



**Universidad de San Carlos de Guatemala**  
**Facultad de Ingeniería**  
**Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica**

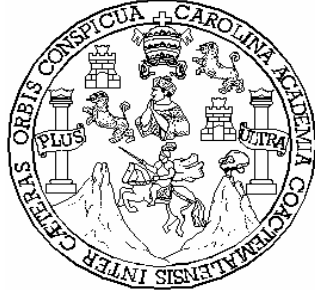
**Mantenimiento predictivo en subestaciones de distribución  
de EEGSA utilizando termografía de rayos infrarrojos**

**JUAN PABLO YOC DE LA CRUZ**

Asesorado por el Ing. César Alfonso Morales Massella

Guatemala, septiembre de 2005

**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA**



**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**MANTENIMIENTO PREDICTIVO EN SUBESTACIONES DE  
DISTRIBUCIÓN DE EEGSA UTILIZANDO TERMOGRAFÍA DE RAYOS  
INFRARROJOS**

TRABAJO DE GRADUACIÓN  
PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POR

**JUAN PABLO YOC DE LA CRUZ**  
ASESORADO POR: ING. CÉSAR ALFONSO MORALES MASSELLA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE  
**INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, SEPTIEMBRE DE 2005

**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA**



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	
VOCAL II	Lic. Amahán Sánchez Álvarez
VOCAL III	Ing. Julio David Galicia Celada
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIO	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO	Ing. Herbert René Miranda Barrios
EXAMINADOR	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
EXAMINADOR	Ing. José Arturo Estrada Martínez
EXAMINADOR	Ing. Marvin Marino Hernández Fernández
SECRETARIA	Inga. Gilda Marina Castellanos Baiza de Illescas

## **HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR**

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

### **Mantenimiento predictivo en subestaciones de distribución de EEGSA utilizando termografía de rayos infrarrojos,**

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica con fecha siete de marzo de 2001.

---

Juan Pablo Yoc de la Cruz

## **AGRADECIMIENTO A:**

- DIOS** Por ser fuente de amor y sabiduría, Pr 9:10.  
y por darme vida para alcanzar este sueño.
- MIS PADRES** Pablo Irineo y Elba Elizabeth, por su apoyo incondicional y su formación con su ejemplo, y amor.
- MI ESPOSA** Irma Violeta, por su amor incondicional.
- MIS HIJOS** Carlos de Jesús y al bebé por nacer, por la felicidad que han venido a brindar en mi vida.
- MIS HERMANOS** Robin, Coralia, Mayela, Eddison, Saira, Efraín y Patricia; con especial cariño y aprecio.
- MIS PRIMOS** José Manuel, Maria Eugenia, Oshman Humberto, Sandra Liseth, Sonia Florida, con especial cariño.
- MI ASESOR** Por su colaboración incondicional para alcanzar este triunfo.

**MIS COMPAÑEROS  
DE TRABAJO**

Ing. Marco Antonio Juárez, Ing. Giovanni Salazar, Julio González, Inga. Dora Lau, Renato Orellana, Rafael Us, Elmar Fuentes, Amilcar Cabrera, Lic. Luis Manuel Rodríguez, Gerardo Santizo, por todo el apoyo y su amistad.

**MIS AMIGOS**

En especial al Ing. Adolfo Hernández por su ayuda y colaboración en este trabajo.

**EMPRESA ELECTRICA DE** Mi especial agradecimiento.  
**GUATEMALA, S. A.**

**UNIVERSIDAD DE SAN** Por haberme formado como profesional.  
**CARLOS DE GUATEMALA**

## **DEDICATORIA A:**

**DIOS** Porque todo lo alcanzado ha sido por su gracia, misericordia y voluntad.

**MIS PADRES** Porque este triunfo es de ustedes y no mío.

**MI ESPOSA Y MIS HIJOS** Para que sea un ejemplo a seguir.

**MIS HERMANOS** Para que sea un ejemplo a seguir.





## ÍNDICE GENERAL

<b>ÍNDICE DE ILUSTRACIONES</b>	<b>VII</b>
<b>LISTA DE SÍMBOLOS</b>	<b>IX</b>
<b>GLOSARIO</b>	<b>XI</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>XV</b>
<b>OBJETIVOS</b>	<b>XVII</b>
<b>HIPÓTESIS</b>	<b>XIX</b>
<b>1. GENERALIDADES, CONCEPTOS BÁSICOS Y DEFINICIONES</b>	<b>1</b>
1.1. Tipos de mantenimiento en subestaciones	1
1.1.1. Mantenimiento preventivo	1
1.1.2. Mantenimiento predictivo	3
1.1.3. Mantenimiento periódico	4
1.1.4. Mantenimiento analítico	5
1.1.5. Mantenimiento Progresivo	6
1.1.6. Mantenimiento técnico	7
1.2. Definición del término subestación eléctrica	7
1.3. Conceptos de termografía	8
1.3.1. Emisividad	8
1.3.1.1. Emisividad total ( $\epsilon$ )	8
1.3.1.2. Emisividad espectral $\epsilon(\lambda)$	9
1.3.2. Radiación térmica	9
1.3.3. Radiancia espectral	11
1.3.4. Espectro Electromagnético	12
1.3.5. Termografía	14

1.3.5.1.	Sistemas de contacto	14
1.3.5.2.	Sistemas de no-contacto	15
1.3.6	Termografía Infrarroja	15
1.4.	Características de las subestaciones de EEGSA	17
1.4.1.	Subestaciones de transformación	17
1.4.2.	Subestaciones de maniobra o seccionadoras de circuito	19
1.4.3.	Subestaciones mixtas	20

## **2. DESCRIPCIÓN DE LA TÉCNICA DE TERMOGRAFÍA**

### **INFRARROJA 21**

2.1.	Introducción	21
2.2.	Instrumentos de detección de rayos infrarrojos	23
2.2.1.	Radiómetro	23
2.2.2.	Cámara infrarroja	26
2.3.	Descripción de la técnica de termografía infrarroja	27
2.3.1.	Técnica activa	27
2.3.2.	Técnica pasiva	27
2.3.3.	Técnica de modelo de emisión infrarroja	30
2.3.4.	Técnica de absorción infrarroja	31
2.3.5.	Técnica de fotografías acústicas	31
2.3.6.	Pulso termográfico	32
2.4.	Aplicaciones de la termografía en mantenimiento de subestaciones	36
2.5.	Características del equipo a utilizar	37
2.5.1.	El sistema de adquisición de datos	37
2.5.1.1.	Detector del espécimen	39
2.5.1.2.	Fuente térmica de estimulación	40

2.5.1.3.	Imagen térmica	40
2.5.1.4.	El video monitor	41
2.5.1.5.	Grabaciones de voz	42
2.5.1.6.	Procesador de unidad	43
2.5.1.7.	Precisión del equipo de medición	43
2.5.2.	Mediciones adicionales de termografía	44
2.5.2.1.	Emisividad del material	45
2.5.2.2.	Temperatura reflejada	46
2.5.2.3.	Distancia entre el objeto y la cámara	47
2.5.2.4.	Humedad relativa	47
<b>3.</b>	<b>EQUIPOS DE UNA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>49</b>
3.1.	Descripción de los equipos utilizados en una subestación de distribución	49
3.1.1.	Barras colectoras	49
3.1.2.	Cuchillas seccionadoras	51
3.1.3.	Puntos de conectividad	52
3.1.4.	Interruptor de potencia	53
3.1.5.	Transformador de potencia	55
3.1.6.	Reconectador	57
3.1.7.	Reguladores de voltaje	58
3.2.	Fallas detectadas por termografía	60
<b>4.</b>	<b>PRUEBAS Y RESULTADOS</b>	<b>63</b>
4.1.	Introducción	63
4.2.	Prueba de campo	63
4.2.1.	Barras colectoras	64
4.2.2.	Cuchilla seccionadora	65

4.2.3.	Puntos de conectividad	66
4.2.4.	Interruptor de potencia	68
4.2.5.	Transformador de potencia	68
4.2.6.	Reconectador	69
4.2.7.	Reguladores de voltaje	70
4.3.	Análisis de las pruebas efectuadas	71
4.4.	Estudio estadístico de las pruebas efectuadas	77
<b>5.</b>	<b>EVALUACIÓN ECONOMICA</b>	<b>81</b>
5.1.	Tolerancias para las interrupciones de acuerdo a la norma técnica del servicio de distribución de la ley general de electricidad vigente en la republica de Guatemala	81
5.2.	Índices de calidad para las interrupciones	81
5.2.1.	Frecuencia media de interrupción por KVA	82
5.2.2.	Tiempo total de interrupción por KVA	83
5.2.3.	Frecuencia de interrupción por usuario	83
5.2.4.	Tiempo de interrupción por usuario	84
5.3.	Control para las interrupciones	84
5.4.	Indemnización por interrupciones	85
5.5.	Evaluación de la adquisición de una cámara termacam <sup>TM</sup> P60	88
	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>89</b>
	<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>91</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>93</b>
	<b>APÉNDICE I</b>	<b>95</b>
	<b>APÉNDICE II</b>	<b>105</b>





## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

### FIGURAS

1.	Espectro Infrarrojo de un rayo de sol a través de un prisma	<b>14</b>
2.	Cuerpo sometido a una radiación infrarroja	<b>16</b>
3.	Diagrama unifilar de una subestación de transformación	<b>18</b>
4.	Diagrama unifilar de una subestación de maniobra	<b>19</b>
5.	Diagrama unifilar de una subestación mixta	<b>20</b>
6.	Revisión de instalaciones por medio de cámara de rayos infrarrojos	<b>29</b>
7.	Diagrama de bloques para la colección y el procesamiento de datos	<b>37</b>
8.	Barras colectoras en una subestación de distribución	<b>51</b>
9.	Cuchilla seccionadora	<b>52</b>
10.	Puntos de conectividad en una barra colectora	<b>53</b>
11.	Interruptor de potencia	<b>54</b>
12.	Accesorios de un transformador de potencia	<b>56</b>
13.	Reconectador	<b>57</b>
14.	Comparación de un autotransformador y un regulador de voltaje	<b>58</b>
15.	Circuito equivalente del Regulador de voltaje	<b>59</b>
16.	Termografía infrarroja tomada en barras colectoras de una subestación de maniobra o seccionadora	<b>65</b>
17.	Termografía infrarroja en cuchilla seccionadora tipo vertical	<b>66</b>
18.	Termografía infrarroja en puntos de conectividad de un reconectador	<b>67</b>

19.	Termografía de un interruptor de potencia	<b>68</b>
20.	Termografía infrarroja de un transformador de potencia	<b>69</b>
21.	Termografía infrarroja de un reconectador	<b>70</b>
22.	Termografía infrarroja de un regulador de voltaje	<b>71</b>
23.	Falla detectada en el conector de un reconectador	<b>76</b>
24.	Histograma de pearson	<b>80</b>

### **TABLAS**

I.	Resultados obtenidos en los elementos de la subestación	<b>72</b>
II.	Tiempo y recomendaciones en la reparación de los elementos de la subestación	<b>74</b>
III.	Solución a fallas encontradas en diferentes elementos de la subestación	<b>76</b>
IV.	Muestreo en equipos de una subestación de distribución	<b>78</b>
V.	Distribución de frecuencia de Temperatura en equipos de 13.8 Kv	<b>79</b>
VI.	Tolerancias en los índices indicadores de calidad del servicio de energía eléctrica	<b>85</b>
VII.	Tiempo de interrupción y energía no suministrada	<b>109</b>
VIII	Indicadores globales de calidad	<b>110</b>
IX.	Indemnización por índices globales	<b>111</b>
X.	Costos anuales de mantenimiento	<b>115</b>
XI.	Flujo de efectivo evaluación financiera	<b>115</b>



## LISTA DE SÍMBOLOS

<b>°C</b>	Medida de temperatura en escala Celsius o grados Celsius
<b>CENS</b>	Costo Energía No Suministrada
<b>dB</b>	Medida de sonido conocida como decibeles
<b>ENS</b>	Energía No Suministrada
<b>FIU</b>	Frecuencia de interrupciones por Usuario
<b>FMIK</b>	Frecuencia Media de interrupción por kVA.
<b>kV</b>	Kilo Volt (1,000 Volt). Medida de la tensión
<b>kVA</b>	Kilo Volt-Ampere (1,000 Volt-Ampere). Medida de la potencia aparente
<b>mm</b>	Milímetros
<b>Q/kWh</b>	Costo en quetzales por cada kilo vatio-hora
<b>SF6</b>	Hexafloruro de Azufre
<b>TIU</b>	Tiempo de Interrupción por Usuario
<b>TTIK</b>	Tiempo Total de Interrupción por kVA



## GLOSARIO

- ANSI** "American National Standard Institute". Organización encargada de desarrollar normativas para la industria eléctrica en EEUU.
- Corrosión galvánica** Desgaste total o parcial que disuelve o ablanda cualquier metal o sustancia por reacción química o electroquímica con el medio ambiente, o entre metales. Por ejemplo, la corrosión galvánica ocurre entre el contacto de los metales de aluminio y cobre provocando desgaste en el punto de contacto.
- EEGSA** Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima.
- Espectro** Serie de colores semejante a un arco iris que se produce al dividir una luz compuesta como la luz blanca en sus colores constituyentes. Puede lograrse un efecto similar haciendo pasar luz solar a través de un prisma de vidrio.
- IFOV** Sus siglas en inglés: instantaneous field of view, que significa campo instantáneo de imagen, como una medida para indicar que tan bueno es un sistema desde este punto de vista.

<b>Longitud de onda</b>	Distancia entre dos puntos consecutivos de una onda que tienen el mismo estado de vibración, la longitud de onda representa un concepto fundamental en la resolución de cualquier tipo de movimiento ondulatorio.
<b>MDT</b>	Por sus siglas en inglés: minimum detectable temperature, que significa temperatura mínima detectada.
<b>NETD</b>	Por sus siglas en inglés: noise equivalent temperature difference, que significa propagación equivalente de diferencia de temperatura.
<b>NTSD</b>	Normas técnicas del servicio de distribución.
<b>Ondas electromagnéticas</b>	Proceso por el que se propaga energía de un lugar a otro sin transferencia de materia y son las únicas ondas que no requieren un medio material para su propagación.
<b>Radiación</b>	Proceso de transmisión de ondas o partículas a través del espacio o de algún medio.
<b>Radiación mecánica</b>	Corresponde a ondas que sólo se transmiten a través de la materia, como las ondas de sonido.

**Radiación  
electromagnética**

Es independiente de la materia para su propagación; sin embargo, la velocidad, intensidad y dirección de su flujo de energía se ven influidos por la presencia de materia.

**Rayos infrarrojos**

Forma de ondas electromagnéticas en la zona del espectro situada inmediatamente después de la zona roja de la radiación visible. Los rayos infrarrojos se utilizan para obtener imágenes de objetos lejanos ocultos por la bruma atmosférica, que dispersa la luz visible pero no la radiación infrarroja.

**TAPS**

Interruptor que cambia las posiciones de la relación de transformación de voltaje, de un transformador de potencia.



## **INTRODUCCIÓN**

El mantenimiento es aquel que se realiza con el fin de evitar en lo posible la mayor cantidad de daños imprevistos, contribuir a la disminución de los tiempos muertos en la producción y reducir los costos en fallas, tanto en un sistema como en una maquinaria.

Estas características traen como consecuencia el estudio de nuevas técnicas y métodos que permitan aumentar la confiabilidad y eficiencia en un sistema de distribución de energía eléctrica.

Derivado de las obligaciones en Ley General de la Electricidad, las empresas distribuidoras de energía han buscado nuevas y mejores técnicas, como, también, métodos para mantener un servicio al cliente de óptima calidad y sin interrupciones.

Dentro de esa búsqueda, actualmente, se cuenta con la técnica de rayos infrarrojos para poder detectar puntos calientes en líneas de transmisión, líneas de distribución, subestaciones, sobrecalentamiento en generadores, motores de combustión interna etc.

En el presente trabajo se describe la naturaleza de esta técnica para poder aplicarla en el mantenimiento predictivo de subestaciones de distribución con la finalidad de detectar posibles puntos de falla.

Las pruebas que se efectúan a los elementos de la subestación con el uso

de la técnica de rayos infrarrojos, son pruebas no destructivas y se pueden aplicar en funcionamiento continuo de la subestación sin la necesidad de sacar fuera de servicio ningún equipo.

Se conocerá el estado físico de los elementos de la subestación y se darán propuestas para su corrección, las acciones a seguir en el mantenimiento y los tiempos de reparación.



## OBJETIVOS

### ▪ **General**

Encontrar una nueva técnica de trabajo en el mantenimiento predictivo que permita conocer las condiciones físicas de los elementos que conforman una subestación de energía eléctrica.

### ▪ **Específicos**

- Conocer los diferentes tipos de mantenimientos existentes y la consecuente adaptación de los mismos a la técnica de termografía por rayos infrarrojos.
- Analizar los resultados, a manera de encontrar un método factible de búsqueda, prevención y corrección de fallas en los elementos y equipos instalados en subestaciones.
- Realizar un muestreo respecto de los desperfectos que se pueden hallar y son de difícil cuantificación por métodos tradicionales utilizados en mantenimiento.
- Brindar índices y tolerancias a fin de evitar pérdidas y/o sanciones económicas por falla en el equipo en la interrupción del suministro de energía eléctrica asociado



## **HIPÓTESIS**

Conociendo la temperatura o el gradiente de temperatura en los diferentes puntos de un equipo eléctrico, mecánico e industrial puede conocerse el estado en que se encuentra el elemento en ese punto y el grado de confiabilidad con que cuenta el equipo bajo prueba.

Condiciones. Está flojo, mal contacto, mala conducción, alta resistencia.



# **1. GENERALIDADES, CONCEPTOS BÁSICOS Y DEFINICIONES**

Para que el funcionamiento de una máquina, equipo de trabajo, o sistema de producción funcione adecuadamente en su periodo de actividad, es necesario contar con un plan y técnicas de trabajo de mantenimiento que se adecuen al sistema de producción sin que se tenga pérdida en los tiempos y costos del mismo. Para ello es necesario conocer las características y métodos principales con que cuenta cada tipo de mantenimiento que exista en la actualidad, como también las ventajas y desventajas que cada uno de ellos posee.

## **1.1. Tipos de mantenimiento en subestaciones**

En las subestaciones eléctricas así como en cualquier instalación industrial productiva se encuentra con una diversidad de técnicas y métodos de mantenimiento que permiten conservar el servicio y aumentar la eficiencia del sistema de producción. A continuación se describe las características de los diversos tipos de mantenimiento que se usan en subestaciones eléctricas de distribución.

### **1.1.1. Mantenimiento preventivo**

Este tipo de mantenimiento tiene como objetivo prevenir las interrupciones y fallas, al mismo tiempo prolongar los tiempos de operación por medio de

inspecciones programadas y revisiones periódicas del equipo. Mantenimiento preventivo es aquel que se realiza mediante la programación previa de actividades, con el fin de evitar en lo posible la mayor cantidad de daños imprevistos, y sobre todo contribuir a la disminución de los tiempos muertos de producción por fallas contribuyendo con en ello a disminución de costos por las mismas.

El mantenimiento preventivo no es una solución para todos los problemas que se presentan durante un proceso, es simplemente una organización sistemática de lo que tradicionalmente se realiza. Es por tal motivo su facilidad de considerar todos los tipos de mantenimiento que de una u otra forma tenga la misión de conservar y garantizar la calidad de servicio dentro de los límites establecidos de funcionamiento. Los tipos de mantenimiento que se pueden adaptar a el son por ejemplo, el mantenimiento periódico, progresivo, analítico, técnico, predictivo.

Debido a los altos niveles de productividad requeridos hoy en día, las industrias exigen la implantación de un sistema de mantenimiento preventivo que permita mantener y aumentar su eficiencia. Si bien es cierto saber que la eficiencia es directamente proporcional a la calidad de información obtenida para llevarla a cabo, en la implementación de un programa de mantenimiento es necesario contar con algunas fuentes de información como lo son:

- Manuales de los equipos que conforma el sistema
- Catálogos de fabricantes
- Planos de las diferentes maquinas
- Memorias de calculo en mejoras o reparaciones de los elementos de los equipos instalados.

- Experiencias de personas que ayuden a responder preguntas de una programación.

El mantenimiento preventivo se considera como la actividad humana desarrollada en equipos con el fin de garantizar que la calidad de servicio que estos proporcionan continúe dentro de los límites establecidos de funcionamiento.

