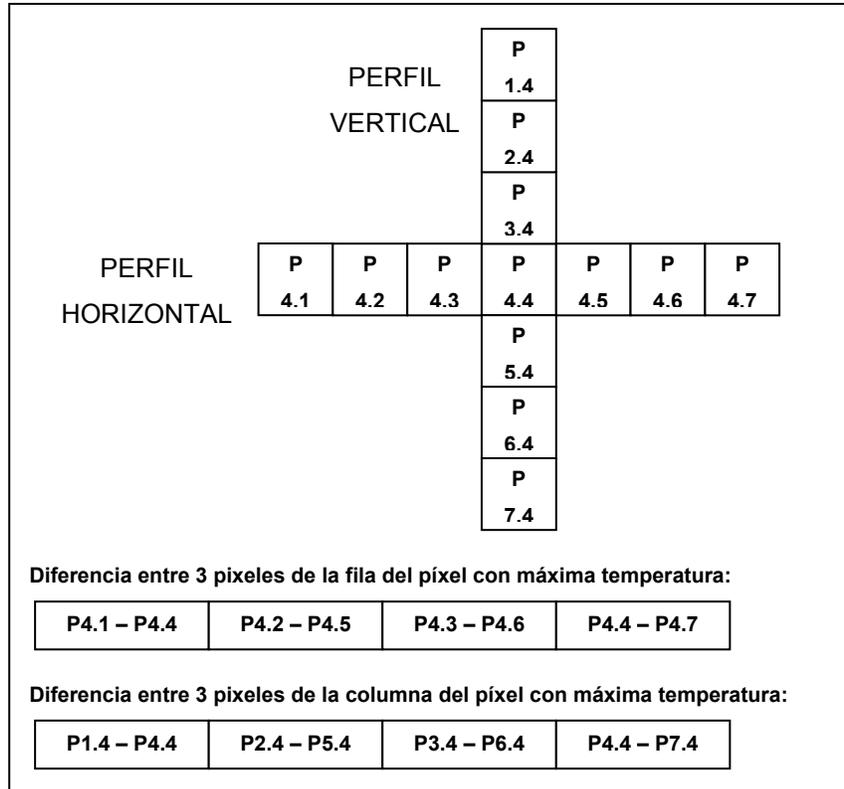


Figura 23. Cálculo de la diferencia de temperatura entre 3 píxeles

- ❖ **Varianza de la diferencia entre 3 píxeles de la fila del píxel con máxima temperatura [ $v\Delta T3h$ ]:** Es la medida de variabilidad del vector de diferencias mostrado en la Figura 23. Este descriptor aporta información sobre la disipación horizontal de temperatura en imágenes donde el objeto se encuentra muy cerca de la cámara o se emplea zoom.

- ❖ **Máxima diferencia entre 3 píxeles de la columna del píxel con máxima temperatura [ $\Delta T3v_{max}$ ]:** El valor de este descriptor se halla de igual forma que la correspondiente a la fila del píxel con la máxima temperatura.
- ❖ **Varianza de la diferencia entre 3 píxeles de la columna del píxel con máxima temperatura [ $v\Delta T3v$ ]:** Este parámetro se encuentra relacionado con la disipación vertical de temperatura.

### 4.3. MÍNIMO GRUPO DE DESCRIPTORES

Una de las principales propiedades que deben presentar los descriptores característicos es la incorrelación, esto con el fin de asegurar que la información de entrada al sistema clasificador no sea redundante y que exista el mínimo número de entradas posible al mismo. Para verificar esta propiedad en el grupo de descriptores propuesto se calcula la matriz de correlación de los valores de parámetros de cada una de las zonas del grupo de patrones disponibles, la cual presenta los coeficientes de correlación o dependencia lineal entre dos variables.

Los valores de los descriptores son agrupados en una matriz que conformada como lo indica la Figura 24. A cada tipo de dispositivo se le realiza un análisis independiente, ya que las características térmicas superficiales de una región con incremento de temperatura pueden variar dependiendo de la estructura particular del equipo.

	DESCRIP. 1	DESCRIP. 2	DESCRIP. 3	...	DESCRIP. 15
IMAGEN 1				...	
IMAGEN 2				...	
IMAGEN 3				...	
.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.
IMAGEN 116				...	

Figura 24. Matriz de descriptores

A partir de la matriz de descriptores se calcula la matriz de correlación (Figura 25), la cual es una matriz cuadrada y simétrica que tiene unos en la diagonal principal y fuera de ella los coeficientes  $R_{ij}$  entre pares de variables. Este coeficiente para los descriptores  $descrip_i$  y  $descrip_j$  es:

$$R_{ij} = \frac{s_{ij}}{s_i s_j} \quad (4.2)$$

Donde

$s_{ij}$  : covarianza muestral entre  $descrip_i$  y  $descrip_j$

$s_i^2$ : es la varianza muestral de  $descrip_i$

El coeficiente de correlación  $R_{ij}$  presenta las siguientes propiedades:

1.  $0 \leq |R_{ij}| \leq 1$ .
2. Si existe una relación lineal exacta entre las variables, entonces  $|R_{ij}| = 1$ .
3.  $R_{ij}$  es invariante ante transformaciones lineales de las variables. **[54]**

	DESCRIP. 1	DESCRIP. 2	DESCRIP. 3	...	DESCRIP. 15
DESCRIP. 1	1	$R_{1,2}$	$R_{1,3}$	...	$R_{1,15}$
DESCRIP. 2	$R_{2,1}$	1	$R_{2,3}$	...	$R_{2,15}$
DESCRIP. 3	$R_{3,1}$	$R_{3,2}$	1	...	$R_{3,15}$
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
DESCRIP. 15	$R_{15,1}$	$R_{15,2}$	$R_{15,3}$	...	1

Figura 25. Matriz de correlación de descriptores

Entonces entre más cercano se encuentre el coeficiente de la unidad, mayor será la dependencia lineal entre los descriptores. Con base en esto, se seleccionan las variables que presentan una baja correlación, en este caso, con coeficientes menores a 0.5, los cuales harán parte del grupo definitivo de descriptores que servirá como datos de entrenamiento del sistema clasificador.

Las otras variables son sometidas a un análisis de componentes principales. “El objetivo central del Análisis de Componentes Principales (ACP) es reducir la dimensión de un conjunto de datos, descritos por un número elevado de variables aleatorias interrelacionadas entre sí, reteniendo tanto como sea posible la variación que presenta dicho conjunto de datos.

- ❖ El ACP permite sustituir las variables originales por un número pequeño de combinaciones lineales de ellas, incorreladas, perdiendo poca información.
- ❖ El ACP revela a menudo relaciones insospechadas inicialmente y proporciona interpretaciones que no se obtendría de modo natural.
- ❖ Es un medio más que un fin en sí mismo, utilizándose como paso intermedio en una investigación más amplia” [45].

## 5. SISTEMA DE CLASIFICACIÓN

La clasificación se puede definir como la agrupación de individuos de un grupo que tienen características similares. Los miembros de este grupo presentan particularidades que permiten la discriminación entre ellos, formando las clases que no son más que los subgrupos conformados por elementos parecidos. La forma en que se agrupa depende de la técnica de clasificación utilizada.

Las metodologías de clasificación son actualmente empleadas en la detección de fallas, supervisión y control de procesos, con el objetivo de conocer el estado del sistema o hacer un modelamiento del mismo a partir de la información que se tenga disponible. “El diagnóstico propiamente dicho es la construcción de un bloque de razonamiento en el cual entra información descriptiva de la situación del proceso, y se obtienen las posibles causas, con una ponderación de verosimilitud. Dicho mecanismo se verá activado esencialmente cuando la situación evaluada es conflictiva” [46].

Los métodos de clasificación son algoritmos que buscan analizar la similitud entre los objetos para agrupar aquellos con características similares. Se puede decir que estas técnicas presentan dos etapas que son el aprendizaje y el reconocimiento o identificación. En la primera etapa se obtiene el clasificador, apoyándose en la base de datos con que se cuente; en este caso, son los termogramas y en el conocimiento empírico de los termógrafos experimentados, que han desarrollado la parte de termografía del mantenimiento basándose en situaciones que han vivido anteriormente.

La segunda etapa o reconocimiento, se encarga de encasillar los nuevos datos a un grupo o clase determinada en la etapa anterior. De acuerdo a como los nuevos datos

sean asignados a las clases, así será el resultado calculado por el sistema clasificador, el cual puede identificar la presencia o no de un determinado modo de operación.

La salida del sistema depende del estado térmico superficial de la zona del equipo analizado, es decir sólo puede estar en activa una sola salida a la vez. Se consideraron tres posibles estados de salida, regido por la NETA como se describe en la Tabla 8, donde cada una presenta una acción recomendada.

<b>ESTADO</b>	<b>ESTADO 1</b>	<b>ESTADO 2</b>	<b>ESTADO 3</b>
Revisión: Autorización de investigación	1	0	0
Posible deficiencia: Reparar en tiempo pertinente	0	1	0
Anormalidad: Reparar inmediata	0	0	1

Tabla 8. Interpretación de la salida del sistema clasificador

Existen varias técnicas de clasificación, pero en este caso el sistema a emplearse se encuentra basado en las redes neuronales artificiales (RNA), ya que según los descriptores característicos, las clases o estados a tener en cuenta a la salida del sistema no presentan una separabilidad lineal, y las RNA poseen la posibilidad de adaptación a este tipo de aplicaciones. Además, poseen las características de generalización, que es importante para este caso, pues no se posee un grupo extenso de imágenes, y reentrenamiento, que posibilite realimentar el sistema con nueva información con el fin de afinar los resultados generados.

## **5.1. GRUPO DE DATOS DE ENTRENAMIENTO**

Como ya se mencionó en la sección 4.3 el grupo total de imágenes térmicas se encuentra conformado por 38 de formato \*.IMG y 25, \*.TIF, de los cuales 39 corresponden a transformadores de corriente, y 24 a conectores de alta tensión.

Ya que el análisis a realizar por el sistema clasificador debe realizarse a cada una de las zonas susceptibles a falla segmentadas por la etapa de procesamiento digital de imágenes, el grupo de entradas disponibles para el entrenamiento de la red es igual al número de zonas con anomalía de cada imagen. La relación del número de zonas y sus respectivos diagnósticos se describen en la Tabla 9.

	<b>Número Total de Zonas</b>	<b>Zonas en ESTADO 1</b>	<b>Zonas en ESTADO 2</b>	<b>Zonas en ESTADO 3</b>
<b>CTs</b>	116	88	12	16
<b>CONECTORES</b>	26	1	0	25

Tabla 9. Grupo inicial de entrenamiento del sistema clasificador

El grupo se encuentra conformado por los descriptores característicos definidos en la sección 4.3, producto del análisis de componentes principales de los valores correspondientes a las 142 zonas con anomalía descritas en la Tabla 9, y será llamado Grupo 1.

Al realizar el ACP de este grupo de datos, se encuentran para los transformadores de corriente, 5 descriptores con baja dependencia lineal, y para los conectores, 10, los cuales hacen parte del grupo final de descriptores característicos del sistema. Para los CTs, el conjunto de variables de entrada se complementa con los dos primeros componentes principales CP1 y CP2, que representan el 90.44% de la información proporcionada inicialmente por los datos sometidos al ACP, quedando el sistema clasificador con 7 entradas. Para los conectores de alta tensión, el grupo es complementado con los tres primeros componentes principales CP1, CP2 y CP3, que corresponden al 93.87% de la información; por tanto, el conjunto de entrada presenta 13 elementos.

Ya que el grupo 1 de vectores característicos presenta muy pocas muestras para ciertos estados de salida y las pruebas realizadas con el sistema clasificador arrojó un alto porcentaje de errores, se construye otro grupo de entrenamiento modificando el valor de la emitancia para el cálculo de la temperatura de cada imagen. Realizando esto

se obtienen zonas susceptibles a falla con diferentes valores de los descriptores, para una misma imagen, ya que los niveles térmicos se incrementan o decrementan dependiendo del parámetro de emitancia. Por tanto, para ampliar la base de información, la emitancia de cada imagen toma 6 posibles valores entre 1 y 0.3, y sus zonas susceptibles a falla son clasificadas en hacia delante tipo de estado de salida realizando el análisis mediante el *software* de reporte propio de la cámara Agema, la cual permite modificar los datos de entrada de la cámara obteniendo diferentes situaciones térmicas en la misma escena.

El número de zonas y la clasificación respectiva, del grupo de entrenamiento descrito anteriormente se enuncian en la Tabla 10.

	<b>Número Total de Zonas</b>	<b>Zonas en ESTADO 1</b>	<b>Zonas en ESTADO 2</b>	<b>Zonas en ESTADO 3</b>
<b>CTs</b>	1023	82	111	834
<b>CONECTORES</b>	358	166	25	167

Tabla 10. Grupo extendido de entrenamiento del sistema clasificador

A partir de las 1381 zonas de este grupo, se conforman dos grupos que son el Grupo 2, conformado por vectores característicos de 15 posiciones, es decir que no se aplica ACP a las entradas del sistema, y el Grupo 3, que presenta vectores característicos resultado del ACP, aplicado a la matriz de datos del nuevo conjunto de zonas con anormalidad.

Al realizar este análisis a la matriz descriptores de 1023x15, correspondiente a los CTs, considerando los nuevos vectores característicos, se obtiene el grupo de parámetros de la ecuación 5.1, donde CP1, CP2 y CP3 corresponden a los tres primeros componentes principales que representan el 91.42% de la información total recopilada en los 9 descriptores sometidos al análisis.

$$descriptores_{CT} = \left\{ \begin{array}{l} CP1 \\ CP2 \\ CP3 \\ \% Pix \\ gT_{max} \\ gT_{min} \\ mT \\ m\Delta Tref \\ \Delta Tref_{max} \end{array} \right\} \quad (5.1)$$

Para el caso de los conectores de alta tensión, el ACP se realizó con una matriz de descriptores de 358x15 y se obtuvo el vector de entrada descrito en la ecuación 5.2. Los dos primeros componentes principales CP1 y CP2 representan 89.68% de la información contenida en los 8 descriptores tenidos en cuenta en el análisis.

$$descriptores_{Conector} = \left\{ \begin{array}{l} CP1 \\ CP2 \\ sT \\ \% Pix \\ gT_{max} \\ gT_{min} \\ mT \\ m\Delta Tref \\ \Delta Tref_{max} \end{array} \right\} \quad (5.2)$$

## 5.2. GENERALIDADES SOBRE REDES NEURONALES

Las redes neuronales artificiales (RNA) es un método no paramétrico de clasificación, que permite obtener un grado elevado de precisión. Esta técnica pretende imitar la estructura física del cerebro humano, en lo referente a su estructura neuronal, que de manera simplificada constituye una red de neuronas interconectadas lo que posibilita el

procesamiento en paralelo. La robustez del método esta basada en el paralelismo con el que se maneja la información.

Todo sistema neuronal está compuesto por un conjunto de procesadores elementales, un patrón de conectividad o arquitectura, una dinámica de actividades, una regla de aprendizaje y un entorno donde opere. Dependiendo a las características de estos elementos, el funcionamiento y la eficiencia que presenta en una aplicación dada varía.

Las RNA están compuestas de un gran número elementos de procesamiento altamente interconectados (Neuronas) que trabajan al mismo tiempo para la solución de problemas específicos y tal como las personas, aprenden de la experiencia. En cualquier caso, se trata de una forma de computación que es capaz de manejar las imprecisiones e incertidumbres que aparecen cuando se trata de resolver problemas relacionados con el mundo real (reconocimiento de formas, toma de decisiones, etc.), ofreciendo soluciones robustas y de fácil implementación.

Una neurona es la unidad más elemental de cálculo, que a partir de las entradas provenientes del exterior o de otra neurona, genera una única salida o respuesta. En la práctica usualmente es utilizada un tipo de neurona llamada *estándar* (Figura 26), la cual se encuentra conformada por los siguientes elementos:

- ❖ Un conjunto de entradas  $x_j(t)$  y pesos sinápticos  $w_{ij}$ .
- ❖ Una regla de propagación  $h_i(t) = \sigma(w_{ij}, x_j(t))$ ;  $h_i(t) = \sum w_{ij}x_j$  es la más común.
- ❖ Una función de activación  $y_i(t) = f_i(h_i(t))$ , que representa simultáneamente la salida de la neurona y su estado de activación [47].

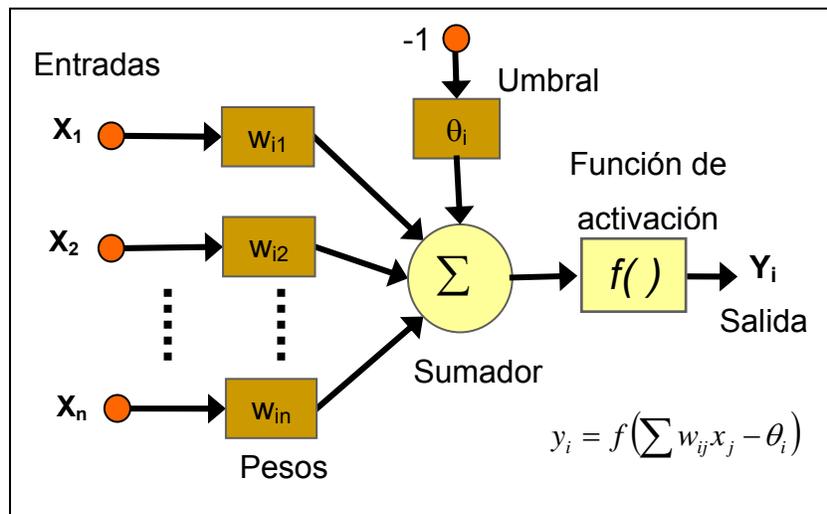


Figura 26. Modelo de neurona estándar

La neurona se encuentra totalmente definida con la selección de la función de activación que se incorpora a su estructura, la cual determina la salida en términos de su potencial de activación. En la Tabla 11 se presentan las funciones de activación comúnmente utilizadas.

### 5.2.1. CARACTERÍSTICAS DE LA REDES NEURONALES

Las redes neuronales presentan grandes ventajas sobre otras técnicas en varias aplicaciones gracias a las características que presentan, entre las cuales están:

- ❖ **Aprendizaje:** Según los datos de entrada que se le ingresen, establecen relaciones desde las más sutiles hasta las más complejas entre el conjunto de entrada y salida, definida por la topología de la RNA y el método de aprendizaje utilizado.

**No-linealidad:** Las RNA pueden ser lineales o no, lo cual le permite determinar relaciones complejas entre las variables de entrada de un sistema. La no-linealidad es una propiedad extremadamente importante, si los sistemas

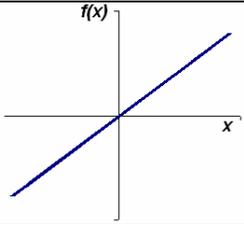
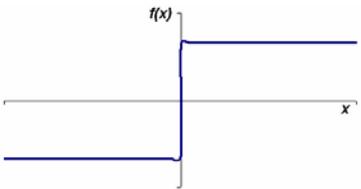
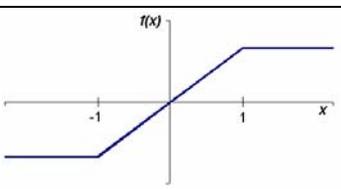
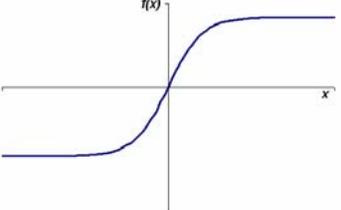
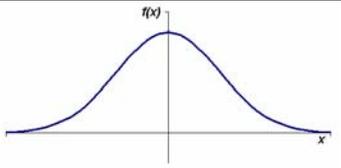
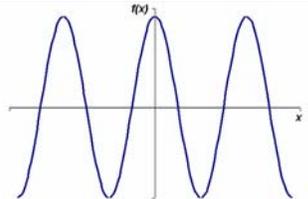
	FUNCIÓN	RANGO	GRÁFICA
<b>IDENTIDAD</b>	$y = x$	$[-\infty, +\infty]$	
<b>ESCALÓN</b>	$y = \text{signo}(x)$ $y = H(x)$	$\{-1, +1\}$ $\{0, +1\}$	
<b>LINEAL A TRAMOS</b>	$y = \begin{cases} -1, & \text{si } x < -1 \\ x & \text{si } -1 \leq x \leq 1 \\ 1 & \text{si } x > 1 \end{cases}$	$[-1, +1]$	
<b>SIGMOIDEA</b>	$y = \frac{1}{1 + e^{-x}}$ $y = \text{tgh}(x)$	$[0, +1]$ $[-1, +1]$	
<b>GAUSSIANA</b>	$y = Ae^{-Bx^2}$	$[0, +1]$	
<b>SINUSOIDAL</b>	$y = A \text{sen}(wx + \varphi)$	$[-1, +1]$	

Tabla 11. Funciones de activación

- ❖ responsables de la generación de la información son inherentemente no-lineales.
- ❖ Pueden generalizar: Son capaces de manejar las imprecisiones e incertidumbres que aparecen al procesar información que conserva poco parecido con la disponible en su entrenamiento.

- ❖ No son algorítmicas: Las RNA generan sus propias “reglas”, para determinar la respuesta a una entrada, aprendiendo por ejemplos o grupo de entrenamiento y de sus propios errores, es decir que no se rigen por secuencia predefinida de instrucciones.
- ❖ Adaptabilidad: Una vez entrenada una red neuronal para que opere en un entorno específico, puede ser  $\square$ internet $\square$ e $\square$  para que se adapte a posibles cambios en las condiciones de operación.
- ❖ Arquitectura paralela: Las numerosas operaciones independientes pueden ser ejecutadas simultáneamente al ser implementadas en un *hardware* adecuado. Ésta y la habilidad de generalización, hacen posible que la RNA resuelva problemas complejos que normalmente serian intratables.

Ya que las redes neuronales tratan de simular la estructura y funcionamiento del cerebro humano, las características anteriormente mencionadas hacen referencia a la alta tolerancia a fallas, flexibilidad, capacidad de aprender con rapidez y generalizar, alta velocidad de procesamiento, y buen manejo de información ruidosa e inconsistente.

### **5.2.2. TIPOS DE APRENDIZAJE**

Como anteriormente se mencionó las RNA son capaces de almacenar conocimiento a través de la experiencia, mediante un proceso de aprendizaje. El cual también sirve para mejorar el desempeño, ya que mediante el reentrenamiento, se le permite a la red neuronal adaptarse a cambios en las condiciones de operación. Por tanto, se puede definir el aprendizaje como un proceso mediante el cual los parámetros de una RNA (pesos sinápticos y niveles de umbral), son adaptados a través de un proceso de estimulación llamado entrenamiento.

El aprendizaje puede clasificarse en dos tipos:

- ❖ Aprendizaje supervisado: En este tipo de aprendizaje se le proporciona a la red tanto los datos de entrada como los correspondientes valores de la salida. Ésta ajusta sus pesos tratando de minimizar el error a su salida, el cual se define como la diferencia entre la salida ideal y la actual. Se aplica en tareas como: reconocimiento de patrones, predicción de series temporales y aproximación de funciones.
- ❖ Aprendizaje no supervisado: Este se presenta cuando a la red se le proporcionan únicamente los estímulos, y la red ajusta sus interconexiones basándose en sus estímulos y la salida de la propia red. El proceso de aprendizaje consiste en encontrar regularidades estadísticas en los datos de entrada, y así poder especificar clases de las salidas automáticamente por sí solo [48].