### **1.1.2. Mantenimiento predictivo**

Tiene como finalidad combinar las ventajas de todos los tipos de mantenimiento para lograr el máximo tiempo de operación del equipo y eliminar el trabajo innecesario. Esto exige técnicas de revisión y pruebas más avanzadas para determinar con certeza la condición del equipo y un control más riguroso para lograr la planeación correcta y efectuar las revisiones verdaderamente necesarias.

Se define como un sistema permanente de diagnóstico que permite detectar con anticipación la posible pérdida de calidad de servicio que esté entregando un equipo. En este tipo de mantenimiento, los trabajos proceden de un diagnóstico permanente derivado de inspecciones continuas utilizando transductores (captadores y sensores), que tienen la propiedad de cambiar cualquier tipo de energía en señales de energía eléctrica, las cuales son enviadas a una unidad electrónica procesadora que analiza e informa del buen o mal estado del funcionamiento de la máquina en cuestión.

Este tipo de mantenimiento requiere, para su aplicación de un estudio profundo del recurso que se va a mantener para conocer sus partes vitales, su tiempo de vida útil y la calidad de servicio que se espera de cada una de ellas.

El mantenimiento predictivo es un sistema de diagnóstico, que permite detectar con anticipación el posible funcionamiento defectuoso o cambio de estado de una máquina. Sus objetivos son:

- Protección preventiva de las personas y recursos físicos vitales.
- Maximización de la efectividad de las máquinas.
- Reducción del costo combinado (conservación más paros)
- Obtención e información para estadísticas.

La implantación de este tipo de mantenimiento es costoso, pero su operación es económica y se obtiene el más alto grado de fiabilidad. Por lo que su uso es ideal para partes, máquinas y sistemas vitales.

### **1.1.3. Mantenimiento periódico**

Es un procedimiento de mantenimiento preventivo que, como su nombre lo indica, es de atención periódica y rutinaria, con el fin de aplicar los trabajos después de determinadas horas de funcionamiento del equipo, haciendo pruebas y substituyendo algunas partes y piezas del mismo tomando como criterio para su cambio la vida útil del elemento que conforma la pieza.

En este sistema, al recurso de la etapa de conservación, por principio, se le da una atención rutinaria durante largo tiempo; al término de éste, se le somete a un proceso llamado overhaul durante el cual se desarma, se limpian sus



partes, se cambian las que han llegado al límite de vida útil tengan o no deficiencias, y las restantes se revisan minuciosamente, en algunos casos con rayos X o pruebas muy sofisticadas dependiendo del grado de confiabilidad que se espera del equipo. Luego se cambian y reparan las partes deficientes restantes, se arma el conjunto y se prueba hasta obtener la seguridad de un buen funcionamiento.

#### **1.1.4. Mantenimiento analítico**

Este tipo de mantenimiento tiene como objetivo el análisis profundo de la información recopilada por medio de sensores o transductores colocados en puntos estratégicos de los equipos de la instalación o maquinaria, del cual se puede extraer el funcionamiento de cada elemento. La recopilación de la información se efectúa por medio de un programa de visitas, y pueden ser inspeccionados con la frecuencia necesaria para anotar los datos y las lecturas resultantes. Los datos más importantes que se recopilan son:

- Tiempo de funcionamiento del elemento o equipo, sin producirse una falla.
- La carga o potencia de trabajo al que fue sujeto.
- Las condiciones ambientales donde está instalado.
- Cantidad y tipos de fallas que ha sufrido.
- Tiempo de duración de cada falla.

Con esta información se puede calcular la probabilidad que tiene el recurso de sufrir una falla. Cuando los cálculos realizados indican que el recurso debe de ser atendido debido a que este próximo a falla, se ordena los trabajos que a juicio de la persona, pueden rehabilitar al recurso hasta el grado de confiabilidad

esperado, estos trabajos normalmente se efectúan cuando el recurso tiene un tiempo ocioso, por lo que en ocasiones se debe de contar con una maquina redundante para lograrlo.

Es conveniente destacar que este tipo de mantenimiento no interviene al recurso periódicamente, sino hasta el momento en que el análisis lo indique. Además se tiene una calidad de fiabilidad y menor costo al mantenimiento periódico.

#### **1.1.5. Mantenimiento progresivo**

Este tipo de mantenimiento consiste en atender al recurso por partes, progresando cada vez que se tiene oportunidad de contar con un tiempo ocioso de éste. Para la realización de este tipo de mantenimiento es necesario realizar una rutina donde es importante establecer las partes elementales del recurso, realizando para cada uno de ellos los estudios de trabajos necesarios para reponer la fiabilidad, aunque sea de manera superficial, debido a que, se considera que a este recurso no tenemos necesidad de exigirle una alta fiabilidad.

El manual que se diseña para este caso es más sencillo que cualquiera de los usados en otro tipo de mantenimiento, ya que los cambios de piezas se harán solamente cuando presenten fallas. Por todo esto, el mantenimiento progresivo, aunque es el menos costoso de todos, también es el que menor fiabilidad proporciona.

### **1.1.6. Mantenimiento técnico**

El mantenimiento técnico es una combinación de los criterios establecidos para el mantenimiento periódico y para el progresivo. Es decir que mientras en el mantenimiento periódico tenemos la necesidad de contar con que el recurso tenga un tiempo ocioso suficiente para repararlo, o poseer un recurso de reserva que sustituya al anterior, y en el mantenimiento progresivo estamos prácticamente a la expectativa de tiempos ociosos cortos que coincidan aproximadamente con nuestras fechas programadas, en el mantenimiento técnico se atiende al recurso por partes, progresando en él cada fecha programada la cuál está calculada por un analista auxiliándose de la información necesaria para conocer el grado de fiabilidad del equipo y poder deducir el tiempo para fallar de cada etapa, con lo cual su programación o rutina de atención obligaría a atender al recurso un poco antes del mencionado tiempo.

### **1.2. Definición del termino subestación eléctrica**

Es el conjunto de dispositivos eléctricos y mecánicos que se encuentran montados sobre una infraestructura y forman parte de un nodo en el sistema de potencia, con el objetivo de maniobrar, proteger y transformar la energía eléctrica en condiciones de seguridad, disponibilidad y confiabilidad.

## **1.3. Conceptos de termografía**

### **1.3.1. Emisividad**

Existen dos conceptos diferentes sobre emisividad, las cuales son:

- Emisividad total
- Emisividad espectral

#### **1.3.1.1. Emisividad total ( $\epsilon$ )**

La emisividad total de un elemento de superficie de un radiador de temperatura es la razón de la densidad de flujo radiante (existencia radiante) a la de un cuerpo negro a la misma temperatura.

El rango de medición de la emisividad varia desde cero hasta uno dependiendo del tipo de material. Un material que absorbe el total de la energía radiada que lo impacta tiene una emisividad igual a uno y es conocido como cuerpo negro.

Los objetos que son buenos absorbiendo son también buenos emisores de rayos infrarrojos, algunos ejemplos de materiales buenos emisores son: madera, ladrillo, animales, vegetación agua, y la mayoría de las superficies pintadas. En el apéndice 1 se encuentran una tabla de materiales con su respectiva emisividad.

### **1.3.1.2. Emisividad espectral $\epsilon(\lambda)$**

La emisividad espectral de un elemento de superficie de radiador de temperatura a cualquier longitud de onda es la razón de su densidad de flujo radiante por intervalo de longitud de onda unitaria (existencia radiante espectral) a la de un cuerpo negro a la misma temperatura.

### **1.3.2. Radiación térmica**

La mayoría de los objetos los vemos gracias a la luz que reflejan. Sin embargo, a temperaturas suficientemente elevadas, los cuerpos se vuelven auto luminosos y podemos observar que brillan en la oscuridad. Los filamentos de una lámpara incandescente y una fogata son ejemplos comunes. Si bien vemos a tales objetos por medio de la luz visible que emiten, no tenemos que quedarnos mucho tiempo frente a una fogata para percatarnos mucho de que también emite copiosamente en la región del infrarrojo del espectro.

La radiación emitida por un cuerpo a causa de su temperatura se llama radiación térmica. Los cuerpos no sólo emiten tal radiación sino que también la absorben de su entorno. Si un cuerpo está más caliente que su entorno, emite más radiación de la que absorbe y tiende a enfriarse.

Normalmente llegará a un equilibrio térmico con su entorno, una condición en la que sus velocidades de absorción y emisión de radiación son iguales.

El espectro de la radiación térmica de un cuerpo sólido caliente es continuo dependiendo mucho sus detalles de la temperatura. Si quisiéramos elevar uniformemente la temperatura de un cuerpo, se notarían dos cosas:

1) Cuanto más elevada es la temperatura, mayor radiación térmica se emite. Una forma de notarlo es que al principio el cuerpo se ve oscuro, y luego resplandece, y

2) Cuanto más elevada es la temperatura, más corta será la longitud de onda de aquella parte del espectro que irradia más intensamente. Esto se puede observar debido a que el color predominante del cuerpo caliente cambia del rojo oscuro al amarillo naranja brillante y al blanco vivo.

Puesto que las características de su espectro dependen de la temperatura de un cuerpo caliente, como lo pueda ser un lingote candente de acero o una estrella a partir de la radiación que emite. El ojo ve principalmente el color que corresponde a la emisión más intensa en la región del visible.

La radiación emitida por un cuerpo caliente depende no solo de la temperatura sino también del material del que está hecho, su forma y la naturaleza de su superficie.

Todo cuerpo animado o inanimado que existe emite energía desde su superficie. Esta energía se emite en forma de ondas electromagnéticas que viajan a la velocidad de la luz a través del aire o por cualquier otro medio de conducción.

La cantidad de energía está en relación directa con su temperatura. Entre más caliente está el objeto más energía tiende a radiar.

La diferencia entre un cuerpo caliente y uno frío es el grado en el cual ambos cuerpos emiten y absorben energía. Si el objeto absorbe más energía que

la que radia se le considera frío. Si el objeto emite más energía que la que absorbe se considera que esta caliente.

La temperatura de los cuerpos determina el tipo de luz que emite, entre más frío sea el objeto mayor es la longitud de onda en la que brilla.

La temperatura es un estado dinámico, si un cuerpo llega a estar en equilibrio con la temperatura de su alrededor, la emisión y la absorción serán iguales por lo tanto tiende a formar parte de un todo con la misma temperatura.

En resumen todos los objetos emiten radiación infrarroja, la energía infrarroja es generada por la vibración de átomos y moléculas en una sustancia, la actividad molecular incrementa y causa que el objeto emita radiación. Solamente a cero absoluto (-273 °C), donde toda actividad molecular se detiene, un objeto dejará de emitir radiación. Como consecuencia, cuando un objeto se calienta y su temperatura incrementa, la actividad molecular también incrementa, esto es una característica de la radiación infrarroja.

### **1.3.3. Radiancia espectral**

La radiancia espectral  $R(\lambda)$  nos dice como varia la intensidad de la radiación de la cavidad con la longitud de onda para una temperatura determinada. Se define de modo que el producto  $R(\lambda)d\lambda$  da la potencia irradiada por unidad de área que se encuentra en la banda de longitudes de onda que se extiende desde  $\lambda$  hasta  $\lambda+d\lambda$ . podemos hallar la intensidad radiante  $I(T)$  para cualquier temperatura al sumar (esto es, integrando) la radiancia espectral en toda la región de longitudes de onda. Es entonces

$$I(T) = \int_0^{\infty} R(\lambda) d\lambda \quad (T \text{ fija}),$$

#### **1.3.4. Espectro electromagnético**

El término espectro procede del latín spectrum, que significa "forma" o "aparición". Entre las muchas otras palabras que provienen de la misma raíz se encuentran: "espectáculo" y "especie". Newton introdujo el término para describir la imagen que resultaba cuando un haz de luz solar atravesaba un prisma de vidrio. Hoy en día nos referimos al espectro electromagnético para indicar las muchas clases diferentes de radiación electromagnética, clasificadas de acuerdo con su frecuencia o longitud de onda en una escala de pequeña a grande.

En tiempos de Maxwell la luz y las radiaciones infrarrojas y ultravioletas que la acompañan eran los únicos tipos de radiaciones electromagnéticas conocidos. Hoy en día el espectro electromagnético abarca una amplia gama de diferentes clases de radiaciones provenientes de una variedad de fuentes. De acuerdo con la teoría de Maxwell concluimos que, si bien estas radiaciones difieren en gran manera en cuanto a sus propiedades, sus medios de producción, y las maneras en que las observamos, comparten otras características en común:

- a) todas pueden describirse en términos de campos eléctricos y magnéticos, y
- b) todas viajan a través del vacío con la misma velocidad la de la luz.

De hecho, desde el punto de vista fundamental, difieren sólo en la longitud de onda o en la frecuencia. Los nombres dados a las diversas regiones



del espectro tienen que ver únicamente con la manera en que se producen u observan los diferentes tipos de onda; no tienen nada que ver con cualquier propiedad fundamental de las ondas. Aparte de la diferencia en sus longitudes de onda, no existe una manera experimental de distinguir una onda en la región visible de otra en la región infrarroja; las ondas tienen formas idénticas y descripciones matemáticas idénticas. No existen espacios en el espectro, como tampoco límites bien definidos entre las diversas categorías. Por ejemplo ciertas regiones del espectro están asignadas por la ley para usos comerciales u otros usos, tales como la transmisión por TV, AM o FM.

Consideremos algunos de estos tipos de radiación electromagnética con más detalle.

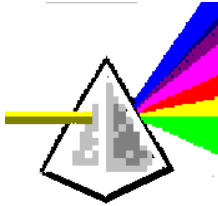
- La luz visible
- Infrarrojos
- Microondas
- Ondas de radio
- Ultravioleta
- Rayos X
- Rayos gamma

La luz visible es sólo una pequeña parte del espectro electromagnético, por orden decreciente de frecuencias o creciente de longitudes de onda, el espectro electromagnético está compuesto por rayos gamma, rayos X duros y blandos, radiación ultravioleta, luz visible, rayos infrarrojos, microondas y ondas de radio. Los rayos gamma y los rayos X duros tienen una longitud de onda de entre 0,005 y 0,5 nanómetros (un nanómetro, o nm, es una millonésima parte de milímetro). Los rayos X blandos se solapan con la radiación ultravioleta en

longitudes de onda próximas a los 50 nm. La región ultravioleta, a su vez, da paso a la luz visible, que va aproximadamente desde 400 hasta 800 nm.

En la figura 1 se muestra un haz de luz visible pasado a través de un prisma formando un espectro.

**Figura 1.** Espectro de un rayo de sol a través de un prisma



### **1.3.5. Termografía**

Puede ser definida como el término genérico que se designa a los diferentes métodos, para identificar y analizar los patrones de calor emitidos por un cuerpo o un objeto relacionados con su temperatura.

En la actualidad, existen dos sistemas para la medición de temperatura:

#### **1.3.5.1 Sistemas de contacto**

Son aquellos en los que el sensor tiene que estar en contacto físico con el cuerpo a medir, como es el caso de los termopares, termómetros, termistores, RTDs.

### 1.3.5.2. Sistemas de no-contacto

Aquellos que utilizan la radiación emitida por los cuerpos para medir la temperatura, como son los sensores piroeléctricos (pirómetros y cámaras de infrarrojos).

Por tratarse de una técnica de obtención de patrones calóricos en la que no se utiliza radiaciones ionizantes, la técnica ha cobrado atractivo desde el punto de vista de seguridad.

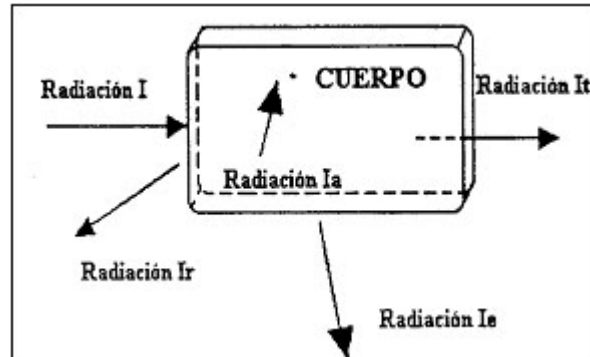
### 1.3.6. Termografía infrarroja

Los termómetros de infrarrojos tienen la capacidad de medir temperaturas sin contacto físico con el objeto. Esta característica esta basada en el hecho de que todos los objetos emiten energía radiante, cuya longitud de onda esta ubicada en el espectro infrarrojo, y la intensidad de la radiación es función de la temperatura.

Los termómetros de infrarrojos miden la intensidad de la radiación y desde ella evalúan la temperatura superficial. En la figura 2 tenemos la representación de un cuerpo sometido a una radiación, si suponemos que se encuentra en el vacío con el fin de evitar los otros modos de transferencia de energía como la convección y conducción se puede describir lo siguiente:

- parte de la radiación que llega al objeto se *refleja* ( $I_r$ ).
- parte de la radiación es *transmitida* ( $I_t$ ).
- y parte es *absorbida* por el objeto ( $I_a$ )

**Figura 2.** Cuerpo sometido a una radiación infrarroja



A esta característica se le conoce como principio de Wien o ecuación de Wien, y es representada por la siguiente ecuación:

$$T = \alpha (\varepsilon + \rho + \tau)$$

Donde :

T: representa a la energía

$\varepsilon$  : Radiación transmitida o emitida

$\rho$  : Radiación reflejada

$\tau$  : Radiación transmitida

El equipo de termovisión es capaz de transformar las radiaciones emitidas por los cuerpos, en imágenes semejantes al de una televisión cuantificando su contenido con precisión en la escala de temperaturas.

En el equipo de termografía se ajustan las radiaciones que se reflejan de otros objetos que están alrededor del objeto bajo estudio, también la radiación

que pudiera ser absorbida por la atmósfera o medio ambiente, considerando que entre más cerca del visor infrarrojo este el objeto, la radiación emitida será aproximadamente igual al valor real.

#### **1.4. Características de las subestaciones de EEGSA**

Actualmente se cuenta con subestaciones que las podemos clasificar dependiendo de su función, entre las cuales se encuentran:

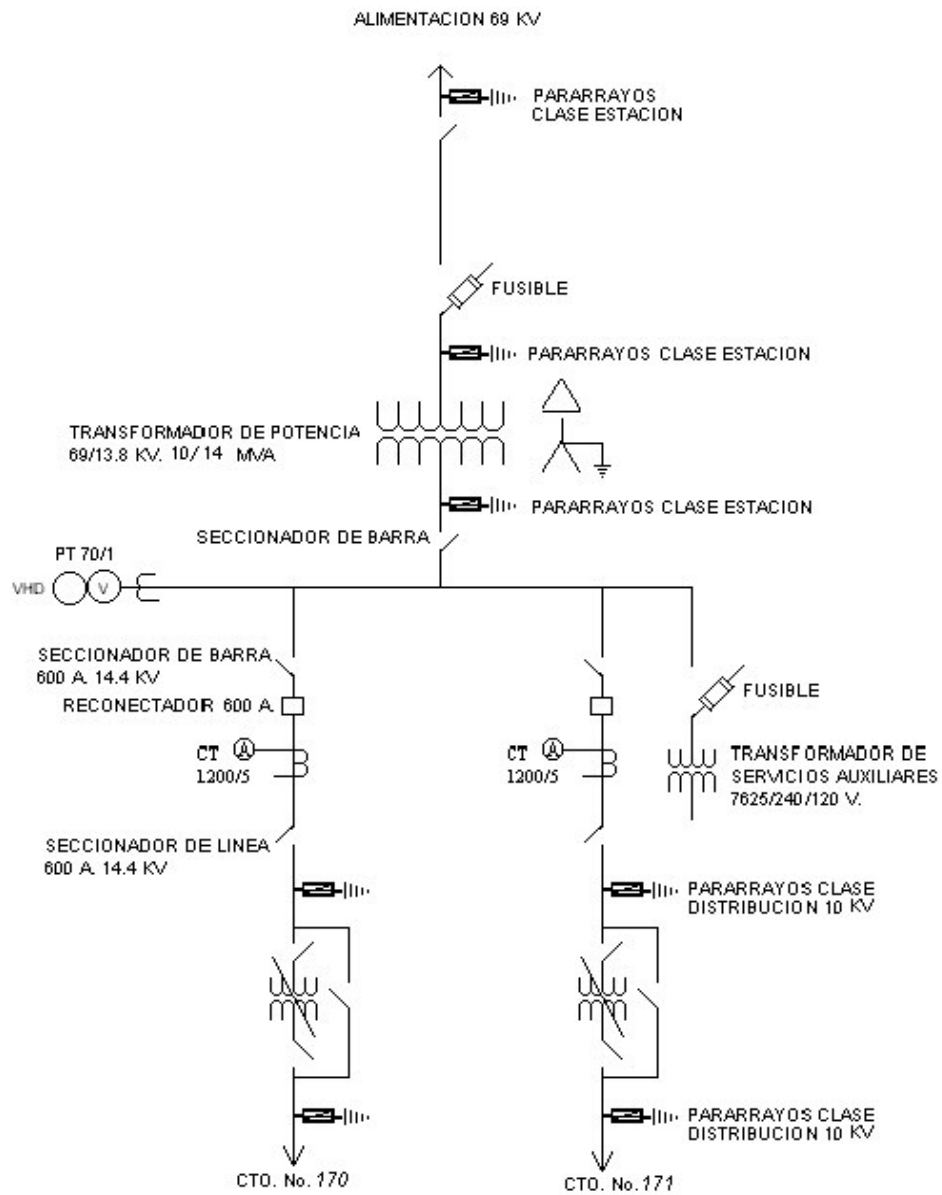
##### **1.4.1. Subestaciones de Transformación**

Este tipo de subestaciones son aquellas en las cuales existe una función de transformación de tensión de un nivel de voltaje a un nivel de voltaje inferior y viceversa. Como por ejemplo un nivel de tensión de 69/13.8 KV; 69/34.5 kV.