Las leyes de aprendizaje determinan como la red ajustará sus pesos utilizando una función de error o algún otro criterio. La ley de aprendizaje adecuada se determina basándose en la naturaleza del problema que se intenta resolver.

### **5.2.3. CLASIFICACIÓN DE LAS REDES NEURONALES**

Una red neuronal está organizada en capas, las cuales agrupan una serie de neuronas que se interconectan entre sí mediante las conexiones sinápticas. En general, una RNA posee tres tipos de capas que son: una capa de entrada que recibe los datos a analizar, una capa de salida que genera los datos correspondientes a la respuesta del sistema; y un conjunto de capas que se encuentran entre las dos anteriores, llamadas capas ocultas, las cuales no tienen contacto directo con el exterior. Al tenerse en cuenta los conceptos anteriores, las redes neuronales pueden clasificarse según la interconexión entre sus capas de la siguiente forma:

- ❖ Redes estáticas: son aquellas donde las neuronas de una capa se interconectan con las de la siguiente, desde la capa de entrada hasta la capa de salida. Además, el flujo de información en las entre las capas se propagan en una sola

dirección o hacia delante (*feedforward*). En la Figura 27 se muestra el esquema de este tipo de arquitectura.

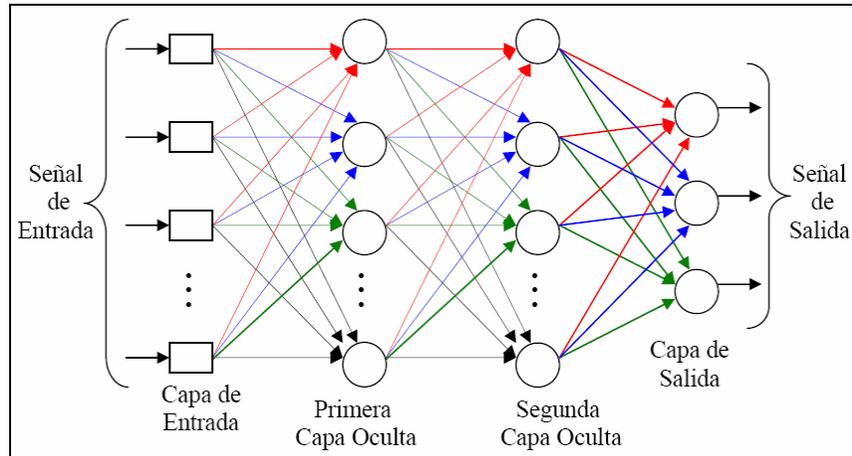


Figura 27. Esquema de una RNA estática.

- ❖ Redes recurrentes: el esquema de conexión de este tipo de arquitectura se caracteriza por conexiones entre neuronas de distintas capas, entre neuronas de la misma capa y conexiones recurrentes de una neurona consigo misma; donde la información se propagan hacia delante (*feedforward*), o en forma realimentada (*feedback*); permitiendo que el flujo de información se propague en cualquier dirección y/o recurrencia. En la Figura 28 se presenta un ejemplo de una RNA recurrente.

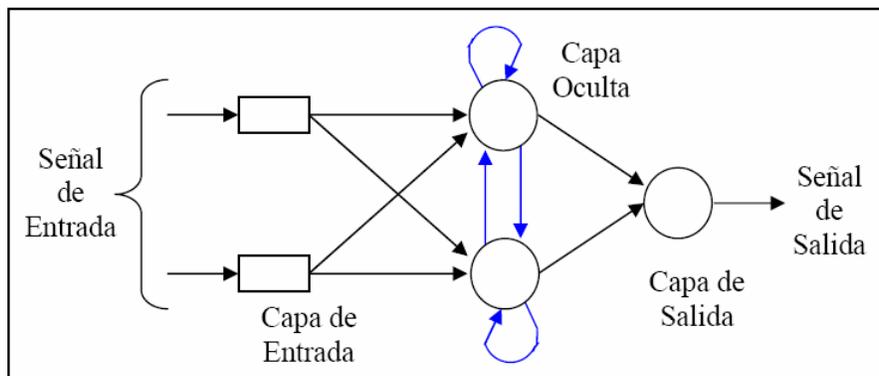


Figura 28. Esquema de una RNA recurrente o dinámica.

### 5.3. DISEÑO Y RESULTADOS DEL ENTRENAMIENTO DE LAS REDES NEURONALES

Para completar la metodología de diagnóstico de la condición de equipos de alta tensión se realizaron entrenamientos con 12 redes neuronales estáticas diferentes, empleando la *neural network toolbox* de *Matlab*, donde los datos de entrada son los valores de los descriptores característicos de las diferentes zonas susceptibles a falla encontradas en las imágenes termográficas disponibles. Las principales propiedades de las RNA se encuentran resumidas en la Tabla 12.

RED NEURONAL	TIPO	CAPAS	FUNCIONES DE TRANSFERENCIA
1	<i>cascade-forward backpropagation</i>	2	{'logsig' 'logsig'}
2	<i>cascade-forward backpropagation</i>	2	{'tansig' 'logsig'}
3	<i>cascade-forward backpropagation</i>	3	{'logsig' 'logsig' 'logsig'}
4	<i>cascade-forward backpropagation</i>	3	{'tansig' 'tansig' 'logsig'}
5	<i>cascade-forward backpropagation</i>	4	{'logsig' 'logsig' 'logsig' 'logsig'}
6	<i>cascade-forward backpropagation</i>	4	{'tansig' 'tansig' 'tansig' 'logsig'}
7	<i>feedforward backpropagation</i>	2	{'logsig' 'logsig'}
8	<i>feedforward backpropagation</i>	2	{'tansig' 'logsig'}
9	<i>feedforward backpropagation</i>	3	{'logsig' 'logsig' 'logsig'}
10	<i>feedforward backpropagation</i>	3	{'tansig' 'tansig' 'logsig'}
11	<i>feedforward backpropagation</i>	4	{'logsig' 'logsig' 'logsig' 'logsig'}
12	<i>feedforward backpropagation</i>	4	{'tansig' 'tansig' 'tansig' 'logsig'}

Tabla 12. Características de las redes neuronales de prueba

Como se puede observar en la tabla se realizaron pruebas con dos tipos de redes: *feedforward backpropagation* y *cascade-forward backpropagation*. La primera es de tipo estática, es decir que la información circula en un único sentido, desde las neuronas de

entrada hasta las de salida, y es comúnmente empleada en las aplicaciones con redes neuronales por la simplicidad en su arquitectura y entrenamiento. La segunda, *cascade-forward backpropagation*, es también una red estática tradicional pero presenta un tipo de entrenamiento novedoso. La red inicializa con una arquitectura de dos capas, la de entrada y la de salida, interconectadas con pesos igual a la unidad. En el proceso de entrenamiento, la red recluta un candidato o neurona oculta a la vez, de un grupo conformado por una gran variedad de unidades que presentan funciones de activación no lineales (*Gausiana*, *Sigmoide*, etc). Si la neurona reclutada disminuye el error de salida de la red, ésta es agregada a la arquitectura y se  $\square$ internet $\square$ e los pesos de la capas de salida, dejando las características o pesos de la neurona seleccionada estáticas hasta terminar el proceso.

El entrenamiento de la red *cascade-forward backpropagation* detiene el proceso de agregar neuronas ocultas hasta que el error de salida se estanque o no mejore con ninguna unidad reclutada. La habilidad de identificar la siguiente neurona a reclutar, depende del grado de correlación entre las características de las que anteriormente fueron seleccionadas, y la candidata. Esto aumenta la velocidad de entrenamiento, es decir que converge más rápidamente a la solución. El algoritmo de entrenamiento realiza la selección de una neurona candidato, si ésta maximiza la relación de correlación entre la nueva salida y el error residual de la red.

Una de las principales características de este tipo de redes es que, además de la agilidad que presenta en la etapa de entrenamiento, éstas determinan su propia topología y tamaño, según la evaluación de la salida cada vez que se incorpora una nueva neurona oculta. La arquitectura de las redes *cascade-forward backpropagation* se presentan en la Figura 29, donde  $n_1$  y  $n_2$  son las neuronas reclutadas, y presentan conexión directa con todas las entradas y salida, U las entradas y Y las salidas de la red.

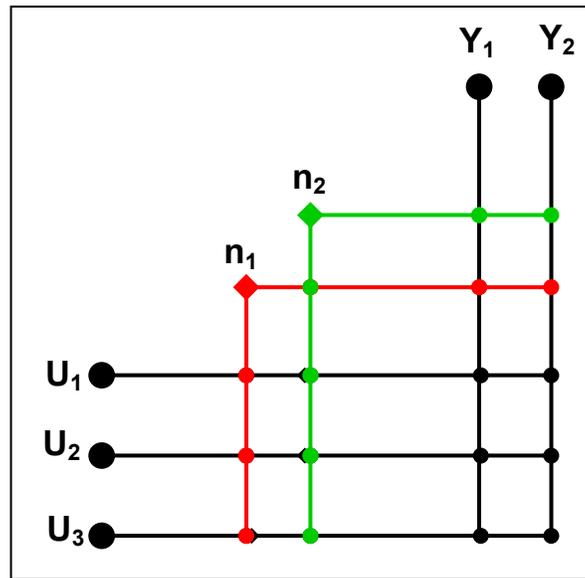


Figura 29. Arquitectura de una red *cascade-forward backpropagation*

Por otra parte, el algoritmo de aprendizaje *backpropagation* es el empleado con mayor frecuencia en el entrenamiento de redes multicapas con funciones de transferencia diferenciables. Realiza el ajuste de los parámetros de la red, comparando varias veces la salida producida con la respuesta ideal y propagando la señal de error hacia atrás, en dirección contraria a las conexiones sinápticas, de allí el nombre *backpropagation*. Cada vez que ocurre esto, los valores de los pesos son ligeramente ajustados en dirección a la respuesta correcta en la capa de salida. Un requerimiento de este algoritmo es que la derivada de la función de activación exista, y que sea continua, donde la que comúnmente se utiliza en los estudios de predicción es la sigmoidea, la cual es la empleada en las pruebas realizadas.

Las redes de prueba presentan entre dos y cuatro capas incluyendo la de entrada y la de salida, las cuales presentan diferentes rendimientos según el tipo. Los resultados obtenidos con redes de más capas no presentaron una mejoría significativa, por tanto no fueron tomadas en cuenta para la selección del mejor clasificador. Las funciones de activación o de transferencia de las capas fueron *tansig* y *logsig*, las cuales son *sigmoidales* descritas en la Figura 30. Aunque las redes que presentan neuronas

ocultas con funciones de transferencia *tansig* o bipolares, presentan mayor rapidez en la convergencia, la función *logsig* también es tenida en cuenta pues se desconoce el grado de complejidad del entrenamiento.

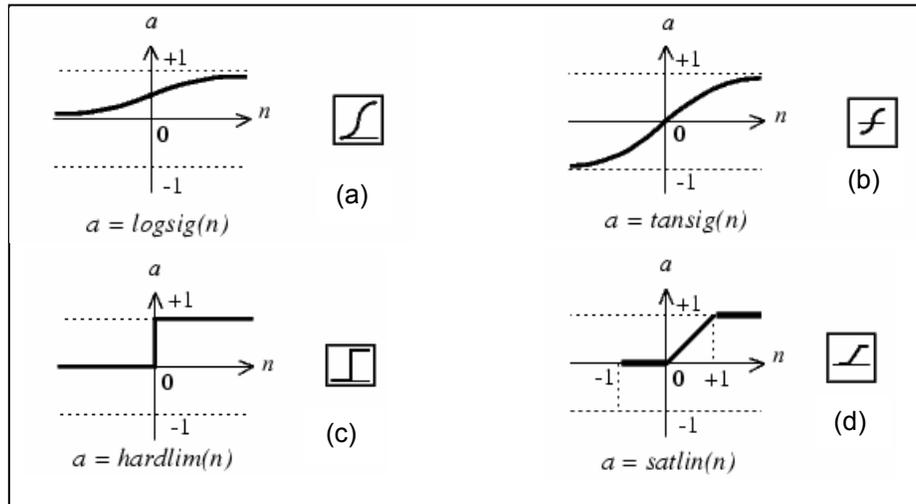


Figura 30. Funciones de transferencia *sigmoidales* (a) *logsig*  
(b) *tansig* (c) *hardlim* (d) *satlin*

Todas las redes presentan *logsig* como función de activación en la capa de salida, pues se definió que los tres estados de salida o posibles diagnósticos, se encuentren activos si la correspondiente salida presente un uno, o sino debe existir un cero. Esta condición también la cumplen otras funciones como *hardlim* o *satlim*, pero el desempeño de las redes desmejora.

### 5.3.1. Entrenamiento con el Grupo1

Las simulaciones de las redes neuronales de prueba generaron errores relativamente pequeños. En la Tabla 13 se observan los errores medios cuadráticos (MSE) de entrenamiento de cada una de las RNA mencionadas anteriormente, con vectores de entrada correspondientes al grupo de descriptores obtenidos con el análisis de componentes principales, explicado en la sección 4.3.

Según estos resultados el clasificador que mejor se adaptó a los datos de los transformadores de corriente es la red 12, la cual posee dos capas ocultas, y para los conectores, la red 10, que presenta una capa oculta. Ambas redes poseen como función de transferencia la sigmoide  $\text{tansig}(x)$ .

La clasificación realizada por la red 12 de las zonas presentes en los transformadores de corriente presentó el máximo error medio cuadrático al diagnosticar el estado de *revisión inmediata*, y el mínimo, para *operación normal*. Esto es de esperarse, ya que la muestra empleada para el entrenamiento del sistema presenta mayor número de zonas con reflexiones solares o temperaturas normales.

La red 10, utilizada para la identificación de la condición de los conectores de alta tensión, presentó el máximo error medio cuadrático al clasificar las imágenes en el estado de *revisión inmediata*, y como sólo se tienen dos posibles estados de asignación, obtuvo mejor rendimiento con *operación normal*. En este caso el mayor número de zonas de la muestra pertenecen al estado de operación normal.

CONECTORES DE ALTA TENSIÓN		TRANSFORMADORES DE CORRIENTE	
RED	MSE	RED	MSE
red5	0.0004214	red3	0.03448324
red3	0.00029076	red4	0.01055721
red6	7.03E-11	red10	0.00058653
red11	6.82E-13	red1	8.43E-05
red9	3.50E-13	red5	1.02E-09
red2	9.38E-14	red11	1.15E-14
red7	7.05E-14	red8	1.08E-14
red8	5.86E-14	red9	2.42E-15
red4	4.98E-14	red7	2.35E-15
red1	3.39E-14	red6	1.88E-15
red12	3.29E-14	red2	9.03E-16
red10	1.29E-14	red12	6.33E-16

Tabla 13. Errores MSE de entrenamiento con el Grupo 1

Los datos empleados para el entrenamiento de la red neuronal relacionada con los descriptores característicos de los conectores de alta tensión, sólo tenía una zona con manifestación térmica normal, por tanto para darle mayor confiabilidad a los datos se asignaron 6 vectores de entrada con valores que teóricamente, según los datos obtenidos con las diversas zonas analizadas, corresponderían a un comportamiento normal del dispositivo.

El entrenamiento de las RNA se realizó con el algoritmo de optimización *Levenberg-Marquardt backpropagation* [49], el cual presentó las siguientes curvas de entrenamiento, donde se observa el número de iteraciones necesarias con sus respectivos MSE. Las redes seleccionadas presentan una rápida adaptabilidad de sus parámetros según los requerimientos, ya que convergen al mínimo MSE establecido para el entrenamiento en un número reducido de iteraciones.

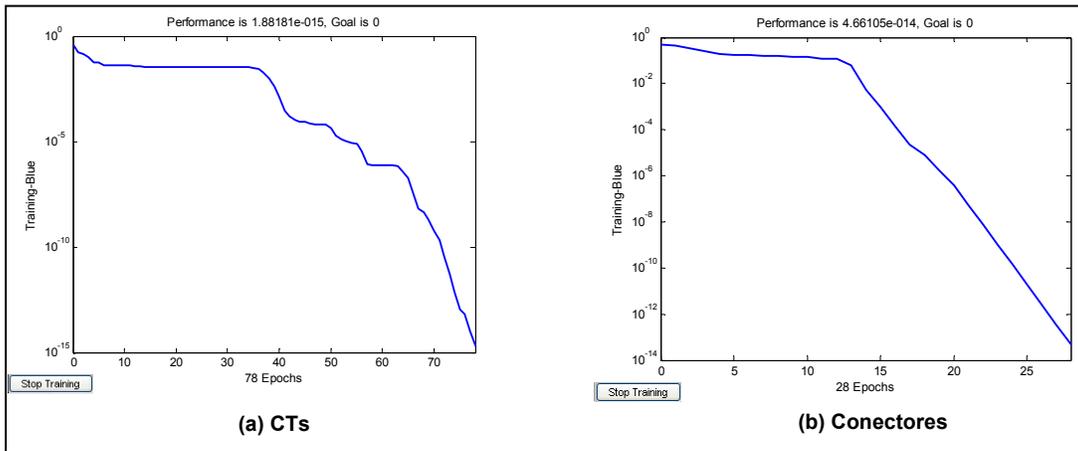


Figura 31. Curvas de entrenamiento (a) Red 12 (b) Red 10

### 5.3.2. Entrenamiento con el Grupo 2

Al realizar el entrenamiento con el Grupo 2 (descriptores básicos del conjunto ampliado de imágenes), la red que presentó menor error medio cuadrático para los transformadores de corriente fue la red 11 y para los conectores, la red 8. La relación de

estos MSE de entrenamientos son resumidas en la Tabla 14. Estos errores son mucho más altos que los obtenidos anteriormente, pero la configuración de cada una de las redes contiene mayor información relacionada con cada uno de los posibles valores de los descriptores en cada uno de las respuestas de diagnóstico del sistema.

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE		CONECTORES DE ALTA TENSIÓN	
RED	MSE	RED	MSE
Red11	0.0034	Red8	0.0084
Red8	0.0124	Red12	0.0247
Red1	0.013	Red7	0.0285
Red12	0.0186	Red2	0.0344
Red2	0.0196	Red11	0.0367
Red10	0.0203	Red4	0.0442
Red3	0.0219	Red1	0.0548
Red7	0.0397	Red10	0.0598
Red4	0.0407	Red5	0.0709
Red9	0.0473	Red6	0.0755
Red6	0.0489	Red3	0.0782
Red5	0.0552	Red9	0.0825

Tabla 14. Errores MSE de entrenamiento con el Grupo 2

### 5.3.3. Entrenamiento con el Grupo 3

El proceso de entrenamiento de los 12 tipos de redes neuronales consideradas, realizado con los vectores de entrada obtenidos mediante el análisis de componentes principales de los descriptores del grupo de imágenes ampliado, generó los errores medios cuadráticos resumidos en la Tabla 15.

Según los errores medios cuadráticos obtenidos en el entrenamiento de las redes, la red que mejor desempeño presenta para el caso de los CTs es la red3 y para los conectores, la red 7. Pero los errores son mayores que los obtenidos utilizando como vectores de entrada los 15 descriptores.

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE		CONECTORES DE ALTA TENSIÓN	
RED	MSE	RED	MSE
Red3	0.012	Red7	0.0152
Red1	0.0184	Red9	0.0202
Red2	0.0221	Red8	0.0246
Red9	0.0231	Red2	0.0261
Red10	0.0273	Red12	0.0276
Red8	0.0293	Red4	0.0304
Red11	0.0295	Red3	0.0389
Red4	0.0308	Red10	0.0405
Red12	0.0395	Red5	0.0408
Red5	0.0438	Red11	0.0626
Red7	0.0499	Red6	0.0641
Red6	0.0604	Red1	0.07

Tabla 15. MSE de entrenamiento de las redes con entradas sometidas al ACP

#### 5.4. PRUEBAS FINALES

Las respuestas de las redes neuronales empleadas en las pruebas descritas a continuación, son obtenidas evaluando primero la salida correspondiente al ESTADO3 y si ésta presenta un valor mayor de 0.8, el diagnóstico de salida corresponde a este estado, sino se evalúa el ESTADO2, con el mismo criterio y por último el ESTADO1. Si ninguna salida presenta un valor mayor 0.8, se analiza cual de las tres posee mayor valor, y se asigna el correspondiente diagnóstico. Las consideraciones anteriormente mencionadas, permite que el sistema arroje una alerta de alta criticidad de anormalidad, aunque el máximo valor del vector de salida no corresponda a esta situación, teniendo en cuenta que es mejor generar una alarma preventiva por seguridad del equipo y de los operarios.

Para validar el funcionamiento de las redes, se crearon tres conjuntos de vectores característicos del conjunto total de entrenamiento, seleccionados aleatoriamente. Para el Grupo1 (vectores producto del ACP del conjunto básico de imágenes), este procedimiento pierde validez por el número reducido de datos, por tanto se tomaron

vectores característicos de las zonas del segundo grupo. Los resultados presentaron un alto nivel de error, por lo cual se decide que las redes a tomar en cuenta para la clasificación corresponderán al Grupo2 (vectores de 15 descriptores de conjunto básico de imágenes) y Grupo3 (vectores producto del ACP del conjunto ampliado de imágenes).

#### 5.4.1. Pruebas de la redes del Grupo2

Al realizar la simulación de las redes entrenadas para cada tipo de dispositivo, con los conjuntos de prueba se obtuvieron los resultados descritos en Tabla 16. Estos resultados reflejan que la red 11 es el mejor clasificador para las zonas con alteración de los transformadores de corriente, como lo indica el error cuadrático medio del entrenamiento, con un porcentaje de error del 0%.

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE					
115 zonas		147 zonas		206 zonas	
RED	Nº ERRORES	RED	Nº ERRORES	RED	Nº ERRORES
Red1	6 (5.2%)	Red1	2 (1.3%)	Red1	6 (2.9%)
Red2	8 (6.9%)	Red2	6 (4%)	Red2	14 (6.7%)
Red3	6 (5.2%)	Red3	4 (4%)	Red3	9 (4.3%)
Red4	11 (9.5%)	Red4	8 (5.4%)	Red4	22 (10.6%)
Red5	13 (11.3%)	Red5	8 (5.4%)	Red5	26 (12.6%)
Red6	13 (11.3%)	Red6	17 (11.5%)	Red6	26 (12.6%)
141 zonas		171 zonas		205 zonas	
RED	Nº ERRORES	RED	Nº ERRORES	RED	Nº ERRORES
Red7	10 (7%)	Red7	10 (5.8%)	Red7	13 (6.3%)
Red8	3 (2.1%)	Red8	2 (1.1%)	Red8	2 (0.9%)
Red9	10 (7%)	Red9	11 (6.4%)	Red9	19 (9.2%)
Red10	3 (2.1%)	Red10	3 (1.7%)	Red10	7 (3.4%)
Red11	0 (0%)	Red11	0 (0%)	Red11	0 (0%)
Red12	3 (2.1%)	Red12	5 (2.9%)	Red12	4 (1.9%)

Tabla 16. Errores en simulaciones de redes para análisis de CTs

Para los conectores de alta tensión se realizó la misma metodología de pruebas, de las cuales se obtuvieron los resultados de la Tabla 17, para tres grupos de vectores característicos diferentes. Las redes que presentaron menor número de errores de clasificación para los tres grupos de prueba fueron la red 8, con un porcentaje de 1.59%

y la red 12, como se podría esperar según los MSE obtenidos en el proceso de entrenamiento, con un porcentaje total de error del 1.6%.