Las subestaciones de transformación por ejemplo, son utilizadas en industrias que se dedican a la generación y distribución de energía eléctrica.

En la figura 3, se observa el diagrama unifilar de este tipo de subestación.

**Figura 3.** Diagrama unifilar de una subestación de transformación

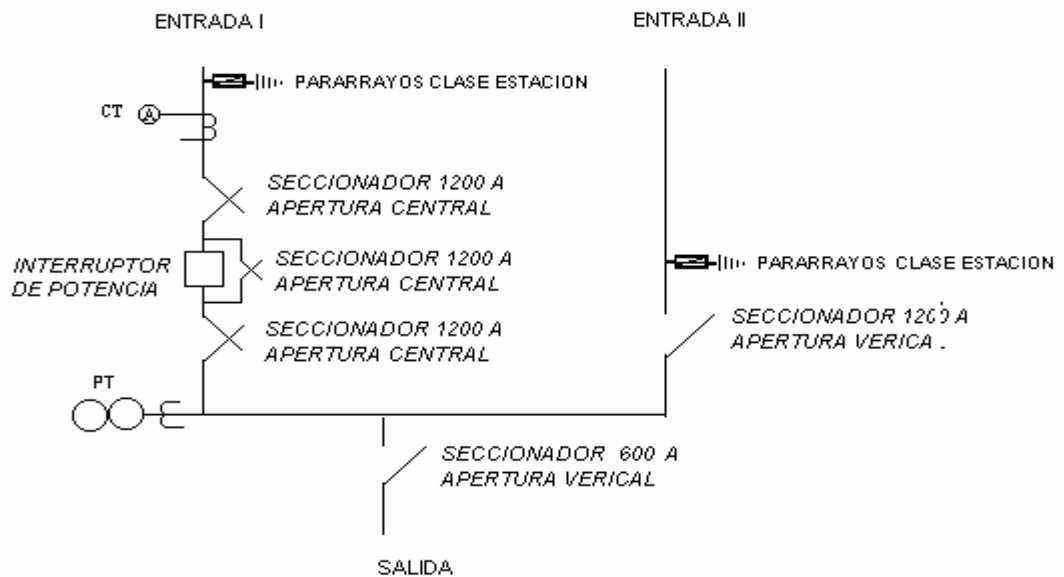


### 1.4.2. Subestaciones de maniobra o seccionadoras de circuito

Las subestaciones de maniobra, son aquellas donde se tiene la capacidad de alimentar a las cargas, desde diferentes puntos. Son llamadas también de Switchero, debido a que permiten elegir la configuración de los alimentadores o salidas, con el objeto de tener una mayor confiabilidad en el sistema.

En la figura 4, se observa el diagrama unifilar de este tipo de subestación.

**Figura 4.** Diagrama unifilar de una subestación de maniobra

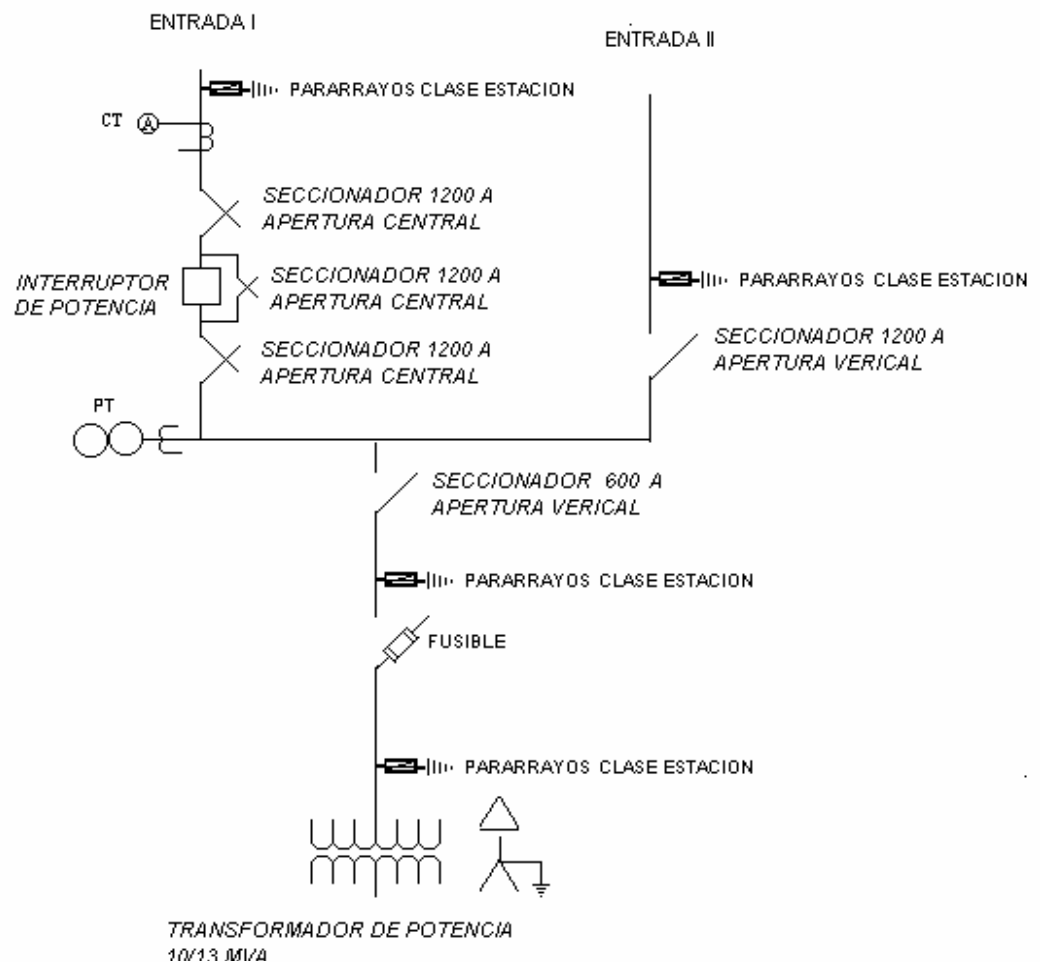


### 1.4.3. Subestaciones mixtas

Las subestaciones mixtas es una combinación de las subestaciones transformación y las subestaciones de maniobra.

En la figura 5, se observa el diagrama unifilar de este tipo de subestación.

**Figura 5.** Diagrama unifilar de una subestación mixta





## **2. DESCRIPCIÓN DE LA TÉCNICA DE TERMOGRAFÍA INFRARROJA**

### **2.1. Introducción**

En el año de 1800 Frederick William Hershel, se interesó en verificar cuanto calor pasaba por filtros de diferentes colores al ser observados al sol. Se dio cuenta que esos filtros de diferentes colores dejaban pasar diferente nivel de calor.

Luego hizo pasar luz del sol por un prisma de vidrio y con esto se formó un espectro que se conoce como el arco iris como se muestra en la figura 1 del capítulo 1.

Llevando un control en los diferentes colores del espectro encontró que más allá del rojo, fuera de la radiación visible, la temperatura es más elevada y que esta radiación se comporta de la misma manera desde el punto de vista de refracción, reflexión, absorción y transmisión que la luz visible. Era la primera vez que alguien demostraba que había una radiación invisible al ojo humano, a este fenómeno inicialmente se le llamo rayos caloríficos.

Posteriormente en el año de 1821 Thomas Seebeck inventó la primera termo copla. La termo copla es un sensor de contacto formado por dos uniones de distintos de metales, que se encargan de determinar la temperatura diferente de un metal con relación al otro, luego se genera una diferencia

proporcional de voltaje que está relacionada a la diferencia de temperatura entre las dos uniones.

En el año de 1840 F.W. Herschel, hijo de William Herschel, produjo la primera imagen infrarroja usando a un evaporograph, este es un dispositivo en el cual la imagen infrarroja se forma por la evaporación diferencial de una película delgada de aceite.

Las técnicas de detección de la radiación iniciaron en el siglo 20, Los detectores de la radiación, conjuntamente con ondas infrarrojas polarizadas, son integrales para la técnica de Littleton al medir y detectando estresa en hojas opacas del vaso. Littleton sugirió el uso de cualquier radiómetro adecuadamente conocido, como el metro del bolo, termopila o galvanómetro.

Lindsay y Pearson describieron una nueva energía radiante adoptando un sistema comprendiendo en una cámara cerrada conteniendo hidrocarburos formados por la destilación destructiva de fibras orgánicas. Estos materiales pueden amortiguar cantidades grandes de gas soltado como los materiales sean calientes. Amortiguan una proporción grande de radiación de incidente, sus aptitudes termales son insignificantes y sus densidades específicas son bajas. La cámara cerrada conteniendo el calor absorbentes sensitivos del gas es provista de una ventana de la sal gema que transmite radiación infrarroja. La subida en la presión del gas es detectada con señalizadores piezoeléctricos de presión del cristal.

Durante la segunda guerra mundial se emplearon dispositivos infrarrojos que permitieron ver objetos en la oscuridad. Estos instrumentos consisten básicamente en una lámpara que emite un haz de rayos infrarrojos, a los que

llamaron como luz negra, estas lámparas usaron un telescopio que se encarga de recibir la radiación reflejada por el objeto y la convierte en una imagen visible.

El uso de cámaras infrarrojas en los últimos tiempos ha tenido lugar en el armamento de guerra y se ha desarrollado fuertemente en los Estados Unidos, con enfoque en la detección de blancos y seguridad en lugares estratégicos.

En la industria se ha desarrollado paulatinamente y las aplicaciones de la termografía han sido en la detección de puntos calientes, cambios de temperatura en procesos de papel, grietas en tuberías de agua o de gas, en plantas generadoras de vapor, etc.

En el presente capítulo se habla sobre la técnica de termografía infrarroja y sus aplicaciones, con el objeto de conocer su uso para el desarrollo posterior en el mantenimiento predictivo en subestaciones de distribución.

## **2.2. Instrumentos de detección de rayos infrarrojos**

Para la detección de rayos infrarrojos el medio de visualización de imágenes y de medición de temperaturas se hacen por medio de instrumentos llamados radiómetros o cámaras infrarrojas. A continuación veremos el funcionamiento de cada uno de ellos.

### **2.2.1. Radiómetro**

Instrumento de medición que se utiliza para detectar y medir la intensidad de energía térmica radiante, en especial de rayos infrarrojos. Un radiómetro

básicamente consta de lentes ópticos los cuales se encargan de coleccionar y enfocar una imagen de prueba, la radiación infrarroja que se emite por el área de prueba es recibida por un detector sensible. El detector sensible convierte la radiación infrarroja en una señal eléctrica.

Las temperaturas de un objeto pueden ser medidas por métodos de contacto o no-contacto. Los sistemas más simples sin imágenes térmicas proporcionados por el instrumento son llamados radiómetros, termómetros infrarrojos, o pirómetros.

El funcionamiento de un radiómetro vamos a enfocarnos en un radiómetro mecánico. Este se hace a través de un tubo de vidrio o cuarzo en el que se ha hecho un vacío parcial, dentro del tubo se encuentra un eje con cuatro paletas de peso liviano. Una cara de las aletas está ennegrecida, mientras que la otra es de metal pulimentado. Al recibir radiación externa el lado negro de una paleta absorbe más radiación que el lado pulimentado de la paleta opuesta, lo que hace que la primera paleta se aleje de la fuente de radiación. Dicho efecto produce una rotación constante de las paletas, con una velocidad que depende de la intensidad de la energía radiante. En la actualidad los dispositivos que se utilizan para medir la intensidad de energía radiante, son dispositivos electrónicos de estado sólido que miden de forma más directa y precisa.

Una inspección infrarroja tiene como finalidad el uso de un equipo detector infrarrojo para proveer información térmica específica y la documentación relacionada acerca del sistema bajo estudio, para ello se utilizan diversos sistemas de medición que se clasifican de la siguiente manera:

- a) Sistemas de medición radiométrica sin imagen térmica.

- b) Sistema de medición no radiométrica.
- c) Sistemas de imagen térmica y radiométrica.

Los sistemas de medición radiométrica sin imagen térmica, por su costo son los más accesibles. Sin embargo debido a que no cuentan con imagen térmica, las inspecciones de los objetos o del sistema bajo estudio es más lento, los problemas comunes que se pueden detectar por falla en la prueba del elemento puede pasar desapercibidos o no identificarse claramente, sin embargo nos da la pauta de saber que existe un problema y debe de monitorearse con un equipo de mayor sensibilidad.

Por otra parte, los sistemas con imagen térmica comúnmente llamados visor infrarrojo, permiten hacer inspecciones cualitativas, y se basan en la comparación de los patrones térmicos con relación a elementos similares o patrones típicos de falla conocidos, las inspecciones se realizan bajo las mismas condiciones de operación.

Cuando el registro de temperatura es necesario para determinar la severidad del problema detectado, comparar temperatura entre elementos o contra criterios definidos previamente, entonces estamos hablando de termografía infrarroja cuantitativa. Comúnmente, estos instrumentos son llamados cámaras termográficas infrarrojas.

Los detectores infrarrojos solamente censan la energía infrarroja en una pequeña porción del espectro electromagnético y debido a que la radiación se caracteriza por su longitud de onda, es muy importante conocer el material bajo estudio y los factores que afectan su radiación.

### **2.2.2. Cámara infrarroja**

Las cámaras infrarrojas al igual que el radiómetro es un equipo de medición que se utiliza para detectar y medir la intensidad de energía térmica radiante de rayos infrarrojos, son sistemas de no-contacto sensibles a la radiación que emana de la superficie bajo prueba, dependiendo de la temperatura de la misma y sus características.

Para las fotografías infrarrojas de alta precisión se emplea un filtro opaco que sólo deja pasar radiación infrarroja, pero generalmente basta un filtro corriente anaranjado o rojo claro, que absorbe la luz azul y violeta. La fotografía infrarroja, desde su descubrimiento a partir del año 1880 y su posterior evolución, se ha convertido en la actualidad en una importante herramienta de diagnóstico en la medicina, la agricultura y la industria.

El uso de técnicas infrarrojas permite observar situaciones patológicas que no pueden verse a simple vista ni en una radiografía. En la industria, la espectroscopia de infrarrojos es una parte cada vez más importante de la investigación de metales y aleaciones, y la fotografía infrarroja se emplea para regular la calidad de los productos.

Los sensores infrarrojos registran energía electromagnética invisible. El calor de los objetos puede medirse por la energía infrarroja que irradian. Los sensores infrarrojos crean imágenes que muestran las variaciones de temperatura en una zona determinada.

Las pruebas que se efectuaron y se describen en los capítulos posteriores se elaboraron con mediciones hechas con una cámara de termografía infrarroja.

### **2.3. Descripción de la técnica de termografía infrarroja**

La técnica de termografía infrarroja permite examinar el estado en que se encuentra un elemento durante su funcionamiento continuo sin la necesidad de parar el proceso para su inspección.

Es una prueba no destructiva y consiste en la evaluación del objeto mediante dos diferentes métodos:

#### **5.2. Técnica activa**

La prueba de termografía por el método de técnica activa, se realiza a través de la radiación producida por la transferencia del flujo de calor por fuentes externas de calentamiento o enfriamiento de las estructuras. Estas fuentes sirven como perturbadores de flujos de calor en régimen transitorio y de excitación sobre la superficie subadyacente de la estructura, las cuales generan patrones de temperatura en la superficie que se pueden medir.

##### **5.2.1. Técnica pasiva**

En el método de acercamiento pasivo no es necesario la aplicación de calefacción o enfriamiento externo, en lugar de ello, las diferencias existentes en la temperatura dentro o fuera de la estructura evaluada establecen los patrones necesarios de temperatura.

La prueba de termografía por el método de acercamiento pasivo es comúnmente aplicado para evaluar o monitorear la condición de procesos

industriales de confeccionando en plataforma con base en los patrones de temperatura.

Los aspectos útiles de valor de un objeto en la medición de la distribución de temperatura son: su valor absoluto, la variación de tiempo si existe cambio de temperatura, y su diferencia con relación a un valor de referencia que es conocido como gradiente de temperatura.

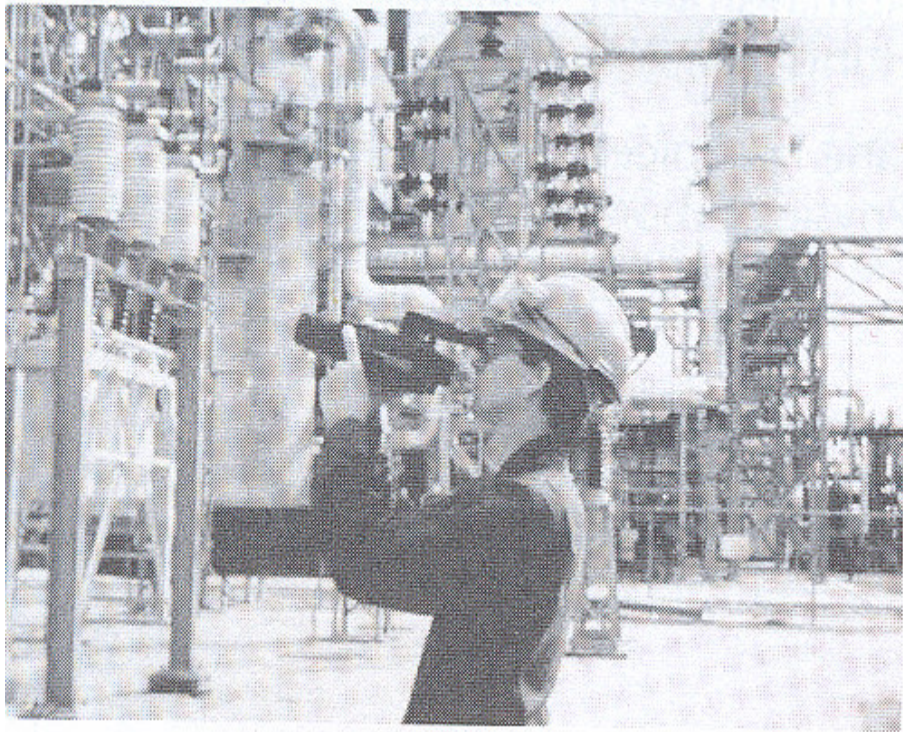
Un aspecto único y atractivo de la termografía infrarroja es su habilidad de aportar información alrededor, durante el funcionamiento de operación normal del proceso de una forma segura.

Una prueba de termografía no destructiva común para la evaluación del objeto con el método de técnica pasiva es mostrado en la figura 6. Esta figura describe la forma en que un operador repasa con la vista de la cámara, la instalación para detectar los lugares ó puntos donde existe un cambio de temperatura apreciable conocido como puntos calientes o dependiendo del proceso como puntos fríos, que pueden indicar el mal funcionamiento del equipo o maquinaria que sé este analizando.