CONECTORES DE ALTA TENSIÓN					
60 zonas		72 zonas		120 zonas	
RED	N° ERRORES	RED	N° ERRORES	RED	N° ERRORES
Red1	6 (10%)	Red1	7 (9.7%)	Red1	11 (9.1%)
Red2	7 (11.6%)	Red2	6 (8.33%)	Red2	13 (10.8%)
Red3	8 (13.3%)	Red3	12 (16.6%)	Red3	17 (14.1%)
Red4	4 (6.66%)	Red4	5 (6.9%)	Red4	8 (6.6%)
Red5	5 (8.33%)	Red5	9 (12.5%)	Red5	13 (10.8%)
Red6	9 (15%)	Red6	11 (15.2%)	Red6	19 (15.8%)
Red7	3 (5%)	Red7	4 (5.5%)	Red7	4 (3.3%)
Red8	2 (3.33%)	Red8	0 (0%)	Red8	2 (1.6%)
Red9	9 (15%)	Red9	15 (20.8%)	Red9	18 (15%)
Red10	8 (13.33%)	Red10	10 (13.8%)	Red10	16 (13.3%)
Red11	4 (6.66%)	Red11	3 (4.16%)	Red11	6 (5%)
Red12	2 (3.33%)	Red12	0 (0%)	Red12	2 (1.66%)

Tabla 17. Errores en simulaciones de redes de análisis de los conectores

#### 5.4.2. Pruebas de la redes del Grupo3

Los resultados obtenidos de la simulación de la redes con 3 conjuntos diferentes de entrada, son agrupados en la Tabla 18 para los CTs y en la Tabla 19 para los conectores. La red3 presentó el mejor comportamiento para los transformadores con un 3% de error, y las redes 8 y 9, para los conectores con un porcentaje del 2.7%.

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE					
115 zonas		147 zonas		206 zonas	
RED	N° ERRORES	RED	N° ERRORES	RED	N° ERRORES
Red1	8 (6.9%)	Red1	3 (2%)	Red1	12 (5.8%)
Red2	10 (8.7%)	Red2	3 (2%)	Red2	10 (4.8%)
Red3	6 (5.2%)	Red3	2 (1.3%)	Red3	6 (2.9%)
Red4	6 (5.2%)	Red4	8 (5.4%)	Red4	15 (7.3%)
Red5	12 (10.4%)	Red5	4 (2.7%)	Red5	23 (11.1%)
Red6	13 (11.3%)	Red6	9 (6.1%)	Red6	25 (12.1%)
Red7	13 (11.3%)	Red7	6 (4%)	Red7	23 (11.1%)
Red8	14 (12.2%)	Red8	4 (2.7%)	Red8	13 (6.3%)
Red9	10 (8.7%)	Red9	6 (4%)	Red9	11 (5.3%)
Red10	6 (5.2%)	Red10	4 (2.7%)	Red10	14 (6.8%)
Red11	8 (6.9%)	Red11	3 (2%)	Red11	10 (4.8%)
Red12	9 (7.8%)	Red12	5 (3.4%)	Red12	19 (9.2%)

Tabla 18. Errores en simulaciones de redes de CTs del Grupo3

CONECTORES DE ALTA TENSIÓN					
72 zonas		97 zonas		122 zonas	
RED	N° ERRORES	RED	N° ERRORES	RED	N° ERRORES
Red1	8 (11.1%)	Red1	9 (9.3%)	Red1	12 (9.8%)
Red2	3 (4.1%)	Red2	4 (4.1%)	Red2	4 (3.2%)
Red3	4 (5.5%)	Red3	5 (5.1%)	Red3	5 (4.1%)
Red4	3 (4.1%)	Red4	3 (3.1%)	Red4	5 (4.1%)
Red5	5 (6.9%)	Red5	5 (5.1%)	Red5	6 (4.9%)
Red6	6 (8.3%)	Red6	7 (7.2%)	Red6	9 (7.3%)
Red7	2 (2.7%)	Red7	5 (5.1%)	Red7	3 (2.4%)
Red8	2 (2.7%)	Red8	2 (2%)	Red8	4 (3.2%)
Red9	1 (1.4%)	Red9	2 (2%)	Red9	5 (4.1%)
Red10	5 (6.9%)	Red10	5 (5.1%)	Red10	6 (4.9%)
Red11	7 (9.7%)	Red11	9 (9.3%)	Red11	13 (10.6%)
Red12	3 (4.1%)	Red12	4 (4.1%)	Red12	6 (4.9%)

Tabla 19. Errores en simulaciones de redes de Conectores del Grupo3

## 5.5. RESULTADOS

Con base en la comparación de los resultados de las pruebas obtenidos con los vectores característicos del Grupo2 y Grupo3, correspondientes a los 15 descriptores iniciales y al establecido según el análisis de componentes principales, la red que presenta menor porcentaje error pertenece al entrenado con el primer grupo. Por tanto, las redes neuronales empleadas por el sistema de análisis de la condición para los transformadores de corriente es la red 11 (*feedforward backpropagation* de 4 capas con funciones de transferencia *logsig*) y para los conectores de alta tensión es la red 8 (*feedforward backpropagation* de 2 capas con funciones de transferencia *tansig*).

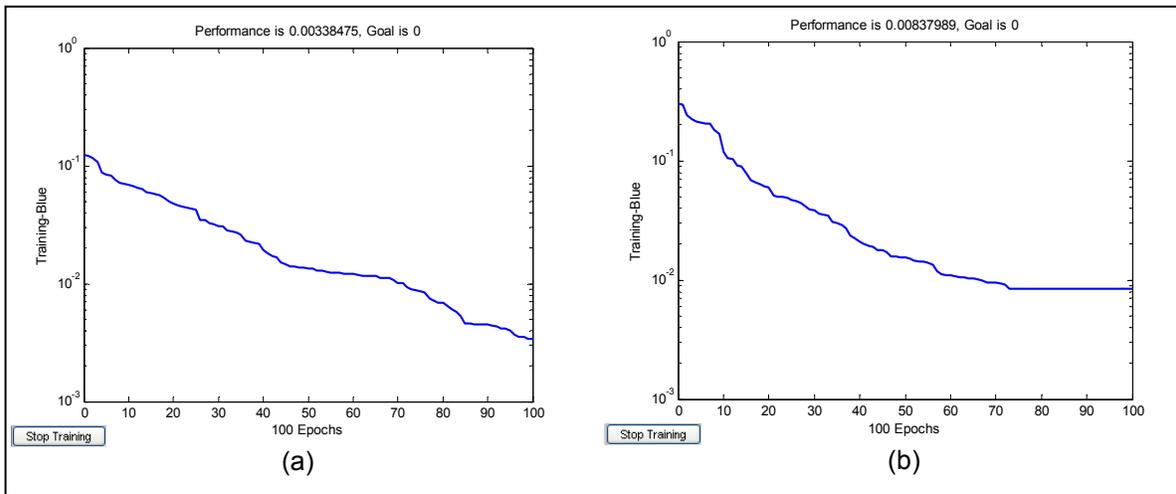


Figura 32. Curvas de entrenamiento (a) Red 11 para CTs (b) Red 8 para Conectores

En la Figura 32 se observan las curvas de entrenamiento de las dos redes seleccionadas para ser incorporadas en el sistema total.

## CONCLUSIONES

La metodología propuesta para el diagnóstico de la condición de los transformadores de corriente y los conectores de alta tensión está basada principalmente en la termografía infrarroja, el tratamiento digital de imágenes y las redes neuronales, lo cual ofrece una herramienta alternativa de detección automática de anomalías en el funcionamiento de estos equipos, útil en las rutinas de mantenimiento predictivo de las subestaciones de transmisión eléctrica.

Los estados de salida considerados en el algoritmo para cada uno de los dispositivos se encuentran regidos según la norma NETA, siendo para los CTs y los conectores, *Revisión*, *Posible deficiencia* y *Revisión inmediata*, los posibles diagnósticos. La respuesta del análisis se encuentra sujeta a la información de entrada del sistema, que se encuentra conformado por el tipo de dispositivo, el termograma, y los parámetros de registro de la cámara termográfica, como son el rango térmico, la temperatura ambiente y la emitancia del material constitutivo del equipo.

Como el análisis realizado es cuantitativo es muy importante que la conversión de las intensidades a niveles térmicos sea lo más cercano posible a la temperatura real presente en la escena, por tanto es de vital importancia que la imagen sea adquirida teniendo en cuenta las recomendaciones de registro termográfico básicas y las expuestas en la sección 3.2. Esto es necesario ya que las subestaciones eléctricas son ambientes con muchas alteraciones que pueden alterar el registro termográfico, ya que presenta una gran variedad de equipos de alta tensión que generan calor, los cuales normalmente poseen superficies de material metálico, siendo éstas ideales para reflejar las radiaciones solares que alteran el cálculo de la temperatura en esa región.

Esta metodología consiste en tres etapas generales que se ejecutan secuencialmente: cálculo de las temperaturas en cada píxel de la imagen, extracción de los descriptores característicos y clasificación de la imagen. La primera etapa se basa en compensaciones de los efectos de la radiación reflejada e incidente del ambiente; la segunda, implica técnicas de procesamiento digital de imágenes para aislar el equipo con sus respectivas regiones susceptibles a falla de la escena y calcular el vector de descriptores a cada una; y la última, realiza la asignación de la imagen a una clase que representa el estado del equipo mediante una red neuronal estática multicapa.

La identificación de los descriptores característicos se basa en las diferencias entre las temperaturas presentes en el equipo y la temperatura de referencia, y en la disipación térmica de cada una de las zonas segmentadas. La temperatura de referencia es seleccionada por el usuario y debe ser la correspondiente a la del cableado eléctrico que conduce el mismo nivel de corriente que la que circula por el dispositivo o la de otro equipo del mismo tipo y características de una fase diferente.

Al reducirse el grupo de descriptores al mínimo identificando los que presentan altos coeficientes de correlación entre ellos y empleando el análisis de los componentes principales, los errores presentados por las redes no mejoraron, por tanto el sistema final de clasificación posee como entradas los 15 descriptores inicialmente planteados. Esto puede atribuirse a que las variables sometidas al ACP no presentan coeficientes de correlación suficientemente elevados, lo cual es un requisito de esta técnica. Además, hay que tener en cuenta que 15, no es un número elevado de entradas, por tanto al reducirlo, posiblemente puede estarse perdiendo información necesaria para la correcta identificación del estado de la zona térmica.

Las redes neuronales incorporadas al sistema son de tipo *feedforward backpropagation* con 4 capas ocultas para los CTs y 2, para los conectores, las cuales presentan como función de transferencia la *logsig* y *tansig*, respectivamente. Los errores medios

cuadráticos obtenidos en la fase de entrenamiento fueron 0.0034, para los transformadores de corriente y 0.0084, para los conectores de alta tensión.

## RECOMENDACIONES

Ya que éste trabajo explora la implementación de técnicas de procesamiento digital de imágenes con termogramas y el análisis automático de éstos, sería conveniente desarrollar nuevas investigaciones en esta área, ya que la aplicación de la termografía se extiende a múltiples campos. El desarrollo de estos proyectos marcarían una nueva línea de estudio que no se encuentra presente en la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones, y que posiblemente sería una de las primeras a nivel nacional.