Los termogramas de las imágenes registradas son posteriormente evaluados aplicando las tablas dadas en las normas de la sociedad americana de pruebas no destructivas ASNT.



**Figura 6.** Revisión de instalaciones por medio de cámara de rayos infrarrojos



Existen otros métodos directos que se pueden emplear en la revisión de instalaciones donde funcionan procesos de sistemas de suministros de agua, petróleo, plantas de vapor, procesos químicos, y red de tuberías de gas natural. Estos métodos permiten la revisión de tuberías en las cuales es posible detectar problemas de vacíos y de corrosión en las mismas. Las ventajas que se encuentran al utilizar estas técnicas para la revisión de tuberías son:

- Exactitud
- Eficacia en términos de labor y equipo
- Bajo costo
- No molesto al ambiente circundante

- No detienen a los usuarios de las tuberías o el proceso de la producción.

Estos métodos se dividen en las siguientes categorías:

### **2.2.2. Técnica de modelo de emisión infrarroja**

Basada en un modelo de emisión infrarrojo, usa una imagen de rayos infrarrojos para visualizar las superficie grandes y permite al operador buscar anomalías térmicas generales, en áreas más caliente o más frías que las superficies circundantes que podría indicar goteras en el área examinada.

Para poder encontrar una fisura entre la superficie de una pared y la gota del fluido, este método utiliza un radiómetro y un infrarrojo cercano para medir las diferencias existentes de las propiedades de radiación. Para lograr que se intercambie el calor en la superficie del muro, es necesario filtrar el fluido a presión, de esta forma la discontinuidad penetrada en el muro se rebalsa a través de esta abertura.

La forma de detectar una localización invisible se hace por medio de un radiómetro infrarrojo, este visualiza una diferencia pequeña de temperatura alrededor de la fuga que se encuentra en el muro.

El equipo a utilizar depende de la distancia, las condiciones ambientales, la hora del día en que se realiza la prueba con la finalidad de poder obtener un buen resultado en la medición.

Este método se puede utilizar para revisar tuberías hasta una distancia máxima de 800 kilómetros.

### **2.2.3. Técnica de absorción infrarroja**

Esta técnica esta basada en la medida de un modelo de absorción de energía del fluido que se encuentra goteando, este método usa un emisor infrarrojo con bandas espectrales específicas como aquellas emitidas de una lámpara de halógeno. La absorción de frecuencias infrarrojas específicas de la energía absorbida por el fluido que escapa es transformada en el patrón de intensidad de concentración.

La imagen infrarroja presenta imágenes de pequeñas y medianas áreas, el termógrafo busca áreas donde la imagen es negra o desaparece debido a las absorciones de la energía del fluido. Esta técnica se utiliza para localizar específicamente goteras o fugas en industrias como plantas químicas, plantas de gas.

### **2.2.4. Técnica de fotografías acústicas**

La tercera técnica utiliza un emisor de láser de punto para excitar una gotera con una frecuencia específica, se utiliza para pruebas en un proceso industrial repetitivo, esta pizca de láser se encuentra dentro del espectro infrarrojo y causa goteras de gas que emiten un sonido acústico el cual puede ser recogido por micrófonos cercanos, de esta información se puede determinar la situación exacta del goteo con precisión.

### **2.3.6. Pulso termográfico**

La termografía de pulso es uno de los métodos más populares en termografía infrarroja. La razón de esta popularidad es debido a la rapidez con que se realiza la prueba, la prueba se confía por medio de un pulso termal corto de simulación con duración aproximada de 3 milisegundos para pruebas de materiales con una conductibilidad alta como partes de metal, y con una duración de 4 segundos para los especímenes de conductibilidad bajos como materiales derivados del plástico y los polímeros como el epoxy de grafito lamina.

El estímulo termal rápido permite el despliegue directo en el suelo de la planta con fuentes caloríficas convenientes. Es más, la calefacción breve generalmente unos grados sobre temperatura del componente inicial previene daño al componente y la duración del pulso varía de aproximadamente 3 milisegundos a 2 segundos.

Básicamente, el pulso termográfico consiste brevemente en calentar el espécimen y en grabar la curva de decaimiento de temperatura. Cualitativamente, el fenómeno es el siguiente: Los cambios de temperatura en los materiales rápidamente después de la aplicación del pulso termal, se propaga a través de la difusión bajo la superficie. La presencia de una discontinuidad reduce la proporción de propagación para que al observar la temperatura de la superficie, las discontinuidades aparezcan como áreas de temperaturas diferentes con respecto alrededor del área legítima, una vez el frente termal los ha localizado.

Por consiguiente, se observarán discontinuidades más profundas después y con un contraste reducido. De hecho, el tiempo de la observación ( $t$ ) es una función (en una primera aproximación) del cuadrado de la profundidad ( $z$ ) y la pérdida de contraste ( $C$ ) es proporcional al cubo de la profundidad.

Las siguientes ecuaciones describen el comportamiento del tiempo, basándose en la profundidad y a la pérdida del contraste:

$$(1) t = \frac{z^2}{\alpha}$$

y

$$(2) C = \frac{1}{z^3}$$

Donde  $\alpha$  es una constante de la difusión térmica del material.

Las ecuaciones 1 y 2, describen el efecto propagador de la parte delantera termal, el calor depositado en la superficie se reproduce en el material en todas las direcciones con un efecto de dilución como los incrementos de profundidad, las discontinuidades observables son generalmente poco profundas y los contrastes son débiles.

Una regla general empírica dice que el radio de la discontinuidad detectable menor debería ser por lo menos, de uno a dos veces más grande, lo que lo hace más profundo bajo la superficie. Esta regla es válida para materiales isotrópicos homogéneos. En caso de materiales anisótropos, esa regla está más forzada, los valores más altos de proporción del radio para la profundidad son

requeridos, por ejemplo un valor de 10 es reportado en caso de un aluminio para epoxy de aluminio laminado garantizado.

En el caso de termografía activa, las configuraciones diversas posibles son:

a) El punto de prueba, se calienta con un láser o un rayo de luz enfocado. Estas ventajas son uniformes y la calefacción es repetible. Un inconveniente es la necesidad de mover la cabeza del equipo para inspeccionar completamente una superficie, debido a que se reduce la velocidad del proceso experimental.

b) La línea de prueba, involucra un calentamiento por medio de lámparas de línea repasando con la vista a través del láser. Entre las ventajas se incluye un índice rápido de prueba (hasta  $1 \text{ m.S}^{-1}$ ) y la buena uniformidad gracias al movimiento lateral. Esta configuración tiene el inconveniente que al momento de efectuar la prueba, tiene disponible en la visualización de datos solo una parte del historial de la curva de temperatura que se va formando, y esto se debe al movimiento lateral del espécimen con relación a la distancia fija entre la estimulación térmica y la detección de señal de temperatura. La línea de prueba se utiliza para detectar grietas en piezas de longitud grande como lo son tuberías de gas propano o tuberías donde se transporte líquido como agua.

c) La inspección de la superficie con el uso de lámparas para el calentamiento. Tiene como ventajas incluir el análisis completo del fenómeno porque la curva entera de historia de temperatura se graba. Un inconveniente es la anisotropía de calentamiento por pistola de lámparas de destellos, de calor, láser u horno de microondas.

Si la temperatura de la parte a inspeccionar es más alta que la temperatura ambiente, entonces puede ser de interés usar una fuente térmica fría. Obviamente, después de la ecuación de Fourier de conducción, la parte delantera termal se reproduce en la misma forma ya sea caliente o fría. Lo importante es la temperatura diferencial entre la fuente térmica y el objeto, otra ventaja de una fuente termal fría es que no inducen reflexiones térmicas degeneradas en la cámara infrarroja como en el caso de una fuente termal caliente.

Las limitaciones principales de fuentes frías de estimulación están relacionadas a las consideraciones prácticas, por ejemplo es más fácil, después de la ley de entropía, calentar más bien que para enfriar. Además, el acoplamiento termal con la superficie experimental no es tan bueno para fuentes frías conduciendo a contrastes termales limitados.

Hay dos planes básicos para la observación: (1) en la reflexión, la fuente termal y el detector están ubicados en el mismo lado del componente registrado; (2) en la transmisión, la fuente de calentamiento y el detector son localizadas en cada lado del componente para inspeccionar.

Generalmente, el acercamiento de reflexión sirve para detección de discontinuidades localizadas cerca de la superficie caliente, mientras que el acercamiento de transmisión permite la detección de discontinuidades cerca de la superficie por el efecto de transmisión.

## **2.4. Aplicaciones de la termografía en mantenimiento de subestaciones.**

Debido a la dificultad presentada al analizar un elemento conectado en alta tensión en su funcionamiento continuo, la técnica de termografía infrarroja se puede utilizar para examinar los componentes y equipos que se tienen en una subestación de energía eléctrica.

Los equipos y elementos conectados en una subestación que pueden ser analizados por medio de la termografía infrarroja son:

- Alimentadores y uniones conectados en 69 KV.
- Barras de 13.8 KV.
- Cuchillas seccionadoras
- Puntos de conectividad
- Interruptor de Potencia
- Transformador de Potencia
- Reconectador
- Regulador de voltaje

Esta prueba también se puede utilizar para el mantenimiento preventivo en líneas de transmisión de voltaje de 230 KV, 138 KV, 69 KV y 13.8 KV, los elementos a prueba serán:

- Los puntos de conectividad, que se encuentran en los aisladores, Jumpers, Hot line, conectores, etc.
- Los bancos de capacitores de línea
- Reguladores de voltaje de línea



- Interruptores de línea.

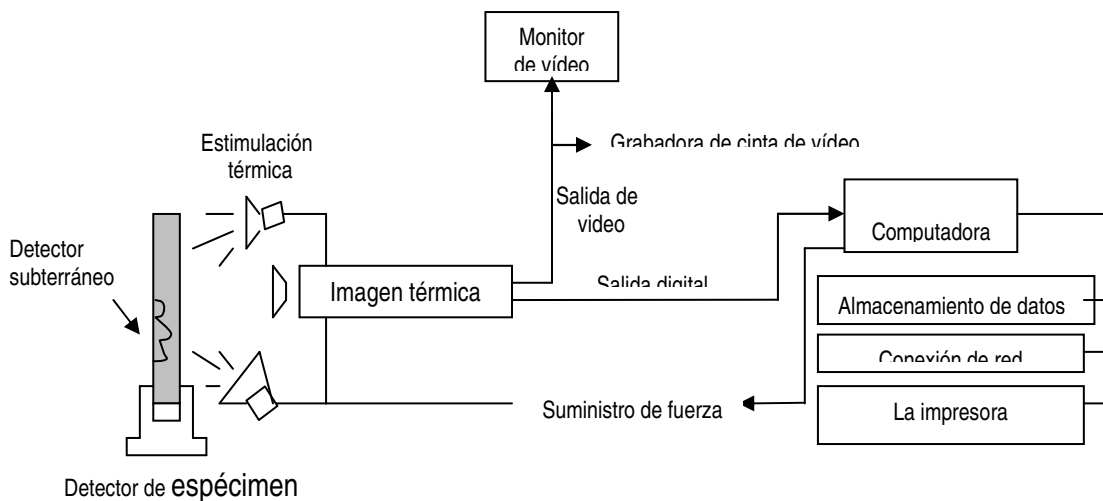
## 2.5. Características del equipo a utilizar

Como en todo equipo de prueba se debe de conocer las características con las cuales cuenta el aparato, como por ejemplo: la precisión del instrumento de medición, el sistema de adquisición de señal y de procesamiento de la información. A continuación se presentan algunas de las características del instrumento de medición.

### 2.5.1. El sistema de adquisición de datos

El diagrama de bloques de un esquema típico para la colección de datos y el procesamiento de la imagen térmica es presentado en la figura 5. En esta figura se presenta un sistema activo de termografía con estimulación térmica externa, con un solo acceso lateral para el componente evaluado.

**Figura 7.** Diagrama de bloques para la colección y el procesamiento de datos



Si una discontinuidad causa cambios de temperatura en las variaciones observadas de la superficie lo suficientemente fuerte para ser resuelto por la imagen térmica, entonces las técnicas avanzadas para el procesamiento de imagen pueden ser aplicadas.

Un sistema de prueba bilateral tiene los mismos componentes del hardware, sin embargo, la excitación térmica y la observación ocurre sobre los lados opuestos del objeto de trabajo, lo anterior es conocido como el modo de transmisión.

Un sistema de adquisición de datos para la prueba térmica pasiva tiene componentes similares sin el componente de excitación térmica externa de la parte evaluada.

El sistema para la prueba térmica pasiva puede ser tan simple como la que se realiza por medio de una cámara manual infrarroja acondicionada por una fuente de suministro y un dispositivo de almacenamiento de imágenes. El dispositivo de almacenamiento puede ser una unidad de Disquete o una tarjeta de memoria compatible con la cámara que puede almacenar de 50 a 300 imágenes con resolución de 12 bits.

La habilidad de un sistema infrarrojo de detectar pequeños cambios de temperatura, y sensibilidad térmica se le conoce como NETD por sus siglas en inglés: noise equivalent temperature difference, que significa propagación equivalente de diferencia de temperatura, ó MDT por sus siglas en inglés: minimum detectable temperature, que significa temperatura mínima detectada. Las mejores cámaras en el ámbito comercial tienen una sensibilidad térmica de 0.06 °C.

Los sistemas para el análisis de datos de imágenes térmicas obtenidas cada vez se están simplificando con el avance de la tecnología. Los componentes típicamente usados en un sistema térmico para la evaluación son:

- detector de espécimen
- fuente térmica de estimulación
- imagen térmica
- el video del monitor
- grabaciones de voz y
- Procesador de unidad (la computadora y periféricos).

#### **2.5.1.1. Detector de espécimen**

Para que la parte sea evaluada, el detector provee una posición conveniente para la absorción de calor y la adquisición de respuesta térmica. En algunos casos puede incluir el suministro térmico de estimulación. Por ejemplo, los sistemas para la clasificación de la estimulación del aspa de una turbina con un ciclo de calentamiento y enfriamiento usan en su construcción conexiones de manguera de agua o aire. Al alternar las válvulas de control genera en el aspa el flujo térmico requerido para hacer pruebas.

En muchos casos el detector del espécimen es diseñado para hacer posible la exploración de componente probado. Si la prueba es una parte de un flujo de producción, entonces el detector tiene que proveer detención automatizada, y movimiento de la parte probada que se encuentra delante del calentador estacionario y de la imagen térmica.

### **2.5.1.2. Fuente térmica de estimulación**

Para poder elegir apropiadamente una fuente térmica de estimulación tenemos que observar algunos parámetros tales como propagación térmica y el espesor, el flujo experimental estacionario o en movimiento. Un requisito importante para la fuente térmica de estimulación es la habilidad de producir uniformemente flujo distribuido de calor para una duración requerida con repetibilidad alta. Ningún contacto que no sean las estimulaciones térmicas como por ejemplo las lámparas de cuarzo, las lámparas relámpagos, láser, los aviones a reacción de aire y otros se usan para sacar provecho de la prueba.

La mayoría sabe que los sistemas usan calor para producir el contraste térmico necesario en la superficie observada por encima de una anomalía. Sin embargo, el enfriamiento es también aplicado para este propósito cuando es conveniente. La técnica de termografía infrarroja se utiliza en cualquier proceso donde se requiera detectar cambios de temperatura.

### **2.5.1.3. Imagen térmica**

La mayoría de sistemas de termografía para el ensayo de prueba no destructiva, cuenta con un monitoreo a distancia de la temperatura de una superficie o estructura bajo prueba. Es importante tomar en cuenta la relación que existe entre la distancia y el objeto, la cual depende del ángulo de apertura del lente y el detector.

Este monitoreo es la parte más importante y a menudo la más costosa del sistema de termografía. En aspectos infrarrojos las ventajas son: sensación

remota, visualización del espacio de distribución de temperatura, y separación temporal de las imágenes.

La resolución espacial es un parámetro de la claridad y detalle producido por una imagen infrarroja, y es una medida de la cantidad de píxeles en el plano horizontal por la cantidad de píxeles en el plano vertical, generalmente los fabricantes de cámaras utilizan el IFOV por sus siglas en inglés: instantaneous field of view, que significa campo instantáneo de imagen, como una medida para indicar que tan bueno es un sistema desde este punto de vista.

Una cámara con mayor resolución permitirá detectar objetos más pequeños y con mejor precisión.

La mayoría de cámaras infrarrojas para la toma de video están acondicionadas con salidas análogas y digitales. El formato del video sirve para observar el tiempo real del objeto probado.

El formato de la salida digital es necesario cuando las imágenes se procesan por adelantado y esto se debe de realizar en las imágenes térmicas para evitar una degradación en el múltiplo de la señal que se causa por las conversiones digitales - análogo y análogo – digital.

#### **2.5.1.4. El video monitor**

El video monitor ayuda a la cámara con el ajuste de la posición relativa del centro de la imagen, y provee el tiempo real en la imagen térmica. Esto también es necesario para el ajuste manual de la cámara en el sistema óptico del foco, básicamente para el ingreso del valor de la distancia.

Para la localización del componente anormal durante la inspección con una cámara infrarroja manual, es importante guardar parte de lo presenciado de imágenes térmicas en tiempo real.

La imagen térmica convierte la señal infrarroja enfocada a una salida del formato del video para el enfoque del área observada. Con la vista puesta sobre el monitor del video, un operador puede escoger una parte que le es sospechosa de una gran variedad de objetos que esta encontrando y la puede grabar en la memoria del equipo.

#### **2.5.1.5. Grabaciones de voz**

Si bien las estaciones modernas de una prueba de termografía están orientadas al procesamiento de la señal térmica en la forma digital, la grabación análoga de la señal en un formato de video sirve más adelante para el análisis y es útil ahora. El registrar grabaciones de voz es usado en su mayor parte para la vigilancia, cuando está obligado a registrar centenares de imágenes en localizaciones diferentes antes de ser tratadas.

Después de finalizar la rutina de adquisición, las imágenes registradas pueden ser observadas en un monitor de video en modos diferentes, de los cuales los aspectos importantes son: el sonido pregrabado, la pausa, la velocidad lenta o la velocidad rápida.

Con un aparato de vídeo barato, las señales deben estar registradas con cautela porque el formato de video y el equipo limita el rango de imágenes térmicas adecuadas para registrar. El rango dinámico limitado del registro de

video es de un valor típico de 40 dB, lo que hace una grabación correcta irrealizable de alta resolución de la señal térmica. Las grabaciones cuando se realiza una prueba en una instalación son muy importantes debido a que en el transcurso de la prueba se pueden grabar algunos comentarios importantes que servirán más adelante en la realización del informe.

#### **2.5.1.6. Procesador de unidad**

Reemplazando equipo del video análogo, la computadora es la herramienta dominante para el procesamiento digital de imágenes térmicas. La mayoría de cámaras infrarrojas proveen una salida digital para computadora y puertos periféricos, para el despliegue de imagen, y el procesamiento. El formato digital de termografía es muy conveniente para la imagen en curso.

El procesamiento térmico de una imagen provee una base sólida para el análisis de termografía, interpretación y medida. En las primeras computadoras personales entre los años de 1980 a 1990 estuvieron acostumbradas a controlar el proceso de colección de datos. El procesar gran cantidad de datos se fue ejecutando en computadoras más poderosas.

Al final los datos pueden ser transferidos en la memoria de acceso de la computadora o pueden estar almacenados en la unidad de disco duro.

#### **2.5.1.7. Precisión del equipo de medición**

En este tiempo la precisión de cualquier instrumento de medición es importante para nuestra sociedad. Fundamentalmente cuando sabemos que

detrás de esta medición, se relaciona un costo agregado que, por lo regular tiene como consecuencia un desembolso monetario.

Para tener una medición de buena calidad es necesario, antes de realizar una prueba de medición, conocer la precisión que tiene el instrumento de medición, con el fin de garantizarnos que la medición efectuada en el sitio sea confiable y que los valores registrados por el instrumento sean aceptables. Para los equipos de termografía infrarroja, es importante que el error en la lectura de la temperatura se ajuste a la escala o al rango de la medición, por ejemplo existen equipos que miden con un error de  $\pm 2$  °C y los equipos se ajustan a una escala de medición.

Otro aspecto importante es el periodo de calibración del instrumento, que se conoce como el número de veces que se emplea para comparar nuestro equipo de medición con un patrón de referencia estándar normalizado. Este tipo de pruebas se hacen de acuerdo a una normativa ya establecida y el objetivo principal de la misma es la certificación del equipo de medición. La calibración muchas veces la estipula el fabricante, por lo regular se efectúa periódicamente cada año.