Para garantizar el buen funcionamiento del sistema de diagnóstico sería conveniente realimentar la red con nuevas imágenes termográficas, ya que el número de termogramas disponibles para la realización de este trabajo fue considerablemente reducido. Teniendo en cuenta que las imágenes deben ser adquiridas con la misma cámara para que el cálculo de la temperatura no se vea alterado, por características diferentes de los sensores.

Al realimentar el sistema con vectores característicos correspondientes a nuevas imágenes termográficas de los dispositivos de interés, se podría realizar una caracterización más profunda de las zonas susceptibles a falla, con el fin de identificar además de su condición, la ubicación en las partes constitutivas del equipo de la posible falla, lo cual permitiría identificar claramente la criticidad y el tipo de anomalía.

La herramienta podría mejorar su desempeño al ser probada con imágenes que presenten el reporte de mantenimiento generado en la rutina de inspección, para así

comparar los resultados sin necesidad de consultar permanente con un termógrafo experto cada vez que se presenten dudas del estado del equipo.

La metodología puede ser adaptada a diferentes equipos, ya que la parte de segmentación y cálculo de descriptores es general para muchos, modificando el sistema clasificador empleado, ya que posiblemente las relaciones de los parámetros varíen.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Holtst, Gerald C. *“Common Sense Approach to Termal Imaging”*. JDC Publishing y SPIE Optical Engineering Press. Bellingham, Washington USA. 2000.
- [2] Martín del Brío, B.; Sanz Molina, A. *“Redes Neuronales y Sistemas Difusos”*. ALFAOMEGA Grupo Editor, S.A. 2002.
- [3] De Grado Contreras, José I. *“Termografía Infrarroja: Una Valiosa Herramienta”*.1998. [www.energuia.com]
- [4] Niancang, Hou. *“The Infrared Thermography Diagnostic Technique of Hight-Voltage Electrical Equipments with Internal Faults”*. Thermal Power Research Institute, China.
- [5] Uribe, John. *“Teoría Básica de Radiación Infrarroja (IR) y Mantenimiento Predictivo con Termografía”*. Bucaramanga, 2005.
- [6] Demuth, H.; Beale, M.; Hagan, M. *“Neuronal Network Toolbox User’s Guide”*. Versión 5. The MathWorks.
- [7] Shet, Rupesh N. *“Neuronal Network Based Analysis and Prediction of Deformation in Line Drawings”*. Loughborough University. September, 2004.
- [8] Pratt, William. *“Digital Image Processing”*. 3<sup>ra</sup> edición, John Wiley and Sons. Los Altos, California. 2001.
- [9] González, Rafael; Woods, Richard. *“Tratamiento Digital de Imágenes”*. Addison-Wesley/Diaz de Santos, EUA, 1996.

- [10] Fournier, Daniel; Amyot, Normand. *“Diagnostic Of Overheating Underground Distribution Cable Joints”*. IREQ, *Institute de Recherche d’Hydro-Quebec*, Canadá. CIRED2001, 18-21 Junio 2001, *Conference Publication No. 482*, IEEE 2001.
- [11] Merryman, Stephen; Nelms, R. *“Diagnostic Technique For Power Systems Utilizing Infrared Thermal Imaging”*. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Vol. 42, No. 6, Diciembre 1995.
- [12] King, D.; Kratochvil, J. Quintana, M; McMahon, M. *“Applications For Infrared Imaging Equipment In Photovoltaic Cell, Module, And System Testing”*. IEEE 2000
- [13] Gosh, Soumitra; Galeski, Paul. *“Criteria for Selection Infrared Camera System”*. IEEE 1994.
- [14] Snell, Jhon; Renowden, Joe. *“Improving Results of Thermographic Inspections of Electrical Transmission and Distribution Lines”*. IEEE 2000.
- [15] Smith, Elaine; Beggs, Barry. *“Thermographic Image Analysis of Discharge Lamp Performance”*. IPA97, 15-17 Julio 1997, *Conference Publication No. 443*, IEE 1997.
- [16] Torres Huitzil, César. *“Análisis de Imágenes Infrarrojas: Inspección de Cableado Eléctrico”*. Instituto Nacional de Astrofísica, Óptica y Electrónica, Tonantzintla Puebla, 1998.
- [17] Fernández Morales, Gloria P., *“Efecto de la Temperatura Elevada en las Propiedades Mecánicas de los Conectores de Alta Tensión”*. Universidad de San Buenaventura, Medellín, Junio de 2004.
- [18] Kaplan, Herbert. *“Practical Applications Of Infrared Thermal Sensing And Imaging Equipment”*. SPIE *Optical Engineering Press*, Bellingham, Washington USA, 1999.

- [19] Calderón, F; Ibarra, I. “Extracción de Características de Imágenes Termográficas de Transformadores de Corriente”. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga. 2005.
- [20] ECOPETROL, Empresa Colombiana de Petróleos. Castro, Marvin; Hurtado, Beatriz; Jaramillo, Jenny; Manrique, Jorge. “Manual de Mantenimiento Predictivo con Termografía Infrarroja”. Barrancabermeja, Colombia, 2004.
- [21] Martínez Lozano, Miguel. “Análisis Y Medida De Procesos No Estacionarios En El Dominio Tiempo-Frecuencia”. Universidad Politécnica de Madrid. 2003-2004.
- [22] FLIR SISTEM. “ThermaCAM Researcher. User’s Manual”. Basic edition, Versión 2.8. 2004.
- [23] Traxler, Gerhard. “Industrielle Inspektion und Integration. Thermografie”. Seibersdorf research, 2005.
- [24] Maldague, Xavier. “*Applications of infrared thermography in nondestructive evaluation*”. Electrical and computing engineering Dep., Université Laval. Canadá.
- [25] ABB. “Transformadores de medida exteriores”. Guía para el comprador.
- [26] FLIR SYSTEMS. “Termografía infrarroja para mantenimiento predictivo y preventivo”. [artículo]
- [27] Larson, S.L.; Larson, L.L. y Larson, P.A. “*Perspectives on water flow and the interpretation of FLIR images*”. 2002
- [28] Russ, John C. “*The Image Processing Handbook*”. North Carolina State University, Materials Science and Engineering Department. Raleigh, North Carolina, 1999.
- [29] Aguilar J., López N. “*The Process Of Classification And Learning The*

*Meaning Of Linguistic Descriptors Of Concepts*". *Approximate Reasoning in Decision Analysis*, 1982. p. 165-175. North Holland.

- [30]** Isaza Narváez, Claudia V., "Clasificación y Diagnóstico de Procesos Empleando Metodología LAMDA". Universidad de los Andes, Facultad de Ingeniería, Bogotá. 2004.
- [31]** Hen Hu, Yu; Hwang, Jenq-neng. "*Handbook of Neuronal Network Signal Processing*". *The electrical engineering and applied signal processing series*. CRC PRESS. 2002.
- [32]** [www.flir.com](http://www.flir.com)
- [33]** [www.solomantenimiento .com](http://www.solomantenimiento.com)
- [34]** Revista Mundo Eléctrico. "MANTENIMIENTO ELÉCTRICO UNA ESTRATEGIA COMPETITIVA". Octubre-Diciembre 2003, Vol 17 N°53. Bogota-Colombia.
- [35]** De la Paz Martinez, Estrella M. y Granela Martín, Hugo R., "Mantenimiento y Confiabilidad", Revista especializada Mundo Eléctrico, octubre-diciembre 2003.
- [36]** Howarth, *Predictive Maintenance Saves Money, Improves Plant Reliability*, p. 1.
- [37]** [http://enciclopedia.us.es/index.php/Enciclopedia:Sobre\\_la\\_Enciclopedia\\_Libre](http://enciclopedia.us.es/index.php/Enciclopedia:Sobre_la_Enciclopedia_Libre)
- [38]** [www.cpmtty.com/subestaciones-electricas.ppt](http://www.cpmtty.com/subestaciones-electricas.ppt)
- [39]** Ras Oliva Enrique, Dr. Ing. Ind. "Transformadores de Potencia, de Medida y de Protección". 4th Edition, marcombo Boixareu Editores, 1978.
- [40]** Chapman, Stephen J. Máquinas eléctricas. Tercera edición, McGraw-Hill

Interamericana, S.A., 2000. Pp 145 – 146.

- [41] Calderón, F; Ibarra, I. “Extracción de características de imágenes termográficas de transformadores de corriente”. 2005.
- [42] [http://library.abb.com/GLOBAL/SCOT/SCOT245.NSF/VerityDisplay/C22D8092145B6E34C1256F7F003B9471/\\$File/Buyers%20Guide%20Its\\_sp\\_Ed3.pdf](http://library.abb.com/GLOBAL/SCOT/SCOT245.NSF/VerityDisplay/C22D8092145B6E34C1256F7F003B9471/$File/Buyers%20Guide%20Its_sp_Ed3.pdf)
- [43] Fernandez, Maya. “Efectos de la temperatura elevada en las propiedades mecánicas de los conectores de alta tensión”. Universidad San Buenaventura, Medellín. 2004.
- [44] Maravall, Darío. “Reconocimiento de formas y visión artificial”. Rama. 1993. Pág. 13.
- [45] Muñoz Pichardo y García de las Heras. “Análisis de componentes principales”. Universidad de Sevilla.
- [46] AGUILAR MARTIN, J., “Curso Técnicas de inteligencia artificial en la supervisión de procesos industriales“, Universidad de los Andes, Bogotá, Colombia, 2002.
- [47] Martín del Brío, Sanz Molina. “Redes neuronales y sistema difusos”. 2 Edición, Alfaomega. 2002.
- [48] Martínez Lozano, Miguel. “Análisis y medida de procesos no estacionarios en el dominio tiempo-frecuencia”. Universidad Politécnica de Madrid, 2004.
- [49] Hagan, M. T., y M. Menhaj, “*Training feedforward networks with the Marquardt algorithm*” *IEEE Transactions on Neural Networks*, vol. 5, no. 6, pp. 989–993, 1994.
- [50] [http://www.spitzer.caltech.edu/espanol/edu/thermal/temperature\\_sp\\_06sep0](http://www.spitzer.caltech.edu/espanol/edu/thermal/temperature_sp_06sep0)

1.html

- [51]** Incropera, Frank P. “Fundamentos de transferencia de calor”, 4ª edición. Prentice Hall, México, 1999. Pag 2.
- [52]** “Termografía infrarroja en aplicaciones científicas”. [Artículo internet] [www.flir.com](http://www.flir.com)
- [53]** Kinky John. “*Temperature Measurement with Infrared Thermometers*”.
- [54]** Peña, Daniel. “Análisis de datos multivariantes”. Mc Graw Hill, 2002.

## **ANEXOS**

# ANEXO A. GUÍA PARA LA ADQUISICIÓN DE DATOS DE TERMOGRAFÍA PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE EQUIPOS ELÉCTRICOS EN SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN.

## 1. Objetivos

1.1 Esta guía pretende normalizar las acciones técnicas de los operadores asignados en las realización de las tomas termográficas y reglamentar su posterior registro para asegurar que los datos sean los adecuados\* .

1.2 Reunir una serie de recomendaciones y precauciones para realizar el registro de las imágenes, teniendo como base y referencia normas internacionales de mantenimiento y seguridad industrial y la experticia de los técnicos entrenados en el proceso de inspección.

## 2. Documentos De Referencia

### 2.1 ASTM Standard:

**E 1934-99a** Standard Guide for Examining Electrical and Mechanical Equipment with Infrared Thermography

### 2.2 NETA Standards:

**ATS 1999** Acceptance Testing Specifications for Electric Power Distribution Equipment and Systems  
**MTS-2001 Appendix B** Frequency of

---

<sup>1</sup>Los datos obtenidos en la inspección deben ser los adecuados para que los resultados del análisis de las imágenes sean correctos.