### **2.5.2. Mediciones adicionales de Termografía**

Para efectuar el cálculo y despliegue de las temperaturas a través de una cámara de medición infrarroja, con imágenes emitidas por radiación infrarroja frente a un objeto, es requerida la función del factor de la radiación y de la temperatura de la superficie del objeto.



Sin embargo, la medición de la radiación por la cámara no sólo depende de la temperatura del objeto, también es una función de la emisividad. La radiación se origina de las afueras y se refleja en el objeto. La radiación del objeto y la radiación reflejada serán influenciada por la absorción de la atmósfera. El hecho que la radiación es una función de temperatura de la superficie del objeto, hace posible que la cámara pueda calcular y exhibir esta temperatura.

Para tener una medición exacta de temperatura, es necesario compensar los efectos de un número de factores ambientales, que son diferentes de la radiación, los parámetros adicionales que se deben de introducir a la cámara son:

- Emisividad del material del objeto a analizar
- Temperatura reflejada
- Distancia entre el objeto y la cámara
- Humedad relativa

Estos parámetros son calculados y medidos con equipos para cada uno, es importante que la persona que realice las pruebas sea una persona certificada.

### **2.5.2.1. Emisividad del material**

El parámetro más importante a colocar correctamente al hacer tomas termográficas es la emisividad, que en concreto, es una medida de la radiación que emite el objeto, que se compara para ello con un cuerpo negro perfecto.

La emisividad de los materiales se clasifican en un rango que varían de 0.1 a 0.95. Una superficie altamente pulida por ejemplo el espejo cae debajo de 0.1,

mientras una superficie oxidada o pintada tiene una emisividad mucho más alta. La pintura basada en aceites, independientemente del color en el espectro visible, tiene una emisividad por encima de 0.9 en lo infrarrojo. La piel humana exhibe una emisividad cerca de 1, en el apéndice 1 se encuentra una tabla de emisividad para distintos materiales.

Los metales no oxidados representan un caso extremo de opacidad casi perfecta y poder de reflexión espectral alto, lo cual no difiere grandemente con la longitud de onda. Consecuentemente, la emisividad de metales es baja y aumenta con la temperatura. Para pocos metales, la emisividad tiene una tendencia a ser alta, y decrece con temperatura.

En conclusión la emisividad es un parámetro muy importante al momento de efectuar las tomas termográficas, y debe de ajustarse adecuadamente en el instrumento de prueba para no tener errores en la medición de los valores de temperatura que proporcionara el instrumento.

#### **2.5.2.2. Temperatura reflejada**

Este parámetro se usa para compensar la radiación reflejada en el objeto y la radiación emitida de la atmósfera entre la cámara y el objeto.

Si la emisividad es baja, la distancia debe ser larga y la temperatura del objeto relativamente cerca de la temperatura del ambiente a lo que será importante compensar correctamente la temperatura ambiental.

### **2.5.2.3. Distancia entre el objeto y la cámara**

La distancia es la separación entre el objeto y el lente frontal de la cámara. Este parámetro se usa para compensar el factor de la radiación que está siendo absorbida entre el objeto y la cámara, y el factor de transmisión que disminuye con la distancia.

### **2.5.2.4. Humedad relativa**

La cámara también puede compensar el factor de humedad relativa, este factor depende de la humedad relativa de la atmósfera. Al hacer esto se fija la humedad relativa para el valor correcto. Cuando se tiene el caso de cortas distancias entre el objeto y la cámara con humedad normal, la humedad relativa normalmente puede ser dejada en un valor predeterminado de 50%.



## **3. EQUIPOS DE UNA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN**

### **3.1. Descripción de los equipos utilizados en una subestación de distribución**

En este capítulo vamos a describir los equipos que forman una subestación de distribución, en donde existe la probabilidad de falla. A continuación se describen los equipos utilizados en una subestación de distribución:

- Barras colectoras
- Cuchillas seccionadoras
- Puntos de conectividad
- Interruptor de potencia
- Transformador de potencia
- Reconectador
- Reguladores de voltaje

#### **3.1.1 Barras colectoras**

Se llaman barras colectoras al conjunto de conductores eléctricos que se utilizan como conexión común de los diferentes circuitos que se forman en una subestación. Los circuitos que se conectan o derivan de las barras colectoras puede ser generadores de energía, líneas de transmisión, banco de

transformadores, banco de tierras, etc.

La diversidad de juegos de barras colectoras que se agrupan en una subestación puede tener uno o varios circuitos en distintos niveles de voltaje, dependiendo del diseño de la subestación. Una barra colectora se forma de tres elementos principales que son: los conductores eléctricos, Aisladores, y conectores y herrajes.

Los conductores eléctricos en la barra colectora son los encargados de llevar la energía eléctrica de la subestación de cada dispositivo. Los conductores que se utilizan en la barra colectora de una subestación pueden ser cables, tubos, o soleras.

Los aisladores son elementos que contribuyen en dos funciones importantes en la barra de una subestación. Una de ellas es, que sirven como elemento aislante eléctrico, y también de soporte mecánico del conductor.

Los conectores y herrajes son los elementos que sirven para unir los diferentes tramos de conductores y para sujetar el conductor al aislador.

Para nuestro estudio de campo la barra colectora en una subestación es un elemento muy importante debido a que en ella se transporta la energía eléctrica de un dispositivo a otro dentro de la subestación. En la figura 8 se observa un sistema de barras colectoras en subestación de distribución.

**Figura 8.** Barras colectoras en una subestación de distribución



### **3.1.2. Cuchillas seccionadoras**

Las cuchillas seccionadoras dentro de una subestación electrica son dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación, para efectuar maniobras de operación o para brindar mantenimiento.

Estos dispositivos pueden abrir circuitos bajo la tensión nominal pero nunca cuando este fluyendo corriente a través de ellas.

Las cuchillas están formadas por una base metálica de lamina galvanizada, con un conector para puesta a tierra, dos a tres columnas de aisladores que fijan el nivel básico de impulso, y en la parte superior o encima de estos elementos la cuchilla. La cuchilla esta formada por la parte móvil y la parte fija, la parte fija es una mordaza que recibe y presiona la parte móvil. En la figura 9 se muestra una cuchilla seccionadora.

**Figura 9.** Cuchilla seccionadora



### **3.2.2. Puntos de conectividad**

Son todos aquellos elementos que nos sirven para unir conductores de un punto a otro, fijarlos a los aisladores y absorber los esfuerzos mecánicos aplicados. Los puntos de conectividad en una subestación los encontramos en



las barras colectoras y en las puesta a tierra, el accesorio más utilizados para esta función son los conectores.

Los conectores sirven para unir los diferentes tramos de tubos que forman una barra y las derivaciones de los equipos, estos pueden ser de diversos tipos y además pueden ser soldados, atornillados o de compresión. En la siguiente figura se observa unos puntos de conectividad en una barra colectora.

**Figura 10.** Puntos de conectividad en una barra colectora



### **3.2.3. Interruptor de potencia**

El interruptor es un dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales, así como en condiciones de corto circuito. Sirve para insertar o retirar cualquier

circuito energizado como máquinas, aparatos líneas aéreas o cables.

El interruptor junto con el transformador, es el dispositivo más importante de una subestación. Su comportamiento determina el nivel de confiabilidad que se puede obtener en un sistema eléctrico de potencia. En la figura 11 se observa un interruptor de potencia.

**Figura 11.** Interruptor de potencia.



### **3.2.4. Transformador de potencia**

Un transformador es una máquina electromagnética, cuya función principal es cambiar la magnitud de las tensiones eléctricas, es un dispositivo en el cual dos o más circuitos eléctricos están acoplados a través de un flujo magnético común variable con el tiempo.

Los transformadores son máquinas estáticas que tienen la misión de transmitir mediante el campo electromagnético alterno, la energía eléctrica de un sistema con determinada tensión a otro sistema con tensión deseada. La bobina que recibe energía de la fuente de origen se conoce con el nombre de primario del transformador y la bobina que entrega energía se conoce como el secundario del transformador.

Un transformador de potencia se divide en tres partes principales que se conocen como parte activa, parte pasiva y accesorios.

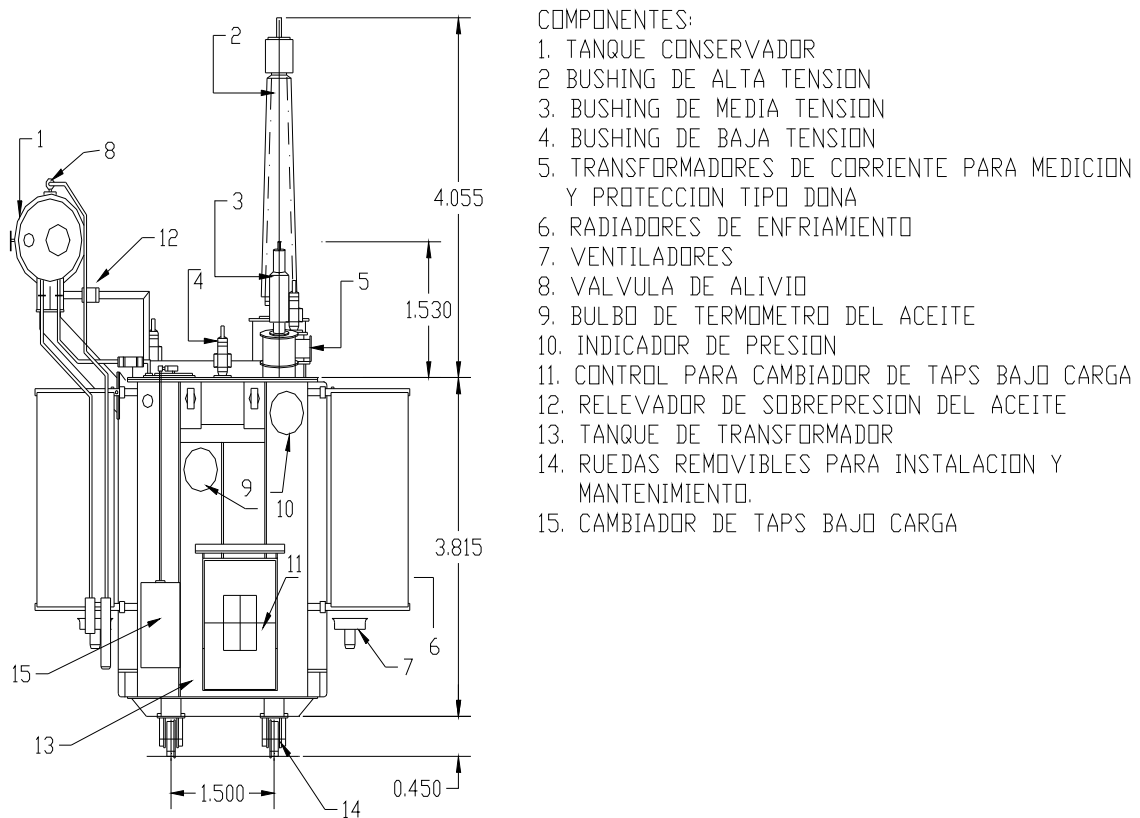
La parte activa es formada por un conjunto de elementos separados del tanque principal y que agrupa a los elementos del núcleo y las bobinas. El núcleo se constituye de un circuito magnético fabricado con laminas de acero al silicio, y el espesor de estas laminas alrededor de 0.28 mm de espesor. Las bobinas constituyen el circuito eléctrico, se fabrican de alambre, solera de cobre o de aluminio, forrados con un material aislante.

La parte pasiva consiste en el tanque donde se aloja la parte activa sumergida en aceite. El tanque debe ser hermético soportando el vacío absoluto sin presentar deformación permanente. Además de ser hermético el tanque debe proteger eléctrica y mecánicamente al transformador, soportar los

enfriadores, bombas de aceite, ventiladores y accesorios especiales.

Los accesorios de un transformador son un conjunto de partes y dispositivos que auxilian en la operación y facilitan las labores de mantenimiento. La figura 12 muestra los accesorios de un transformador.

**Figura 12.** Accesorios de un transformador de potencia.



TRANSFORMADOR 230 kV - Y / 69 kV - Y / 13.8 kV - Delta

### 3.1.6. Reconectador

Un reconectador es un interruptor con recierre automático que tiene como fin mejorar la continuidad de servicio de la instalación cuando se produce una falla en la red.

Este interruptor tiene la capacidad de accionar cuando es sometido a diferentes fallas de red producidas por fallas transitorias, semipermanentes, y permanentes; teniendo la capacidad de restaurar automáticamente el servicio una vez que ha cesado la falla para los casos de fallas transitorias y semipermanentes. Cuando se trata de una falla permanente el servicio puede restaurarse después de una reparación en la zona dañada. En la figura 13 se observa un reconectador.

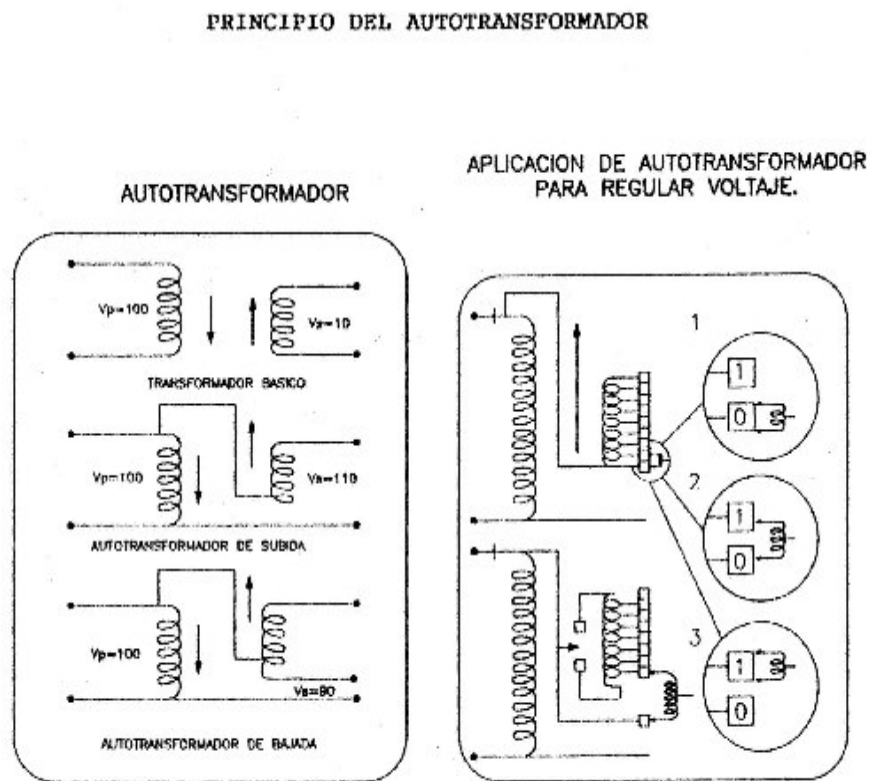
**Figura 13.** Reconectador



### 3.1.7. Reguladores de voltaje

Un regulador de voltaje es un equipo que se utiliza con la finalidad de entregar a la salida del circuito, llamado comúnmente como carga, un voltaje aproximadamente constante, compensando las variaciones de voltaje que se tenga de la fuente de origen. La base de su funcionamiento es la de un autotransformador equipado con varias posiciones llamadas taps, y un mando electrónico. En la figura 14 se observa la comparación de un autotransformador y un regulador de voltaje.

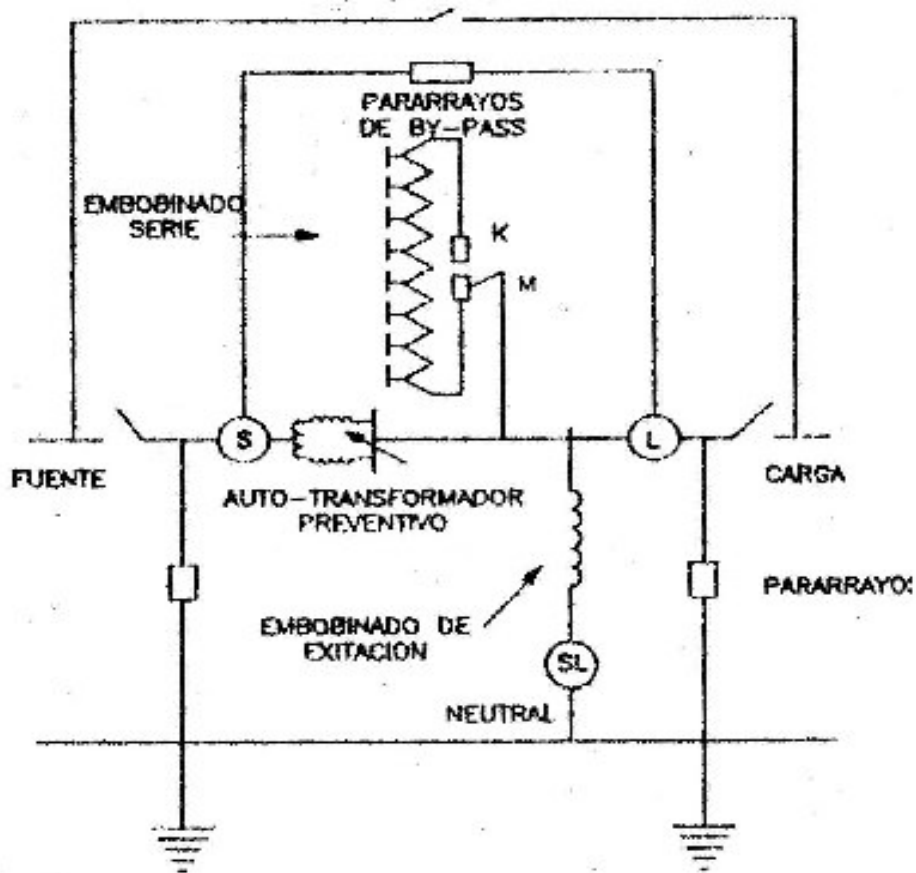
**Figura 14.** Comparación de un autotransformador y un regulador de voltaje



El regulador de voltaje en condiciones normales opera bajo carga teniendo la capacidad de elevar o disminuir el voltaje de la fuente de origen en un 10% del voltaje nominal. Es accionado por un motor que permite trabajar por etapas de 16 pasos de  $5/8$  % del voltaje nominal en cada una.

La figura 15 nos muestra el circuito equivalente del Regulador de voltaje.

**Figura 15.** Circuito equivalente del Regulador de voltaje



### **3.2. Fallas detectadas por termografía**

Las fallas en los equipos que se han descrito, que son detectadas por medio de la técnica de termografía, se centralizan en los puntos de conexión de estos equipos con el cable.

De esta forma podemos mencionar que una falla en el transformador de potencia, puede iniciarse por un contacto flojo ó en mal estado, lo que hace que el bushing se caliente, dependiendo de la potencia que lleve al momento de la falla y puede provocar daños mayores.

De igual manera el tener un contacto en malas condiciones en una barra, puede representar un peligro alto. Esto debido a que si el cable que presenta flojedad, se llega a desprender, el mismo puede entrar en contacto con la estructura o con equipos montados en la misma, lo que provoca aparte de una interrupción no desea, el daño de la infraestructura (estructura, herrajes, barras aledañas, etc), también el daño de equipos (cuchillas, reconectores, seccionadores, transformadores de corriente, etc).

Con la termografía, lo que hacemos es detectar estos puntos flojos, para poder corregirlos. La flojedad se puede dar debido a varias causas. Entre las mismas se pueden mencionar las siguientes:

- Vibración de los cables.
- Conectores dañados
- Cable mal cortado
- Conectores con mucha suciedad



- Mala utilización de conectores (corrosión galvánica)
- Conectores mal especificados
- Ambientes muy contaminados (debido a procesos de producción muy contaminantes)
- Ambientes climáticos muy severos



## **4. PRUEBAS Y RESULTADOS**

### **4.1. Introducción**

En este capítulo se presentan los resultados de pruebas efectuadas a los elementos de una subestación de distribución descritos en el capítulo anterior, aplicando la técnica de rayos infrarrojos.

Las pruebas se realizaron en operación continua de la subestación el equipo utilizado es una cámara de rayos infrarrojos marca termacam<sup>TM</sup> P60, como se describió en la parte final del capítulo III.

Se analizó al elemento en la parte superficial con el fin de encontrar desperfecto en el mismo y se indicará como proceder a su corrección.

### **4.2. Prueba de campo**

La prueba de campo consiste en analizar a través de la técnica de rayos infrarrojos cada elemento de la subestación donde pueda existir la posibilidad de una falla, teniendo como consecuencia una interrupción no deseada. Este método se compara con un escáner y se utiliza para encontrar puntos calientes en la subestación como herramienta del mantenimiento predictivo.

Comenzaremos con el análisis de la termografía de cada elemento, en el anexo I se muestra una tabla de emisividad de cada material, este parámetro es muy importante para realizar las pruebas con termografía infrarroja.

### **3.1.1. Barras colectoras**

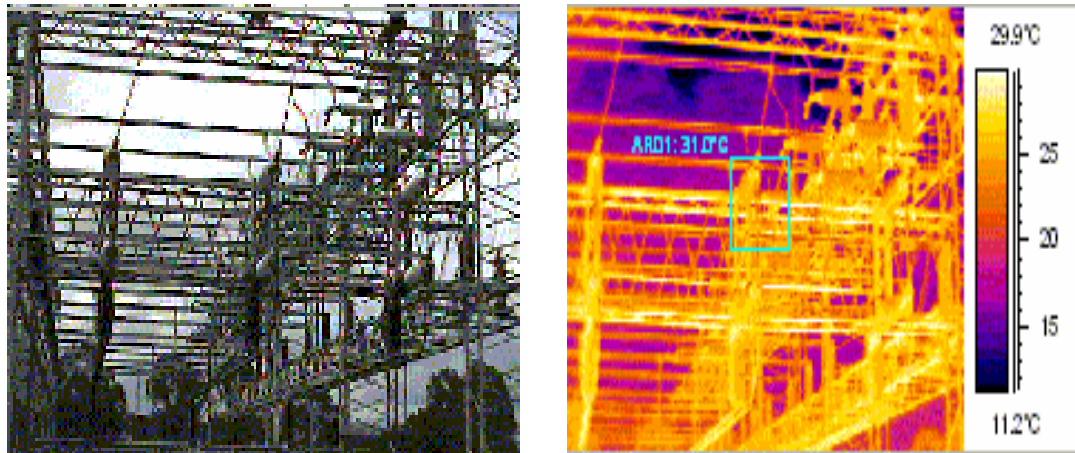
En la figura 16 se observa el estado en que se encuentra las barras colectoras de una subestación de maniobra o seccionadora de circuito de 69 kV. en operación.

Esta termografía fue tomada a una temperatura ambiente de 25.3 °C, a una distancia de 12 metros, y una emisividad de 0.85. Se utilizo una emisividad de 0.85 debido a que el tipo de material es aluminio altamente expuesto a la intemperie.

El conector que se usa en las barras es del tipo ACF cable a paleta, según catalogo de materiales anderson.

Como se puede observar en la figura, las barras colectoras no presentan daño.

**Figura 16.** Termografía infrarroja tomada en barras colectoras de una subestación de maniobra o seccionadora



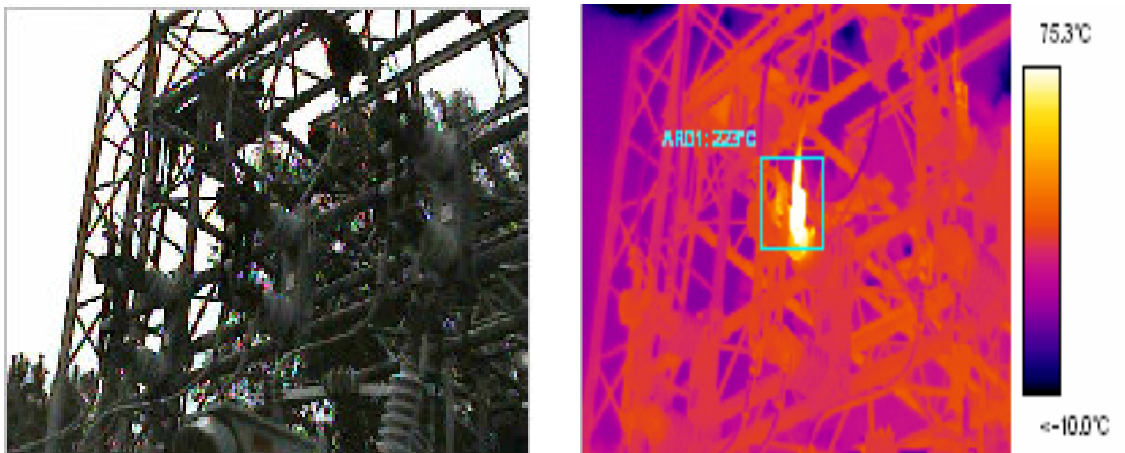
#### **4.1.2.Cuchilla seccionadora**

En la figura 17 se observa el estado de las cuchillas seccionadoras tipo vertical. Esta prueba se efectuó a una temperatura ambiente de 26.1 °C, a una distancia de 5 metros, y una emisividad de 0.85. Se utilizó una emisividad de 0.85 debido a que el tipo de material es aluminio altamente expuesto a la intemperie.

Al igual que las barras el conector que se usa en las chucillas seccionadoras es del tipo ACF cable a paleta, según catalogo de materiales anderson.

La termografía muestra una falla en la cuchilla seccionadora de la fase del centro como se puede observar en la figura.

**Figura 17.** Termografía infrarroja en cuchilla seccionadora tipo vertical



De acuerdo a la termografía de la cuchilla seccionadora, esta presenta una diferencia de temperatura de 213 °C respecto a la temperatura ambiente, y requiere de una acción inmediata de corrección.

En el punto de análisis de resultados descritos en el numeral 4.3 de este capítulo, se evalúan los resultados y se proporciona las acciones a tomar para cada uno de los elementos examinados.

#### **4.2.2. Puntos de conectividad**

En la figura 18 se observa el estado de un conector que alimenta a un reconector.

Esta prueba se efectuó a una temperatura ambiente de 26.1 °C, a una distancia de 5 metros, y una emisividad de 0.85. Se utilizó una emisividad de 0.85 debido a que el tipo de material es aluminio altamente expuesto a la intemperie.

El conector que se usa en los puntos de conectividad son muy variados. Para este caso el conector es del tipo TLC cable a paleta, según catalogo de materiales anderson.

La termografía muestra una falla en el conector como se puede observar en la figura.

**Figura 18.** Termografía infrarroja en puntos de conectividad de un reconector



De acuerdo a la termografía el conector presenta una diferencia de temperatura de 580 °C respecto a la temperatura ambiente, y requiere de una acción inmediata de corrección.

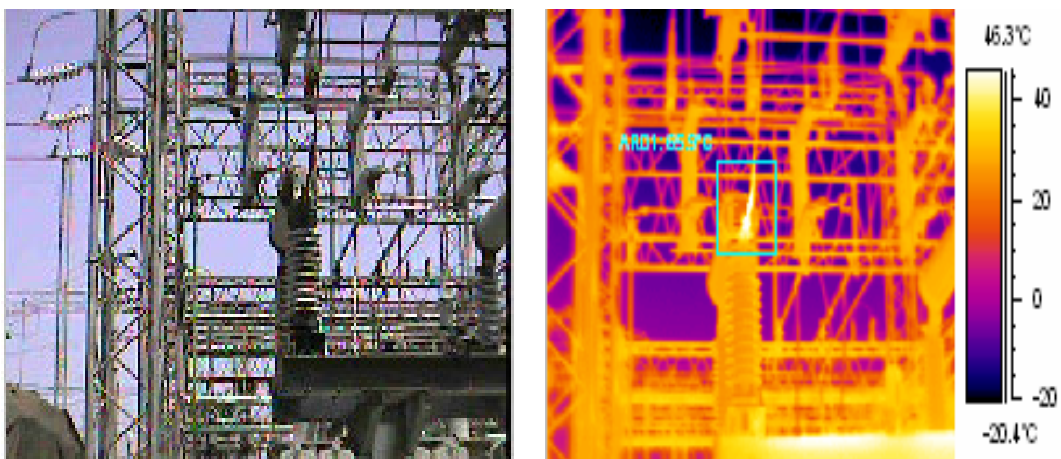
En el punto de análisis de resultados descritos en el numeral 4.3 de este capítulo, se evalúan los resultados y se proporciona las acciones a tomar para cada uno de los elementos examinados.

### 4.2.3. Interruptor de potencia

En la figura 19 se observa el estado de la entrada del interruptor de potencia SF6. Esta prueba se efectuó a una temperatura ambiente de 27.0 °C, a una distancia de 5 metros, y una emisividad de 0.85. Se utilizó una emisividad de 0.85 debido a que el tipo de material es aluminio altamente expuesto a la intemperie.

El conector que se usa en el interruptor de potencia es del tipo ATTC cable a paleta, según catálogo de materiales anderson. La termografía muestra una diferencia de temperatura de 65.9 °C con respecto a la temperatura ambiente.

**Figura 19.** Termografía de un interruptor de potencia.



### 4.2.4. Transformador de potencia

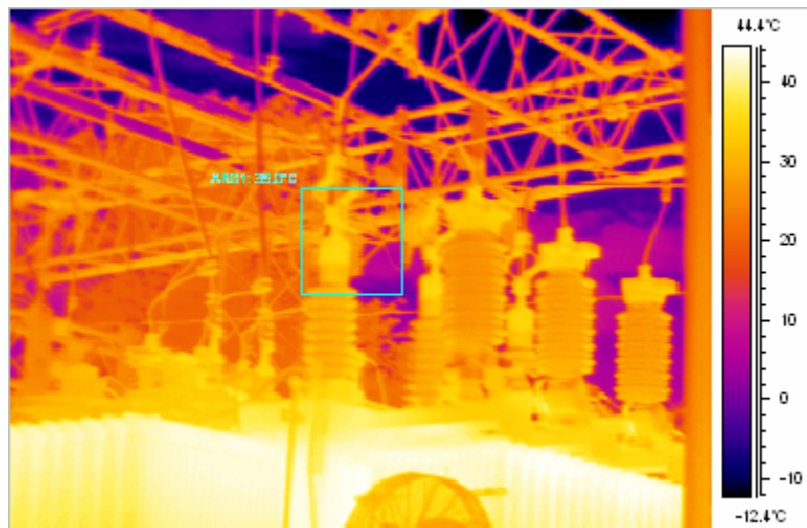
En la figura 20 se observa el estado de las terminales y conectores del transformador de potencia de una subestación de transformación.



Esta prueba se efectuó a una temperatura ambiente de 27.5 °C, a una distancia de 5 metros, y una emisividad de 0.85. Se utilizó una emisividad de 0.85 debido a que el tipo de material es aluminio altamente expuesto a la intemperie. La termografía no muestra ningún daño en el transformador.

El conector que se usa en las terminales del transformador de potencia es del tipo ATTC rosca a paleta, según catálogo de materiales anderson.

**Figura 20.** Termografía infrarroja de un transformador de potencia.



#### **4.1.6. Reconector**

En la figura 21 se observa el estado de un reconector. Esta prueba se efectuó a una temperatura ambiente de 23.5 °C, a una distancia de 5 metros, y una emisividad de 0.85. Se utilizó una emisividad de 0.85 debido a que el tipo de material es aluminio altamente expuesto a la intemperie.

El conector que se usa en reconector es del tipo TLS cable a paleta, según catalogo de materiales anderson.

La termografía muestra una falla en la fase del centro del reconector como se puede observar en la figura.

**Figura 21.** Termografía infrarroja de un reconector



De acuerdo a la termografía el reconector en el bushing de la fase del centro presenta una diferencia de temperatura 91.5 °C respecto a la temperatura ambiente, y requiere de una corrección.

### **3.2.7. Reguladores de voltaje**

En la figura 22 se observa el estado de un regulador de voltaje. Esta prueba se efectuó a una temperatura ambiente de 23.3 °C, a una distancia de 7 metros, y una emisividad de 0.85. Se utilizó una emisividad de 0.85 debido a que el tipo de material es aluminio altamente expuesto a la intemperie.

El conector que se usa en los reguladores de voltaje es del tipo ABRU cable a cable, según catalogo de materiales honac.

La termografía muestra una falla en el bushing de la salida del regulador como se puede observar en la figura.

**Figura 22.** Termografía infrarroja de un regulador de voltaje.



De acuerdo a la termografía el bushing de la salida del regulador de voltaje presenta una diferencia de temperatura de 58.8 °C, y requiere de una corrección.

### **3.2. Análisis de las pruebas efectuadas**

En el anexo 1 encontramos una tabla que nos indica los pasos a seguir luego que se ha detectado algún problema con la termografía de rayos infrarrojos efectuado a cada elemento de la subestación.

Es importante mencionar que para el análisis de la termografía se toma en cuenta el gradiente de temperatura es decir la diferencia de temperatura que se tiene con respecto a la tomada en la superficie del elemento comparada con la temperatura de referencia de la siguiente forma:

$$\Delta IR = IR_{max} - IR_{min}$$

Donde:

$\Delta IR$ : Gradiente o diferencia de temperatura del haz infrarrojo

$IR_{max}$ : Temperatura de aro infrarrojo máximo

$IR_{min}$ : Temperatura de aro infrarrojo mínima

En la tabla 1 se recopilan los datos que se obtuvieron al efectuar la prueba de cada elemento de la subestación por medio de la termografía infrarroja.

**Tabla I.** Resultados obtenidos en los elementos de la subestación

Figura No.	Elemento de la subestación	Gradiente de temperatura [C]	Falla encontrada	Recomendaciones
16	Barras colectoras	15.1	Ninguna	Ninguna
17	Cuchilla seccionadora tipo vertical	213	Calentamiento en paleta de entrada	Reparación urgente
18	Conector puente entrada de reconectador	580	Calentamiento en conector	Cambio urgente
19	Interruptor de potencia bushing	80	Calentamiento en paleta fase C	Apretar
20	Transformador de potencia	37	Ninguna	Ninguna
21	Reconectador	90.9	Calentamiento en conector fase del centro	Cambio urgente
22	Regulador de voltaje	38.1	Conector flojo bushing de la fuente fase C	Apretar

La tabla I nos proporciona el programa de trabajo que hay que efectuar y las acciones a seguir en las reparaciones. Esto podría ser desde simplemente apretar los tornillos, como lo indica la figura No 19, hasta sustituir el conector o cable que alimenta, tal como se presenta en los casos de las figuras 17 y 18.

De acuerdo a la configuración y tipo de maniobra que brinde cada subestación existe la posibilidad de trasladar la carga de un circuito donde se presente la falla detectada por termografía infrarroja, a otro circuito, dejando el elemento dañado libre para poder ser reparado, sin desenergizar toda la subestación, evitando con ello una interrupción.

En la siguiente tabla se describe el tiempo prudente para hacer dichas reparaciones y la necesidad de sacar la subestación de servicio.

**Tabla II.** Tiempo y recomendaciones en la reparación de los elementos de la subestación

Figura No.	Elemento de la subestación	Falla detectada	Tiempo aproximado de reparación	Maniobras a realizar	Recomendaciones
16	Barras colectoras	Ninguna	3 horas	Sacar la subestación	Se debe buscar un día de baja carga, normalmente fin de semana
17	Cuchilla seccionadora tipo vertical	Calentamiento en paleta de entrada	1.5 horas	Sacar la subestación	Se debe buscar un día de baja carga, normalmente fin de semana
18	Conector puente entrada de reconector	Calentamiento en conector	1 hora	Trasladar carga al circuito contiguo	Dependiendo de la carga, se puede hacer el mismo día
19	Interruptor de potencia bushing	Calentamiento en paleta fase C	1 hora	Colocar By pass del Interruptor	Se puede hacer inmediatamente
20	Transformador de potencia	Ninguna	2 horas	Sacar la subestación	Se debe buscar un día de baja carga, normalmente fin de semana
21	Reconector	Calentamiento en conector fase del centro	2 horas	Trasladar carga al circuito contiguo	Dependiendo de la carga, se puede hacer el mismo día
22	Regulador de voltaje	Conector flojo bushing de la fuente fase C	1 hora	Colocar By pass del regulador	Se puede hacer inmediatamente

Es importante resaltar en este punto, que las pruebas de campo efectuadas en cada elemento de la subestación, confirman la teoría del último apartado del capítulo III, debido a que se encontró flojedad y los problemas que fueron descritos.

En los puntos donde se obtuvo gradientes de temperatura muy altos, se encontraron que los conectores, tuercas y pernos estaban completamente fundidos, debido a la alta temperatura que presentaban. Este es el caso del punto de conectividad descrito en el apartado 4.2.3 de la figura 18. Para este caso hubo necesidad de solicitar una apertura y transferencia de carga del circuito de la subestación de forma inmediata, para proceder con la reparación

de la falla encontrada.

Este problema se corrigió con la sustitución total del conector, la colocación de un nuevo cable en esa fase, y cambio del reconectador.

Es importante mencionar también, que en la falla encontrada en la cuchilla seccionadora tipo vertical del apartado 4.2.2 de la figura 17, se encontró que el material de la cuchilla era de cobre y el conector era de aluminio, esto provocó una corrosión galvánica. La corrección de este problema se realizó de forma inmediata por lo que se solicitó una interrupción para desenergizar la subestación.

Para evitar la corrosión galvánica en ese punto, cuando se montó esta pieza se colocó una plancha de plomo entre las dos superficies. Sin embargo por ser una instalación vieja y expuesta a condiciones climáticas variables (lluvia, sol, viento, etc), el plomo poco a poco se fue desgastando, llegando a provocar el calentamiento que se detectó. En la reparación, ya se utilizó un conector universal, para poder evitar estos problemas.

Como ejemplo de la reparación que se efectuó al conector del reconectador en la figura 21, la falla encontrada en el elemento se muestra en la fotografía de la figura 23. Para este caso hubo necesidad de cambiar el conector y el conductor, debido al estado en que se encontró.

**Figura 23.** Falla detectada en el conector de un reconectador



Para concluir el análisis de los puntos calientes que se tomaron de muestra para esta sección, en la tabla III se hace un breve resumen de lo que se encontró en cada punto medido.

**Tabla III.** Solución a fallas encontradas en diferentes elementos de la subestación

Figura Ilo	Elemento de la subestación	Gradiente de temperatura en °C	Falla encontrada	Solución
16	Barras colectoras	15.1	Ninguna	Gradiente de temperatura aceptable
17	Cuchilla seccionadora tipo vertical	213	Extremo calentamiento en paleta de entrada	Se cambió el conector, ya que presentaba sus dos tuercas fundidas. Adicionalmente se encontró plomo entre el conector y la cuchilla, el cual estaba completamente derretido
18	Conector puente entrada de reconectador	580	Extremo calentamiento en conector del puente del reconectador hacia el Ct	El perno y la tuerca del conector, estaban completamente fundidos, se reemplazó por uno en buen estado
19	Interruptor de potencia bushing	80	Calentamiento en paleta fase C	Se encontraron las tuercas un flojas, se reapretaron para evitar el calentamiento
20	Transformador de potencia	37	Ninguna	Gradiente de temperatura aceptable
21	Reconectador	90.9	Calentamiento en conector fase centro	Se encontró dañado el perno del reconectador, por lo cual se cambió por uno en buen estado.
22	Regulador de voltaje	38.1	Conector flojo en bushing de la fuente fase C	Se encontró un poco floja la tuerca de este conector, se apretó y se cambiaron las washas de presión



#### **4.4. Estudio estadístico de las pruebas efectuadas**

Para el estudio estadístico se realizó un muestreo en varias subestaciones de distribución. El parámetro a medir en los equipos que conforman la subestación fue la temperatura por medio de termografía infrarroja.

Los datos obtenidos servirán como herramienta, para plantear un plan de trabajo de mantenimiento basándose en objetivos de mejoramiento por fallas que se puedan predecir por medio de termografía infrarroja, relacionadas con la temperatura que es medida.

En la siguiente tabla se recopilan los datos de los equipos censados los valores de temperatura registrados con condiciones de carga normales.