Maintenance Tests. Maintenance Testing specifications for electrical power distribution equipment and systems.

2.3 **Gerald C Holst**, Common Sense Approach To Thermal Imaging, JCD Publishing, USA 2000.

2.4 **Engo José Lucrécio Gonzaga** Inspeção Termográfica com Sistema Infra-Vermelho na Manutenção de Subestações e Usinas Termovisão, CESP, São Paulo 1989.

### 2.5 Ing. John A. Uribe

Termógrafo nivel I No 15372, ITC Infrared Training Center, Bogotá, D.C. 2002.

## 3. Terminología

3.0 **Termografía:** Técnica que extiende la visión humana a través del espectro infrarrojo (IR). La termografía facilita el registro de imágenes térmicas llamadas Termogramas, lo que permite un análisis cualitativo y cuantitativo para determinar en forma precisa temperaturas e identificación de niveles isotérmicos. Por medio de esta técnica es posible determinar la temperatura a distancia de objetos estacionarios ó en movimiento.

3.1 **Programa de mantenimiento:** Es un plan diseñado para llevar a cabo un control de las actividades a realizar en los equipos eléctricos.

3.2 **Cámara IR:** Es un dispositivo de tipo electrónico, que sensa la radiación térmica de un equipo y transforma estas señales en una imagen en escala de colores ligados a un rango de temperatura.

3.3 **Termógrafo:** Persona con la capacidad de llevar a cabo la operación de la cámara IR y la inspección termográfica, con suficiente conocimiento técnico de los equipos y los sistemas a inspeccionar.

3.4 **Operación de registro:** Son las actividades que se ejecutan en el momento donde se registra la imagen termográfica por la cámara IR. Se recomienda realizarla en los horarios especificados en el numeral 4.24.1.1 y 4.24.1.2

3.5 **Entorno de inspección:** Se refiere al lugar donde se realizara la operación de registro, considerando los objetos cercanos y el medio ambiente de la prueba.

3.6 **Campo de Vista:** Es el área de visión que tiene el termógrafo desde el punto en donde tomara la imagen hasta el sitio donde se encuentra el equipo a examinar.

3.7 **Ángulo  $\alpha$ :** Es el ángulo que forma el punto donde se tomara la imagen termográfica con el eje imaginario que forma el sol con el equipo de interés. (Ver figura 1).

3.8 **Termograma:** Es una imagen térmica que se obtiene con el procedimiento de termografía, en la cual se asocia un determinado color para cada nivel de temperatura.

3.9 **Postprocesado:** Son las operaciones que se deben realizar después del procesamiento digital del termograma, para compensar los resultados debido a factores

ambientales y del entorno que afectan una medida exacta de la temperatura.

3.10 **Accesorios de la Cámara IR:**

3.10.1 **Termohigrómetro:** equipo para medir la temperatura ambiente y humedad relativa. Algunos modelos avanzados están en capacidad de medir la velocidad del viento, parámetro a tener en cuenta para inspecciones termográficas en exteriores.

3.10.2 **Cámara digital:** indispensable para la identificación de los equipos en el reporte final. Algunos modelos de cámaras IR ya la traen consigo como parte de la operación del sistema en la captura de imágenes.

3.10.3 **Trípode:** Base de soporte de la cámara IR utilizada en procesos de inspección.

## 4. Procedimiento

### Antes De La Operación De Registro

4.1 La prueba la ejecutará un termógrafo experto, cuyo nivel garantice un conocimiento exhaustivo del entorno de inspección, de tal manera que afronte y resuelva de manera adecuada las dudas que se presenten cuando se genere el reporte.

4.2 Reúna el equipo completo de termografía, al igual que los formatos de reporte en un solo lugar.

4.3 Revise las condiciones en las que se encuentra la cámara IR y tenga en cuenta los siguientes accesorios básicos para la inspección.

- ◆ *Termohigrómetro*
- ◆ *Cámara digital*
- ◆ *Trípode*

4.4 Revise el programa de mantenimiento, verificando: Los equipos

a inspeccionar y la ruta que se efectuara.

4.5 El termógrafo debe tener preparados y autorizados los permisos pertinentes para acceder a la subestación donde se encuentran los equipos.

4.6 Con ayuda del Termohigrómetro tome los factores presentes en la operación, tales como: temperatura ambiente, humedad y velocidad del viento e introdúzcalos en el ajuste de la cámara IR. También tenga en cuenta el ajuste de emisividad (*Ver Ajuste y Enfoque de la Cámara IR*).

*NOTA1: Es necesario que el termógrafo tenga pleno conocimiento de la operación del modelo de cámara IR que se va a utilizar en la inspección, para obtener los resultados que se esperan de ella (ver taller No1).*

4.7 El termógrafo debe preparar, antes de la operación de registro, el entorno de inspección para asegurar un desarrollo adecuado:

4.7.1 Abrirá o correrá las puertas o gabinetes que obstaculicen una vista directa entre la cámara IR y el equipo. Esto también asegurara un ahorro de tiempo en la ejecución de la inspección.

4.7.2 Comparara la lista de los equipos a revisar del programa de mantenimiento con el Tag o placa de cada equipo para garantizar una concordancia.

4.7.3 Debe confirmarse que los equipos estén operando al 40% de su carga nominal como mínimo, requisito indispensable para aplicar la proyección de temperatura para carga nominal ó plena carga en el postprocesado.

4.7.4 Deberá conocer si los equipos tienen un tiempo de funcionamiento suficiente para que hayan alcanzado una temperatura estable.

4.8 El termógrafo debe cumplir con las precauciones y normas de seguridad eléctrica:

4.8.1 La distancia mínima al equipo a examinar cumplirá con el estándar OSHA de seguridad que se describe en la siguiente tabla:

Voltaje (KV)	Distancia mín. de seguridad (m)
13.2	2.6741
13.8	2.6802
34.5	2.8905
36	2.9058
115	3.7084
230	4.8768
245	5.0292
500	7.6200

4.9 El termógrafo realizara una primera *inspección visual* del equipo, identificando anomalías graves que requieran una atención inmediata, o alguna variación que no permita una correcta inspección.

*NOTA2: Estas anomalías deben ser reportadas en el informe final.*

4.10 El termógrafo observara si el equipo presenta algún tipo de suciedad o algún tipo de elemento que cause una reflexión directa; en caso de presentarlo, estas características se deberán tener presentes en la tabla de emisividades y posteriormente serán anotadas en forma apropiada en el *reporte de operación en campo*<sup>2</sup>.

### **Consideraciones Ambientales y del Entorno**

---

<sup>2</sup> Este formato contiene los datos referentes a los parámetros presentes en el desarrollo de la operación de registro. (*Ver anexo D*).

4.11 Las condiciones ambientales pueden influir de manera considerable en los termogramas, como por ejemplo la temperatura ambiente, la humedad, la carga solar y la velocidad del viento

4.12 Se deberán registrar los diferentes parámetros ambientales presentes en el momento de la adquisición de la imagen. Dichos parámetros serán anexados en el *Reporte de Operación en Campo* por el termógrafo y ajustados en la cámara IR. (*Ver Ajuste y enfoque de la cámara IR*)

4.13 Además de evitar los efectos de carga solar directa, por realizar la operación de registro en los horarios sugeridos en el numeral 4.24, se deben también evitar los efectos de tipo reflectivos de la siguiente manera:

4.13.1 Utilizar cámaras IR cuyo rango de operación es la longitud de onda larga, 6 a 14 micrómetros.

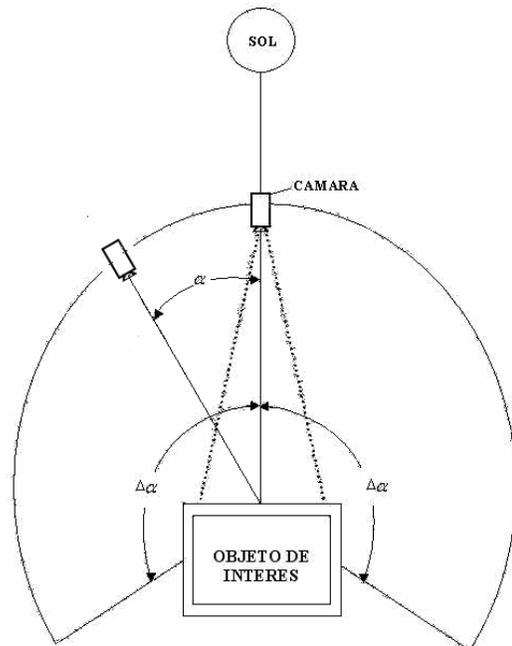
4.13.2 Al utilizar cámaras IR de longitud de onda corta, 3 a 5 micrómetros se debe tener presente:

4.13.2.1 Que la placa que identifica el equipo (si la hay), no debe estar en el campo de vista de la cámara IR.

4.13.2.2 No pueden existir ningún tipo de elementos brillantes en el campo de vista de la cámara IR como lo son láminas metálicas o cualquier fuente de luz artificial como bombillos o lámparas.

4.13.2.3 Un destello aparece en la imagen cuando el ángulo de reflexión es igual al ángulo de incidencia de la luz solar, para cambiar este ángulo el termógrafo debe desplazarse, alrededor del equipo, hasta encontrar un punto donde estos dos difieran y no afecten el registro.

4.13.2.4 La cámara IR con respecto al equipo estará ubicada dentro de un rango angular permisible ( $\Delta\alpha$ ) definido como se muestra en la *figura 1*.



*Figura 1.*

4.13.2.5. El ángulo específico  $\alpha$  debe elegirse de tal manera que el campo de vista tenga un alineamiento óptimo que permita identificar el punto de interés en la termografía y que cumpla con 4.13.2.3.

4.13.2.6 En lo posible y teniendo en cuenta los 3 numerales anteriores el termógrafo debe evitar enfocar en la cámara IR los equipos que se encuentran cerca de ellos y más aún si estos equipos son fuentes de radiación o reflejan la luz solar.

4.14 El viento, dependiendo de su velocidad, se convierte en una fuente de enfriamiento y actúa como refrigerante convectivo con la característica de que a mayor velocidad, mayor pérdida de calor, por lo tanto la temperatura podría ser más baja de lo normal.

4.14.1 Es necesario que el termógrafo tenga presente el valor de la velocidad del viento ofrecido por el termohigrómetro, para reportarlo y de esta manera hacer la respectiva

compensación en el postprocesado. Ver 4.6.

4.14.2 La compensación de temperatura por este factor es válida para velocidades inferiores a 9 m/s (25 Km/h), por encima de ésta velocidad de viento no se deben llevar a cabo inspecciones.

4.15 No es preciso realizar la inspección si en el momento de la operación de registro existen partículas extrañas en el entorno como lluvia, neblina o suspensiones gaseosas como humo o smog.

### **Ajuste Y Enfoque De La Cámara IR**

4.16. Encienda el equipo y prográmelo (si el modelo de cámara IR lo permite) con las variables del numeral 4.6.

4.17. Fije la emisividad del equipo en 0.98. Para el cálculo de la emisividad del material a inspeccionar se puede realizar algunas técnicas de ajuste del parámetro.

4.17.1 Las técnicas de ajuste de la emisividad busca encontrar el valor del parámetro material de interés en cada equipo, para registrarlo en una base de datos del programa de mantenimiento con termografía. Y utilizar este valor en las próximas inspecciones.

4.18 Programe la paleta de colores en la opción [azul-negro-blanco-rojo] ó una opción similar. En algunas cámaras IR esta opción también es llamada paleta de saturación.

4.19 La distancia a la cual se puede realizar la inspección esta determinada por tres parámetros; la seguridad\*, el

tamaño del objetivo y la distancia máxima a la cual la atenuación atmosférica no representa un factor determinante en la medición.

4.19.1 La máxima distancia para realizar la inspección será entonces de 20 metros y la mínima distancia es la que proporciona la tabla del numeral 4.8.1.

4.19.2 La distancia al objeto de interés estará entonces en un rango de valores que aseguran la exactitud en la estimación de la temperatura. En este rango el termógrafo se podrá mover según le convenga y teniendo en cuenta el numeral 4.13.2.4.

4.19.3 El termógrafo podrá elegir, dependiendo de la cámara IR, la forma del spot que se utilizara en la inspección, se recomienda utilizar uno de forma circular.

4.20 Enfoque el objetivo en forma manual (varios modelos de cámara poseen la opción automática) hasta lograr una excelente resolución, utilice el comando de Span, AutoSpan y Center para fijar los límites de temperatura óptimos del cuadro de la imagen y evitar saturación.

4.21 Evite en lo posible utilizar el zoom de la cámara IR; este tipo de equipos tienen zoom electrónico y al aplicarlo la imagen pierde resolución, afectando la medida. El zoom electrónico se utiliza en las inspecciones IR para evaluar imágenes cualitativamente, cuando se trata de evaluaciones cuantitativas se debe llevar a cabo un acercamiento físico al objetivo ó cambiarlo por un lente de mayor alcance.

4.22 El equipo de interés debe ocupar una determinada parte del espacio en la imagen (ver 7), esto se debe garantizar acercándose lo suficiente al equipo, pero teniendo en cuenta 4.8.1.

---

\* La seguridad será el factor que se anteponga para el cálculo de la distancia mínima al objeto de interés, ver 4.8.1.

4.23 Congele la imagen y verifique nuevamente que el rango de temperatura es el adecuado para su almacenamiento, los rangos de temperatura pueden ser ajustados en imágenes almacenadas (asumiendo que se tiene la opción con su sistema, 12 ó 14 bits\*) pero los datos saturados permanecen inutilizables. Cargué al archivo destino si todo es correcto.

### ***Durante La Operación De Registro***

4.24 Aunque las inspecciones pueden realizarse en cualquier hora del día. Para efectos de lograr una aproximación en la lectura de mayor temperatura de operación para un equipo, es recomendable, que se haga en los horarios donde la curva de carga presenta sus picos más altos.

4.24.1 Los horarios para realizar la operación de registro deben escogerse de acuerdo al numeral anterior y según correspondan con el programa de mantenimiento. Los horarios sugeridos son los siguientes:

4.24.1.1 **Sesión 1:** En la mañana de 6 a.m. a 8 a.m.

4.24.1.2 **Sesión 2:** En la tarde de 4 p.m. a 6 p.m.

*NOTA3: Estos horarios deben cumplirse exclusivamente para la toma de las imágenes termográficas, considerando que los pasos de preparación ya han sido ejecutados con anterioridad (Numerales 4.1 – 4.23).*

---

\* El tamaño de una imagen esta definido en pixeles, los cuales son almacenados en datos digitales llamados bits.

## **5. Reporte De Operación En Campo.**

El reporte de operación en campo debe ser diligenciado por el termógrafo inmediatamente después de realizar la inspección en un equipo, debido a que debe existir un reporte para cada dispositivo.

Los formatos de reporte en campo deben recopilar como mínimo la siguiente información:

### **5.1 Datos Generales.**

5.1.1 Nombre del termógrafo.

5.1.2 Variables de programación de la cámara IR, si el modelo usado lo permite.

5.1.2.1 Emisividad

5.1.2.2 Temperatura ambiente.

5.1.2.3 Temperatura de fondo.

5.1.2.4 Humedad relativa.

Estas variables pueden ser usadas por el software de análisis posterior. Generalmente cuando la cámara IR permite su programación con estas variables en campo, la información queda almacenada y asociada a cada imagen en forma automática.

5.1.3 Velocidad del viento.

5.1.4 Referencia de la cámara IR.

### **5.2 Datos específicos asociados a cada imagen.**

5.2.1 Nombre de la planta ó S/E.

5.2.2 Ubicación del equipo evaluado.

5.2.3 Nombre del equipo evaluado.

5.2.4 Datos de placa: potencia, voltaje y corriente.

5.2.5 Nombre del termograma y fotografía digital del equipo.

5.2.6 Nota del termógrafo, anomalía grave que se observe fuera de la inspección termográfica.

5.2.7 Los datos de fecha y hora son almacenados y asociados a cada

imagen IR automáticamente. La hora se asocia con la lectura de corriente que circula por el equipo en el instante en que se toma la imagen.

## 6. Reporte Final

El reporte final debe contener como mínimo lo siguiente:

### 6.1 Datos Generales

6.1.1 Especificaciones técnicas de los equipos utilizados en la inspección.

6.1.2 Tabla de rangos para deltas de temperatura, referencia para la evaluación y clasificación de fallas.

### 6.2 Datos específicos asociados al reporte de cada imagen.

6.2.1 Nombre de la planta ó S/E.

6.2.2 Nombre del equipo evaluado.

6.2.3 Fecha y hora.

6.2.4 Nombre del termógrafo.

6.2.5 Imagen térmica, con elementos de análisis (emisividad, spots, deltas, etc.).

6.2.6 Fotografía digital del equipo evaluado, señalando el elemento de falla.

6.2.7 Tabla de temperaturas: punto caliente, referencia y Delta de temperatura.

6.2.8 Clasificación de la falla.

6.2.9 Notas del termógrafo, análisis de la falla.

6.2.10 Campo para la evaluación final de la falla por parte del equipo de mantenimiento correctivo.

## 7. Consideraciones por equipo.

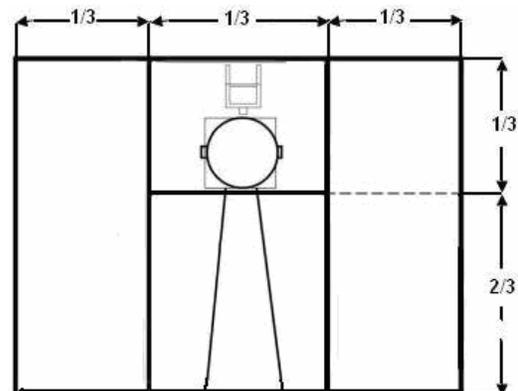
Como punto general en la adquisición de las imágenes, sin importar el tipo de dispositivo, el cuadro de la imagen no deben presentar traslape entre dispositivos u otras estructuras o

elementos diferentes que produzcan un nivel de radiación térmica similar (edificios, nubes, etc).

Esto se debe evitar al máximo, o por lo menos se debe procurar que en el registro de la imagen estos no estén muy cerca del punto de interés u objetivo, ya que estos pueden presentar un nivel de intensidad parecido al de los mismos y pueden afectar en forma considerable su interpretación en el procesamiento de las imágenes.

### 7.1 Bujes

7.1.1 La localización del buje dentro del termograma debe ser como lo indica la *Figura 2*:



*Figura 2.*

El buje debe estar centrado en la tercera parte de la longitud (horizontal) del termograma. En la tercera parte superior de la imagen debe ubicarse el cabezal del buje y las dos terceras partes restantes, la porcelana del buje.

7.1.2 La máxima inclinación que puede tener el buje dentro de la imagen es de 30° respecto a la vertical. Aunque lo recomendable es que no sea más de 15°, debe procurarse que la inclinación sea cero. Esto ayudará a que el proceso

de análisis del termograma sea más exacto.

7.1.3 Como criterio fundamental en la imagen se debe distinguir el punto de conexión entre la grapa y la cámara de expansión, procurando que la grapa aparezca tal como se muestra en la figura 2.

7.1.4 Si el buje esta muy cerca del tanque de conservación de aceite, este último debe evitarse, sin importar que no aparezca en el termograma la zona inferior de la porcelana del buje.

## 7.2 PTS

7.2.1 A manera similar que el caso de los Bujes, los PTS deben ubicarse como se indica en la Figura 3:

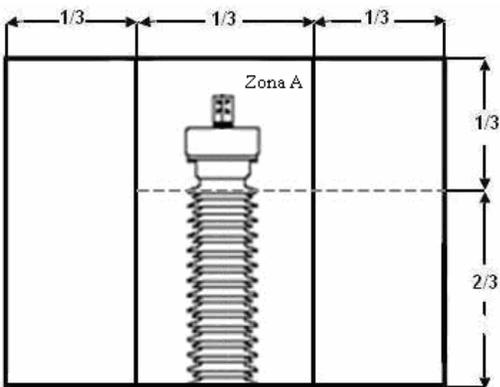


Figura 3.

En la tercera parte superior de la imagen debe ubicarse el cabezal del PT y debe visualizarse en forma clara la grapa de conexión; la porcelana del PT, o parte de ella, debe estar ubicada en las dos terceras partes restantes.

7.2.2 La imagen debe tener una perspectiva de tal manera que aparezca el cable de forma horizontal junto con la grapa de conexión, es importante que se vea la unión entre el cabezal y el aislamiento como se observa en la zona A que se indica en la Figura 3 (esto se

logra cuando el equipo aparece de frente).

## 7.3 CTS

7.3.1 El transformador de corriente, CT, debe aparecer centrado y orientado verticalmente en la imagen como se muestra en la Figura 5.

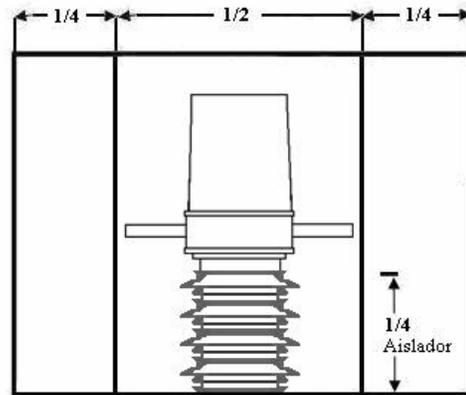


Figura 5.

Tenga claro que el cuerpo aislante que debe aparecer en la imagen no debe ser mayor a la cuarta parte del largo total del mismo.

7.3.2 En la imagen deben aparecer el cabezal y las dos grapas de conexión, estas últimas de forma horizontal. De igual forma es conveniente que aparezca el cuerpo aislante del CT, pero no en su totalidad (1/4 del mismo).

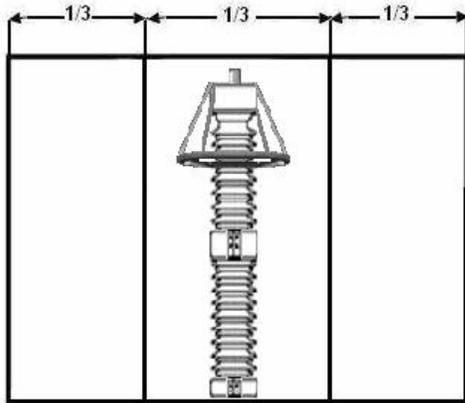
7.3.3 Se debe resaltar el estrechamiento que se produce entre el cabezal y el aislador debajo de este, ya que esta es una característica muy útil para separar las partes constitutivas del equipo.

7.3.4 Es imperativo que el área que ocupa el dispositivo de interés en la imagen sea constante en todos los termogramas. Esta recomendación se puede estandarizar haciendo que la distancia entre los extremos de las grapas de conexión del CT con los

conductores de alta tensión, ocupen aproximadamente la mitad de la imagen.

#### 7.4 Pararrayos

7.4.1 El objeto de interés, en este caso el pararrayos, deberá estar centrado con su cuerpo completo, desde el conector de línea hasta su base aisladora, estos elementos se ilustran en la *Figura 4*, y erguido verticalmente.



*Figura 4.*

7.4.2 Se debe evitar los reflejos de la luz solar directamente sobre los pararrayos o sobre alguna de sus partes, ya que ocasionan que algunas secciones del pararrayos sean indistinguibles en las imágenes.