**Tabla IV.** Muestreo en equipos de una subestación de distribución

No	Equipo	Valor en °C
1	Conectores	36
2	Cuchilla seccionador	36
3	Cuchilla seccionador	36
4	Cuchilla seccionador	38
5	Regulador	38
6	Barras	39
7	Barras	40
8	Recloser	40
9	Regulador	40
10	Regulador	40
11	Cuchilla seccionador	42
12	Conectores	45
13	Cuchilla seccionador	45
14	Recloser	45
15	Recloser	45
16	Regulador	45
17	Regulador	45
18	Barras	46
19	Recloser	46
20	Regulador	47
21	Conectores	48
22	Cuchilla seccionador	48
23	Recloser	48
24	Conectores	52
25	Barras	54
26	Conectores	54
27	Barras	56
28	Barras	61
29	Conectores	64
30	Barras	65
31	Conectores	65
32	Recloser	65
33	Cuchilla seccionador	78
34	Recloser	84
35	Cuchilla seccionador	86
36	Recloser	89
37	Cuchilla seccionador	95
38	Conectores	96

De la muestra se definieron 5 clases con un rango de intervalo de 12 en clase de temperatura. La tabla V nos proporciona los datos de frecuencia obtenidos.

**Tabla V.** Distribución de frecuencia de Temperatura en equipos de 13.8 kV

<b>Clase</b>	<b>Rango de temperatura en °C</b>	<b>Frecuencia</b>	<b>Punto medio de rango [fi]</b>	<b>Frecuencia absoluta [fabs]</b>	<b>Frecuencia acumulada [facum]</b>
A	30-42	11	36.00	28.95%	28.95%
B	43-55	15	49.00	39.47%	68.42%
C	56-68	6	62.00	15.79%	84.21%
D	69-81	1	75.00	2.63%	86.84%
E	82-94	3	88.00	7.89%	94.74%
F	95-107	2	101.00	5.26%	100.00%
<b>Total</b>	38				

Como se observa en la tabla V la clase B es la de mayor eventualidad teniendo una frecuencia de 15. En la figura 24 se presenta de forma gráfica mediante un histograma de Pearson, la distribución de frecuencia de las temperaturas medidas.

Al observar el histograma, podemos concluir, que el rango de operación normal para los equipos censados, puede llegar a tener una temperatura de hasta 55°C. A partir de esta temperatura, se ve de acuerdo a la gráfica, que los datos disminuyen. Esto lo podemos asociar a condiciones de operación de temperatura fuera del rango que estimamos normal.

De esta forma podemos inferir que para temperaturas de rango entre 56 y 68°C, presenta ya un calentamiento, el cual debe monitorearse y corregirse en un largo plazo, no mayor de 6 meses.

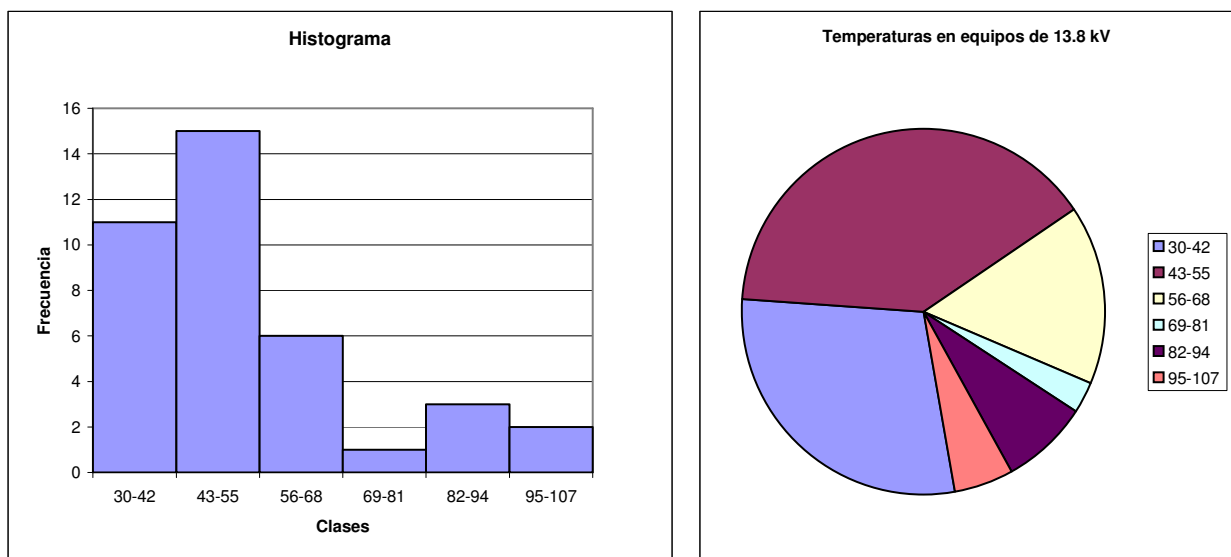
Para el rango de temperatura entre 69 y 81°C, debe monitorearse y corregirse en un mediano plazo, no mayor de 3 meses.

Para el rango de temperatura entre 82 y 94°C, debe monitorearse y corregirse en un plazo corto, no mayor de 1 semana.

Para el rango de temperatura entre 95 y mayor, debe corregirse inmediatamente, es decir en horas.

Los rangos definidos anteriormente nos sirven como base fundamental para evitar interrupciones no deseadas, del servicio de energía.

**Figura 24.** Histograma de pearson



Con estas estadísticas, podemos definir una metodología para el monitoreo de las instalaciones en forma periódica. Lo cual puede resumirse en hacer un muestreo por lo menos cada 6 meses de cada instalación.

## **5. EVALUACIÓN ECONÓMICA**

### **2.1. Tolerancias para las interrupciones de acuerdo a la norma técnica del servicio de distribución de la ley general de electricidad vigente en la republica de Guatemala**

El artículo 78 inciso b, y el artículo 103 de la ley general de electricidad establecen la creación de las normas técnicas del servicio de distribución (NTSD). Donde su objetivo principal es la calidad del servicio y las sanciones por incumplimiento a este factor dentro de la república de Guatemala.

Dentro de las normas técnicas del servicio de distribución (NTSD) y sus aplicaciones existe un aspecto que consideramos en este capítulo, y nos servirá como herramienta para presentar un análisis económico de la técnica de termografía infrarroja aplicada en el mantenimiento predictivo.

### **5.2. Índices de calidad para las interrupciones**

Los índices de calidad son indicadores de referencia para calificar la calidad con que se proveen los servicios de energía eléctrica, tanto en el punto de entrega como en el punto de utilización del servicio.

En lo que respecta a las interrupciones del servicio de energía, en el artículo 55 de las normas técnicas del servicio de distribución (NTSD), los

índices de calidad globales e individuales que evalúan las interrupciones del servicio de energía eléctrica son:

- Frecuencia media de interrupción por kVA (FMIK)
- Tiempo total de interrupción por kVA (TTIK)
- Frecuencia de interrupciones por usuario (FIU)
- Tiempo de interrupción por usuario (TIU)

### **5.2.1. Frecuencia media de interrupción por KVA**

El índice de calidad de servicio global que mide la frecuencia media de interrupción por kVA representa la cantidad de veces que la potencia eléctrica medida por kVA promedio de distribución sufrió una interrupción del servicio.

Este índice de calidad es medido de la siguiente manera:

$$FMIK = \sum_j Q_{kfsj} / Q_{ki}$$

Donde:

$\sum_j$ : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio durante el semestre.

$Q_{kfsj}$  : Cantidad de kVA fuera de servicio en la interrupción j.

$Q_{ki}$  : Cantidad de kVA instalados.

### **5.2.2. Tiempo total de interrupción por KVA**

El índice de calidad de servicio global que mide tiempo total de interrupción por kVA representa el tiempo total en horas, en que cada kVA promedio estuvo fuera de servicio.

Este índice de calidad es medido de la siguiente manera:

$$TTIK = \sum_j Qkfsj * Tfsj / Qki$$

Donde:

$\sum_j$  : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio durante el semestre.

$Qkfsj$  : Cantidad de kVA fuera de servicio en la interrupción j.

$Qki$  : Cantidad de kVA instalados

$Tfsj$  : Tiempo, en horas, que han permanecido fuera de servicio los kVA en la interrupción j.

### **5.2.3. Frecuencia de interrupción por usuario**

Índice de frecuencia de interrupción por usuario es un índice individual que mide la cantidad de veces que el usuario tiene una interrupción. La forma de medirse es de la siguiente manera:

$$FIU = \sum Ij$$

Donde:

$Ij$ : Número de Interrupción j, para cada Usuario

#### **5.2.4. Tiempo de interrupción por usuario**

El índice de tiempo de interrupción por usuario mide el tiempo en horas que perduró la interrupción del servicio de energía por cada usuario. La forma de obtenerse es de la siguiente forma:

$$TIU = \sum Tfsuj$$

Donde:

Tfsuj: es el tiempo, en horas, de la interrupción j, para cada Usuario.

### **5.3. Control para las interrupciones**

Para el análisis de este trabajo de graduación, los indicadores a utilizar como herramienta para el control de las interrupciones, son los índices globales de frecuencia media de interrupción por kVA (FMIK), y el tiempo total de interrupción por kVA (TTIK). En la tabla VI se muestran las tolerancias en los índices indicadores de calidad de l servicio técnico de energía eléctrica.



**Tabla VI.** Tolerancias en los índices indicadores de calidad del servicio de energía eléctrica.

**Índices Globales**

ETAPA DE TRANSICIÓN	FMIK		TTIK	
	URBANO	RURAL	URBANO	RURAL
INTERRUPCIONES ATRIBUIBLES A DISTRIBUCIÓN	3	4	10	15
INTERRUPCIONES ATRIBUIBLES A CAUSAS EXTERNAS A LA DISTRIBUCION	5		20	
A PARTIR DEL INICIO DE LA ETAPA DE REGIMEN (Para Usuarios conectados en Baja Tensión)	FMIK		TTIK	
	URBANO	RURAL	URBANO	RURAL
INTERRUPCIONES ATRIBUIBLES A DISTRIBUCIÓN	2.5	3.5	8	10
INTERRUPCIONES ATRIBUIBLES A CAUSAS EXTERNAS A LA DISTRIBUCION	4		12	

**Fuente:** Normas técnicas del servicio de distribución, pag 18-24

De acuerdo a la tabla anterior es importante observar que existen dos clases de interrupciones una atribuible a la distribución, y la otra con el nombre de atribuibles a causas externas a la distribución.

Para nuestro análisis se consideraran las causas atribuibles a la distribución de energía eléctrica que se tendrá por causas de interrupciones no deseadas descritas en el capítulo III.

#### **2.4. Indemnización por interrupciones.**

La forma de proceder al cálculo de la indemnización por interrupciones, se encuentra regulado en el artículo 58 de las normas técnicas del servicio de distribución, y es aplicable al momento de superar cualquier tolerancia

establecida a partir de la etapa de régimen. Las formulas a aplicar son las siguientes.

#### Índices Globales:

$$\text{INIG} = \text{ENS sistema} * \text{CENS}$$

$$\text{ENS sistema} = \text{D sistema} [ (\text{TTIK} - \text{TTIK límite}) / 8760 ]$$

$$\text{ENS sistema} = \text{D sistema} [ (\text{FMIK} - \text{FMIK límite})(\text{TTIK} / \text{FMIK}) / 8760 ]$$

#### Índices Individuales:

$$\text{INII} = \text{ENS Usuario} * \text{CENS}$$

$$\text{ENS Usuario} = \text{D Usuario} [ (\text{TIU} - \text{TIU límite}) / 8760 ]$$

$$\text{ENS Usuario} = \text{D Usuario} [ (\text{FIU} - \text{FIU límite})(\text{TIU} / \text{FIU}) / 8760 ]$$

En donde:

**INIG:** Indemnización para ser distribuida globalmente, (Q). Cada Usuario recibe una Indemnización proporcional a su consumo semestral de energía eléctrica, con respecto al consumo total semestral de todos los Usuarios del Distribuidor.

**ENS sistema:** Energía no suministrada al sistema, calculada por TTIK y por FMIK, (kWh).

INII: Indemnización para ser distribuida individualmente, (Q). A los Usuarios que se les aplica una Indemnización individual, no les corresponderá una Indemnización global.

ENS Usuario: Energía no suministrada al sistema, calculada por TIU y por FIU, (kWh).

D sistema: Demanda de energía facturada durante el período de control para el sistema del Distribuidor, (kWh).

D Usuario: Demanda de energía facturada durante el período de control para cada Usuario, (kWh).

CENS: Costo de la Energía No Suministrada, [Q / kWh]. El Costo de Energía No Suministrada es diez veces el valor del Cargo Unitario por energía de la Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión sin cargo por demanda (BTS), de la ciudad de Guatemala, del primer día y primer mes del período de control evaluado.

Para el cálculo de las indemnizaciones solo se tomaran los índices globales descritos en este apartado. De acuerdo al apéndice II, los valores de Energía no vendida y las multas en un año arrojan los resultados siguientes:

Multas por Interrupciones	Q71,823.45
Energía no vendida	Q31,164.47

## **5.5. Evaluación de la adquisición de una cámara termacam <sup>TM</sup> P60**

Para la implementación de la termografía en subestaciones, se tiene contemplado la adquisición de una cámara termacam <sup>TM</sup> P60, descrita en el capítulo 4. En el presente apartado, se hará una evaluación financiera, de lo que representa adquirir este equipo contra los ahorros, por mantenimiento correctivo, energía no vendida, indemnizaciones por interrupciones y gastos relacionados con el mantenimiento.

La metodología utilizada para la evaluación económica, se muestra en el apéndice 3. De acuerdo al mismo los resultados del análisis que se realizó indican que el proyecto de compra de la cámara de termografía tiene una tasa interna de retorno del valor de 23.26% y un valor actual presente de Q 83,631.50, lo cual indica que el proyecto es atractivo, ya que presenta grandes beneficios y ahorro de dinero.

## Conclusiones

1. La técnica de termografía infrarroja es aplicable para instalaciones eléctricas, subestaciones de transmisión y distribución, procesos industriales, etc., debido a que la medición se basa en la temperatura y es aplicable para cualquier tipo de falla, donde se presente una diferencia de temperatura.
2. Todos los cuerpos emiten radiación infrarroja, por lo tanto, es posible determinar la temperatura que emiten con un equipo capaz de medir esta radiación.
3. Por medio de termografía infrarroja, sí es posible realizar una programación de mantenimiento tipo predictivo, la cual tiene la ventaja de la continuidad del servicio.
4. Muchas interrupciones en equipo de subestaciones son debidas a flojedad y vibraciones a que son expuestos los elementos de continuidad, las cuales no son detectadas por los equipos de protección típicos.
5. De acuerdo a las pruebas de campo realizadas, el rango de temperatura que se considera normal de operación de los equipos muestreados es de 43 a 55° Celsius. Valores mayores a esto, presentan indicaciones de problemas.
6. Por medio de las diferencias de temperatura en los equipos medidos, es posible hacer una programación de mantenimiento correctivo en una

subestación. Dependiendo de la magnitud de los valores encontrados, es posible programar la reparación a corto plazo, mediano plazo ó largo plazo.

7. Si no se presta la debida atención a los programas de mantenimiento, pueden ocurrir interrupciones no deseadas que repercuten en pérdidas por concepto de energía no vendida y en multas por prestar un mal servicio eléctrico.
8. La termografía tiene un gran valor, puesto que es una prueba no destructiva que se puede realizar bajo condiciones normales de operación.

## **Recomendaciones**

1. Como parte del plan de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo de subestaciones, de una empresa de distribución de energía eléctrica, se recomienda la implementación de la técnica de termografía infrarroja como herramienta en el mantenimiento, debido a que por el uso de esta técnica se pueden encontrar puntos calientes en los elementos de la subestación.
2. De acuerdo al análisis económico que se realizó, se recomienda la compra de un equipo para hacer termografía en subestaciones de distribución.
3. Si en la termografía inicial no se encuentran fallas, se recomienda repetir esta práctica como máximo de tiempo a los 12 meses a cada subestación de distribución, para conocer las condiciones y el estado en que se encuentra la instalación.
4. Se recomienda seguir los lineamientos definidos en el capítulo 4, relacionados con los tiempos de corrección de fallas encontradas por medio de termografía. Esto es de vital importancia, debido a que si no se corrigen las fallas detectadas, en los plazos definidos, se corre el riesgo de que la subestación tenga interrupciones no deseadas, perdiendo la información que proporcionó el análisis termográfico.





## Bibliografía

1. **COMISIÓN** Nacional de Energía Eléctrica. Normas Técnicas del Servicio de Distribución. 2ª edición, Resolución CNE No. 09-99, 1999.
2. **DOUNCE** Villanueva, Enrique. La productividad en el mantenimiento industrial. 2ª edición, México: Continental. 1998.
3. **FLIR** Systems Thermacam PM 595. Especificaciones Técnicas. 1ª edición, Boston: 2001.
4. **RESNICK**, Robert. Física. 4ª edición, volumen 2, México: Compañía Editorial Continental S.A., 1996.
5. **MARTÍN**, José Raúl. Diseño de Subestaciones Eléctricas. 1ª edición en español, México: Graw-Hill Interamericana de México, 1992.
6. **NONDESTRUCTIVE** Testing Handbook. Infrared and Thermal Testing. 3ª edición, volumen 3, Estados Unidos de América: American Society for Nondestructive Testing, 2001.
7. “**INFRARED** Technology for non-contact temperature measurement, Therman Imaging, & Calibrations Standards” en Mikron. Junio 2000.
8. **ENRIQUEZ** Harper, Gilberto. Elementos de diseño de instalaciones eléctricas industriales. 1ª edición, México: Limusa, 1999.
9. **RAS** Oliva, Enrique. Transformadores de potencia, de Medida y de Protección. 7ª edición renovada, México: Alfa Omega grupo Editor S.A., 1995.
10. **JOSÁE V**, Perrae Spiteri. Organización y Mantenimiento Preventivo. 1997.
11. **HEINTZLMAN**, John E. Manual de la administración en Mantenimiento. 1987.
12. [www.flir.com](http://www.flir.com), enero 2001.



# Apéndice I

## Tablas con valores de emisividad para distintos materiales

El apéndice que a continuación se describe trata sobre los valores de emisividad de distintos materiales, estos valores se recopilaron del manual del instituto de termografía ITC paginas 161 a 166.

Material	Temp.	$\lambda$	Emit.
Aluminio: ionizado	20 ° C		0.77
Aluminio: hoja ionizada, crómico proceso ácido	100° C		0.55
Aluminio: disco, puesto áspero	26° C	3 $\mu$	0.275
Aluminio: disco, puesto áspero	26° C	10 $\mu$	0.18
Aluminio: hoja fina metálica	26° C	3 $\mu$	0.09
Aluminio: hoja fina metálica	26° C	10 $\mu$	0.04
Aluminio: hoja fina metálica, lado desafilado, arrugado y alisado	20° C		0.03
Aluminio: hoja fina metálica, lado brillante	20° C		0.036
Aluminio: Altamente expuesto a la intemperie	17° C	2-5.6 $\mu$	0.83 - 0.94
Aluminio: plato altamente pulido, 98.3% puro	227° C		0.039
Aluminio: plato altamente pulido, 98.3% puro	577° C		0.057
Aluminio: oxidado, la flama .001" rociado espeso	20° C		0.765
Aluminio: oxidado en 600° C	200° C		0.11
Aluminio: oxidado en 600° C	600° C		0.19
Aluminio: pulido		8-14 $\mu$	0.05
Aluminio: plato pulido	23° C		0.04
Aluminio: hoja pulida	100° C		0.05
Aluminio: pulido y desengrasado	20° C		0.027

Aluminio: plato áspero	26° C		0.066
Aluminio: superficie áspera		8-14μ	0.07
Aluminio: pulido con chorro de arena	20° C		0.21
Aluminio: hoja como recibida	100° C		0.09
Aluminio: fuertemente oxidado		8-14μ	0.25
Aluminio: vacío depositado	20° C		0.04
Metal: abrillantado	100° C		0.03
Metal: desafilado, manchado		8-14μ	0.22
Metal: frotado con esmeril de 80 valores	20° C		0.2
Metal: oxidado	100° C		0.61
Metal: pulido		8-14μ	0.1
Bronce: pulido			0.1
Bronce: poroso, áspero		8-14μ	0.55
Cromo: pulido		8-14μ	0.1
Cobre: comercial, bruñido		8-14μ	0.07
Cobre: electrolytic, pulido		8-14μ	0.02
Cobre: pulido	100° C		0.05
Cobre: pulido	20° C	3μ	0.031
Cobre: pulido	20° C	10μ	0.016
Cobre: pulido, endurecido por calor	20° C	10μ	0.008
Cobre: oxidado		8-14μ	0.65
Cobre: oxidado, heavly	20° C		0.78
Cobre: oxidado para lustrar con negro		8-14μ	0.88
Oro: pulido		8-14μ	0.02
Oro: altamente pulido	100° C		0.02
Oro: chapado en acero inoxidable y pulido	20° C		0.028
Hierro: molde, envoltura		8-14μ	81
Hierro: molde, pulido	40° C	8-14μ	0.21
Hierro: molde, oxidado	100° C		0.64
Hierro: laminado caliente		8-14μ	0.77
Hierro: oxidado		8-14μ	0.74
Hierro: hoja, galvanizada, bruñida		8-14μ	0.23
Hierro: hoja, galvanizada, oxidada		8-14μ	0.28
Hierro: hoja, pesadamente oxidada	20° C		0.69

Hierro: grabado, brillante		8-14 $\mu$	0.16
Hierro: forjado, pulido		8-14 $\mu$	0.28
Plomo: gris		8-14 $\mu$	0.28
Plomo: oxidado		8-14 $\mu$	0.63
Plomo: polvo, rojo		8-14 $\mu$	0.93
Plomo: brillante		8-14 $\mu$	0.08
Magnesio: pulido	20° C		0.07
Mercurio: puro		8-14 $\mu$	0.1
Níquel: galvanizado, pulido	20° C		0.05
Níquel: galvanizado, no pulido	20° C		0.11
Níquel: en hierro fundido		8-14 $\mu$	0.05
Níquel: oxidado	200° C		0.37
Níquel: puro, pulido		8-14 $\mu$	0.05
Platino: puro, pulido		8-14 $\mu$	0.08
Plata: pura, pulida	100° C		0.03
Acero inoxidable: tipo 18-8, pulido	20° C		0.16
Acero inoxidable: tipo 18-8, oxidado a 800° C	60° C		0.85
Acero inoxidable: tipo 18-8, pulido con chorro de arena	20° C		0.44
Acero: galvanizado		8-14 $\mu$	0.28
Acero: pulido	100° C		0.07
Acero: oxidado	200° C		0.79
Acero: oxidado fuertemente		8-14 $\mu$	0.88
Acero: laminado frescamente		8-14 $\mu$	0.24
Acero: superficie áspera		8-14 $\mu$	0.96
Acero: oxidado, rojo		8-14 $\mu$	0.69
Acero: hoja, níquel colocado en placas		8-14 $\mu$	0.11
Acero: hoja, laminada		8-14 $\mu$	0.56
Estaño: bruñido		8-14 $\mu$	0.05
Estaño: comercial hierro laminado	100° C		0.07
Volframio		8-14 $\mu$	0.05
Zinc: hoja		8-14 $\mu$	0.2
Asbesto: tabla	20° C		0.96
Asbesto: tejido	20° C		0.78

Asbesto: papel	400° C		0.93
Asbesto: color pizarra	20° C		0.96
Ladrillo: alúmina	17° C	2-5.6μ	0.68
Ladrillo: común	17° C	2-5.6μ	.81-.86
Ladrillo común, rojo	20° C		0.93
Ladrillo: opuesto, rojo	20° C	2-5.6μ	0.92
Ladrillo: opuesto, Amarillo	20° C	2-5.6μ	0.72
Ladrillo: arcilla refractaria	20° C		0.85
Ladrillo: arcilla refractaria	1000° C		0.75
Ladrillo: arcilla refractaria	1200° C		0.59
Ladrillo: de albañilería	0° C	5μ	0.94
Ladrillo: rojo			0.9
Ladrillo: a prueba de agua	17° C	2-5.6μ	0.87
Carbón: hollín de candela	20° C		0.95
Carbón: hollín de candela	20° C		0.95
Carbón: grafito, superficie limada	20° C		0.98
Carbón: purificado		8-14μ	0.8
Cemento		8-14μ	0.54
Carbón leña: polvo		8-14μ	0.96
Madera aglomerada: no procesada	20° C	2-5.6μ	0.9
Arcilla: detonada		8-14μ	0.91
Concreto	20° C		0.92
Concreto: seco	36° C	5μ	0.95
Concreto: áspero	17° C	2-5.6μ	.92.97
Barniz: lacra		8-14μ	0.09
Tejido: arpillera, verde	20° C		0.88
Tejido: arpillera	20° C	2-5.6μ	0.87
Fibra de vidrio	20° C		0.75
Tabla de fibra: poroso, no tratado	20° C	2-5.6μ	0.85
Tabla de fibra: duro, no tratado	20° C	2-5.6μ	0.85
Relleno: blanco	20° C	2-5.6μ	0.88
Ladrillo refractario	17° C	2-5.6μ	0.88
Formica	27° C	6.5-20μ	0.937
Vidrio		8-14μ	0.92
Vidrio: loza química (en parte transparente)	35° C	6.5-20μ	0.97

Vidrio: escarchado		8-14 $\mu$	0.96
Vidrio: escarchado	1100° C		0.7
Vidrio: escarchado	1500° C		0.67
Vidrio: placa Pulida	20° C		0.94
Granito: superficie natural	36° C	5 $\mu$	0.96
Grafito: en polvo		8-14 $\mu$	0.97
Grava		6.5-20 $\mu$	0.28
Yeso		8-14 $\mu$	0.85
Madera dura: a través de grano	17° C	2-5.6 $\mu$	0.82
Madera dura: a lo largo de grano	17° C	2-5.6 $\mu$	.88-.73
Hielo		8-14 $\mu$	0.97
Hierro: pesadamente oxidado	17° C	2-5.6 $\mu$	.91-.96
Laca: resina sintética		8-14 $\mu$	0.93
Laca: desafilada, negra		8-14 $\mu$	0.97
Laca: blanca		8-14 $\mu$	0.87
Laca: blanca	100° C		0.92
Laca: negro opaco	100° C		0.97
Laca: negro, brillante, en metal			0.87
Negro de humo		8-14 $\mu$	0.96
Piedra caliza: superficie natural	36° C	5 $\mu$	0.96
Mezcla	17° C	2-5.6 $\mu$	0.87
Mezcla: seca	36° C	5 $\mu$	0.94
Aceite, lubricante (película delgada en base de níquel)			
Níquel base única	20° C		0.05
Espesor de la película = 0.001	20° C		0.27
Espesor de la película = 0.002	20° C		0.46
Espesor de la película = 0.005	20° C		0.72
Recubrimiento grueso	20° C		0.82
P.V.C.	17° C	2-5.6 $\mu$	.91-.93
Pintura: 3M, lustre con negro recubrimiento del terciopelo de blk de 9560 series de óptico	40° C	3 $\mu$	a 1.00
Pintura: 3M, lustre con negro recubrimiento del terciopelo de blk de 9560 series de óptico	40° C	10 $\mu$	a 1.00



Pintura: cúspide, barniz de atomizador de blk calidad, de # 801 brillantes	40° C	3μ	0.959
Pintura: cúspide, barniz de atomizador de blk calidad, de # 801 brillantes	40° C	10μ	0.945
Pintura: aqua, 4 capas en aluminio de Cobre	20° C		0.49
Pintura: aluminio	20° C		0.45
Pintura: broma, alkyd esmalte #113, azul claro	40° C	3μ	0.95
Pintura: broma, alkyd esmalte #113, azul claro	40° C	10μ	0.96
Pintura: broma, alkyd esmalte #102, oro en hojas	40° C	3μ	0.98
Pintura: broma, alkyd esmalte #102, oro en hojas	40° C	10μ	0.98
Pintura: cadmio, amarillo	20° C		0.33
Pintura: cromo verde	20° C		0.7
Pintura: cromada, final estabilizado de plata (aluminio)	25° C	3μ	0.28
Pintura: cromada, final estabilizado de plata (aluminio)	25° C	10μ	0.305
Pintura: azul cobalto			
Pintura: negro #71 dupont duco de hierro forjado	40° C	3μ	0.982
Pintura: negro #71 dupont duco de hierro forjado	40° C	10μ	0.697
Pintura: holandés chico, 46H47, nacional cobre con plomo blk alto de calor	25° C	10μ	0.9
Pintura: krylon, negro liso	50° C	3μ	0.95
Pintura: krylon, negro liso	50° C	10μ	0.956
Pintura: krylon, blanco liso #1502	40° C	3μ	0.992
Pintura: krylon, blanco liso #1502	40° C	10μ	0.989
Pintura: krylon, negro ultra liso	36° C	5μ	0.97
Pintura: micro lazo, 4 capas en magnesio	20° C		0.844

Pintura: aceite, promedio de 16 colores	100° C		0.94
Pintura: aceite, negro, liso	20° C	2-5.6μ	0.94
Pintura: aceite, negro, brillo	20° C	2-5.6μ	0.92
Pintura: aceite, gris, liso	20° C	2-5.6μ	0.97
Pintura: aceite, gris, brillo	20° C	2-5.6μ	0.96
Pintura: aceite, varios colores		8-14μ	0.94
Pintura: plástico, negro	20° C	2-5.6μ	0.95
Pintura, plástico, blanco	20° C	2-5.6μ	0.84
Pintura: TIO <sub>2</sub> , gris	20° C		0.87
Pintura: TIO <sub>2</sub> , blanco	20° C		0.94
Papel: negro	20° C		0.9
Papel: negro desafilado	20° C		0.94
Papel: negro brillante		8-14μ	0.9
Papel: cartón		5μ	0.81
Papel: verde	20° C		0.85
Papel: rojo	20° C		0.76
Papel: blanco	17° C	2-5.6μ	0.68
Papel: blanco		8-14μ	0.9
Papel: bond blanco	20° C		0.93
Papel: amarillo	20° C		0.72
Papel: alquitrán		8-14μ	0.92
Tuberías: acristaladas	17° C	2-5.6μ	0.83
Yeso	17° C	2-5.6μ	.86.90
Yeso: capa áspera	20° C		0.91
Cartón de yeso: no procesado	20° C	2-5.6μ	0.8
Plástico: acrílico, limpio	36° C	5μ	0.94
Plástico: negro		2-5.6μ	0.96
Plástico: blanco		2-5.6μ	0.84
Papel plástico: rojo	20° C	2-5.6μ	0.94
Papel plástico: blanco	20° C	2-5.6μ	0.84
Plexiglás: plexiglás	17° C	2-5.6μ	0.86
Madera laminada	17° C	2-5.6μ	.83.98
Madera laminada: comercial, acabado fino, sin humedad	36° C	5μ	0.82
Madera laminada: no procesada	20° C	2-5.6μ	0.83

Porcelana: acristalada		8-14 $\mu$	0.92
Cuarzo		8-14 $\mu$	0.93
Pino rojo: forjado, no procesado	20° C	2-5.6 $\mu$	0.83
Pino rojo: no forjado, no procesado	20° C	2-5.6 $\mu$	0.84
Enyesado: gris	20° C	2-5.6 $\mu$	0.92
Caucho		8-14 $\mu$	0.95
Caucho: tapón, negro	35° C	5 $\mu$	0.97
Arena	20° C		0.9
Barniz: negro, desafilado	100° C		0.91
Barniz: negro, brillante en lamina estañada	20° C		0.82
Tejas de madera: asfalto, Sm, cerámico revestido			
Corteza, humana	32° C		0.98
Nieve		8-14 $\mu$	0.8
Tierra: seca	20° C		0.92
Tierra: pasmada		6.5-20 $\mu$	0.93
Tierra: saturada con agua	20° C		0.95
Aislador	37° C	5 $\mu$	0.6
Cinta: eléctrica, aisladora, negra	35° C	5 $\mu$	0.97
Cinta: filtrada	36° C	5 $\mu$	0.92
Suelo, asbestos	35° C6	5 $\mu$	0.94
Acristalado	17° C	2-5.6 $\mu$	0.94
Barniz: sin relieve	20° C	2-5.6 $\mu$	0.93
Empapelado: formato leve, gris ligero	20° C	2-5.6 $\mu$	0.85
Empapelado: formato leve, rojo	20° C	2-5.6 $\mu$	0.9
Agua		8-14 $\mu$	0.98
Agua: destilada	20° C		0.96
Agua: hielo, fino	_ 10° C		0.96
Agua: escárchese cristales	_ 10° C		0.96
Agua: nevada	_ 10° C		0.85
Agua: roble, alisado	20° C		0.9
Agua: revestimiento con paneles, acabado ligero	36° C	5 $\mu$	0.87
Agua: alisado		8-14 $\mu$	0.85
Agua: abeto rojo, pulido	36° C	5 $\mu$	0.86



# **Apéndice II**

## **Cálculo de indemnizaciones por índices globales**

El apéndice que a continuación se describe trata respecto al cálculo de interrupciones e indemnizaciones que servirán para la evaluación económica descrito en el apartado 5.5.

Los indicadores, a utilizar en el control de interrupciones, son los índices globales de frecuencia media de interrupción por kVA (FMIK), y el tiempo total de interrupción por kVA (TTIK).

En la tabla VII se muestran los elementos más importantes de una subestación de distribución, se proporcionan tiempos de reparación aproximados, en los casos que ocurra una falla descrita en el capítulo IV, además proporciona la potencia que se dejara de entregar.

La potencia que se toma para este cálculo esta basada en datos promedios medidos.

A continuación se muestra una tabla del tiempo promedio de interrupción que se tiene en diferentes elementos de una subestación de distribución. Adicionalmente, se calcula la energía no suministrada en kWh, como consecuencia de las interrupciones. El tiempo de interrupción está dado basándose en los movimientos que hay que hacer en la red de 13.8 kV, para reestablecer el servicio.

**Tabla VII.** Tiempo de interrupción y energía no suministrada

Elementos	Tiempo de interrupción en horas	Potencia no Medida en kva	Energía en kWh
Cuchilla Seccionadora de reconector	0.5	6,000	1,934
Conectores	0.5	6,000	1,934
Barras	0.5	10,000	3,223
Interruptor de Potencia	0.5	10,000	3,223
Transformador	0.5	10,000	3,223
Regulador de voltaje	0.5	6,000	1,934
Reconector	0.5	6,000	1,934

Los datos obtenidos de la tabla 6 servirá para el cálculo de los indicadores globales de calidad que evalúan las interrupciones del servicio de energía.

Para el cálculo de la frecuencia media de interrupción por kVA tomaremos la formula descrita en el apartado 5.2.1.

Para el cálculo del tiempo total de interrupción por kVA tomaremos la formula descrita en el apartado 5.2.2.

Como herramienta de trabajo, se utilizará una hoja de cálculo de excel. Vamos a suponer que cada uno de los elementos de la subestación sufre las siguientes fallas durante el semestre como se describe en la tabla VII.

El cálculo obtenido de los indicadores globales de calidad del servicio TTIK y FMIK se registran en la tabla VIII.

**Tabla VIII.** Indicadores globales de calidad

Elementos	Tiempo de interrupción en horas	Potencia no Medida en kva	Energía en kWh	Fallas en el semestre	FMIK	TTIK
Cuchilla Seccionadora de reconector	0.5	6,000	1,934	1	0.6	0.3
Conectores	0.5	6,000	1,934	1	0.6	0.3
Barras	0.5	10,000	3,223	1	1	0.5
Interruptor de Potencia	0.5	10,000	3,223	1	1	0.5
Transformador	0.5	10,000	3,223	0	0	0
Regulador de voltaje	0.5	6,000	1,934	1	0.6	0.3
Reconector	0.5	6,000	1,934	1	0.6	0.3
<b>Totales</b>	<b>3.5</b>		<b>17,402</b>	<b>6</b>	<b>4.4</b>	<b>2.2</b>

Para el cálculo de indemnización por interrupciones tomaremos la formula descrita en el apartado 5.4. referente a los índices globales.

En el apartado 5.3 tenemos la tabla VI que trata acerca de las tolerancias en los índices de calidad del servicio de FMIK y de TTIK, los datos que se tomarán en cuenta de esta tabla son los relacionados, a partir de la etapa de régimen.

Para este caso, se supondrá que los circuitos de distribución que salen de la subestación proporcionan servicio de energía eléctrica en un área rural, siendo el valor de FMIK 2.5 y de TTIK 8.



La indemnización obtenida de este cálculo se registra en la tabla XI, se debe aclarar que las indemnizaciones a calcular son aquellas que sobrepasen los valores de FMIK y de TTIK que se describieron, anteriormente. Para este caso, en la tabla VIII, el valor que sobrepasa la tolerancia es el de FMIK siendo el valor de 4.4.

**Tabla IX.** Indemnización por índices globales

<b>PARAMETRO A CALCULAR</b>	<b>ENS FMIK</b>	<b>ENS TTIK</b>
ENS	0.000108447	-8.27626E-05
D SISTEMA	23275736.08	23275736.08
ENS SISTEMA	2524.195122	-1926.359435
<b>INIG</b>	<b>Q35,911.72</b>	<b>Q0.00</b>

Los valores obtenidos en la tabla IX son valores semestrales, si trasladamos el valor de la indemnización por índices globales (INIG) al año nos da una indemnización de Q. 71,823.45.



# Apéndice III

## **Evaluación económica de compra de una cámara de termografía infrarroja**

El apéndice que a continuación se describe es respecto del cálculo financiero y evaluación económica para la adquisición de una cámara de termografía infrarroja para el mantenimiento predictivo de subestaciones eléctricas de 69 kV a 13.8 kV.

Para este análisis, se tomarán como herramientas financieras: la tasa interna de retorno (TIR) y el valor actual presente (VAN), en el artículo 79 de la ley general de electricidad nos hablan sobre tasa de costo de capital entre el 7 y el 13 por ciento, la tasa de costo de capital que tomaremos para él calculo de este proyecto será del 12 por ciento. Además, para la evaluación financiera se utilizará una hoja de cálculo de excel.

La finalidad de esta evaluación será la de evitar interrupciones por fallas no deseadas en los equipos de las subestaciones que tenga como consecuencia el no proporcionar el servicio de energía eléctrica con el fin de reducir las indemnizaciones por interrupciones y el mejoramiento en la calidad de servicio de energía.

El período para la evaluación será de 5 años, los costos que se tomarán en cuenta son los relacionados a los materiales, el costo por mano de obra, costo de kilometraje y viáticos de alimentación. En la tabla X se detallan los costos anuales de esta actividad.

Los costos relacionados a la mano de obra, kilometraje y alimentación fueron considerados tomando una cuadrilla conformada de dos personas encargadas de atender las emergencias.

**Tabla X.** Costos anuales de mantenimiento

Materiales	Q12,264
Kilometraje	Q20,000
Mano de Obra	Q20,358
Viaticos de alimentación	Q350

El costo de la compra de una cámara infrarroja para el uso de termografía tiene un valor de \$ 67,000, el tipo de cambio que utilizaremos a la moneda nacional será de 8.

En el apéndice 2 se contempla el caso de las indemnizaciones por interrupciones de servicio y la energía no suministrada, estos datos obtenidos fueron semestrales. Los valores que tomaremos para la evaluación económica son anuales por lo que se trasladaran los costos semestrales a un periodo anual.

El flujo efectivo y los costos proporcionados con los valores obtenidos de la tabla IX y de la tabla VIII del apéndice 2, se proporcionan en la tabla XI.

**Tabla XI.** Flujo de efectivo evaluación financiera

**FLUJOS DE EFECTIVO:**

Año	AHORROS						INVERSIONES	FLUJO DE EFECTIVO
	Kilometraje	Mantenimiento	Viáticos	Materiales	Energía no Vendida	Indemnización por interrupciones		
0								
1	Q 20,000.00	Q 20,358.49	Q 350.00	Q 12,264.15	Q31,164	Q 71,823.45	Q (536,000.00)	Q (380,039.44)
2	Q 20,000.00	Q 20,358.49	Q 350.00	Q 12,264.15	Q31,164	Q 71,823.45		Q 155,960.56
3	Q 20,000.00	Q 20,358.49	Q 350.00	Q 12,264.15	Q31,164	Q 71,823.45		Q 155,960.56
4	Q 20,000.00	Q 20,358.49	Q 350.00	Q 12,264.15	Q31,164	Q 71,823.45		Q 155,960.56
5	Q 20,000.00	Q 20,358.49	Q 350.00	Q 12,264.15	Q31,164	Q 71,823.45		Q 155,960.56
<b>TIR</b>								<b>23.26%</b>
<b>VAN (12%)</b>								<b>Q83,631.50</b>

