



PONTIFICIA
UNIVERSIDAD
CATÓLICA DE
VALPARAÍSO



Alejandro Paolo Collao Maldonado

Modelo de Estimación de Carga de los Transformadores de Distribución a través de Imágenes Térmicas

Informe de Proyecto de Título de Ingeniero Civil Eléctrico



Escuela de Ingeniería Eléctrica



Modelo de Estimación de Carga de los Transformadores de Distribución a través de Imágenes Térmicas

Alejandro Paolo Collao Maldonado

Informe Final para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico,
aprobada por la comisión de la
Escuela de Ingeniería Eléctrica de la
Pontificia Universidad Católica de Valparaíso
conformada por

Sr. Jorge Mendoza Baeza
Profesor Guía

Sr. Gabriel Hermosilla Vigneau
Segundo Revisor

Sr. Sebastian Fingerhuth Massmann
Secretario Académico

Valparaíso, 03 de noviembre de 2017

Gracias a esas personas importantes en mi vida, que siempre estuvieron listas para brindarme toda su ayuda y apoyo, ahora me toca regresar un poquito de todo lo inmenso que me han otorgado. Gracias a mis padres, hermanos y Francisca.

Agradecimientos

Agradezco a la vida por haberme otorgado una familia hermosa, quienes me han apoyado en cada decisión y momento necesario, entregándome un ejemplo de superación, humildad y sacrificio, permitiéndome valorar todo lo que tengo. En especial a mis padres Alejandro y Ximena que me permitieron lograr cada uno de mis sueños, entregándome siempre todo lo necesario, por ser quienes permiten que hoy sea quien soy, gracias por su amor incondicional, paciencia, consejos y ayuda en los momentos más difíciles.

A mis hermanos por entregarme alegrías y rabias, por hacerme mis días todos diferentes, por enseñarme a tolerar y a convivir, por entregarme su apoyo y por ser mis compañeros de vida durante todos estos años.

Cabe destacar que durante el desarrollo de este trabajo se presentaron un sinnúmero de situaciones, de las cuales muchas de estas situaciones pudieron ser un motivo certero para rendirse y dejar todo a un lado, de los cuales existieron momentos donde no se veía ninguna manera de solucionar los problemas que se presentaron en el trabajo. Pero en esos precisos momentos resalto en mi vida esa persona que hasta el día de hoy es mi amiga, consejera, compañera de vida y aventura Francisca quien fue un pilar fundamental durante este trabajo, escuchándome y entregándome ideas para poder desarrollar este trabajo, por brindarme apoyo, aguantarme y siempre buscando una manera de sacarme de los malos ratos. Te agradezco sinceramente, e infinitamente todas tus ayudas en el desarrollo de este proyecto, y por tus incontables apoyos para mi vida.

A mis profesores Jorge Mendoza y Gabriel Hermosilla, quienes me dieron su apoyo, dedicación y confianza para el desarrollo de este trabajo, siempre con gran disposición y enseñándome lo necesario. A Claudio por facilitarme los datos y orientarme en el desarrollo de este trabajo

A mis compañeros de universidad grandes amigos con quienes compartí gran parte de mi vida universitaria y que muchas veces realizamos un gran trabajo. Gracias me llevo grandes amigos.

Resumen

En la actualidad los transformadores generar un impacto trascendental en los sistemas eléctricos e indudablemente son uno de los elementos más cruciales, debido a que son los encargados de reducir y/o aumentar la tensión para el transporte de la energía eléctrica requerida por los usuarios finales.

Se hace importante notar que indudablemente los transformadores provocan un impacto en la red de distribución. En un principio en este estudio se detalla el comportamiento de una red de distribución y sus principales características. Posteriormente se expone un estudio sobre los transformadores explicando su funcionamiento, estructura física e interna y las condiciones de operación de éstos. Luego se presenta una revisión bibliográfica de como los investigadores han abordado el comportamiento del transformador bajo la mirada del modelo térmico del transformador.

Este proyecto busca estimar la cargabilidad de los transformadores por medio del procesamiento de una imagen térmica de la cual obtendremos la temperatura del elemento para así estimar la carga que posea el transformador, con el objetivo de mejorar las labores de mantenimiento de las distribuidoras de energía. Para esto se presentan los conceptos y nociones básicas sobre procesamiento de imágenes, de termografía y como aplicar la termografía a elementos de las redes de distribución como lo son en este estudio los transformadores, de esta forma se desea confeccionar una metodología que logre estimar la carga del transformador producida de la demanda de energía requerida por los usuarios finales, con el fin de conocer la carga con tan solo tener la temperatura del transformador.

Se realizan las pruebas en tres transformador de distribución de diferentes capacidades 75 [KVA], 250 [KVA] y 1250 [KVA], realizando mediciones en terreno. Para luego mostrar los resultados obteniendo en una ecuación empírica que represente las variables de carga y temperatura de los transformadores, de lo cual en cada transformador existirá un resultado diferente.

Palabras claves: Transformador, redes de distribución, procesamiento de imágenes, termografía.

Abstract

Currently transformers generate a major impact on the electrical systems and certainly are one of the most crucial elements, because they are responsible for reducing and/or increasing the voltage for the transportation of electrical energy required by user's finals.

It is important to note that transformers undoubtedly cause an impact on the distribution network. Initially in this study, the behavior of a distribution network and its main features is detailed. Subsequently a study on explaining its functioning, physical and internal structure and operating conditions of these transformers is exposed. A literature review of how researchers have addressed the behavior of the transformer under the glance of the thermal model of the transformer is then presented.

This project seeks to estimate the chargeability of the transformers by processing a thermal imaging of which we will obtain the temperature of the element in order to estimate has the burden that holds the transformer, with the objective to improve the workings of maintenance of the distributing companies of energy. For this the concepts and basic notions about image processing, thermography and how thermography apply to the elements of the distribution networks as in this study are the transformers. To achieve a methodology that achieves estimating of the one transformer load produced of the demand for energy required by end users, with the purpose of knowing the load with only having the temperature of the transformer.

Tests are performed in three different distribution transformer capacities 75 [KVA], 250 [KVA] and 1250 [KVA], performing field measurements. Then show the results obtained in an empirical equation representing variables load and temperature of the transformers, of which in each transformer there will be a different result.

Key words: Transformer, distribution networks, image processing, thermography.

Índice general

Introducción.....	1
Objetivos generales.....	2
Objetivos específicos	3
1 Sistemas de Distribución Eléctrica	1
1.1 Generalidades.....	1
1.2 Características de los Sistemas de Distribución.....	1
1.3 Clasificación de los sistemas de distribución de acuerdo a su tipo de carga.....	3
1.4 Mercado de la distribución de energía eléctrica en Chile	4
1.5 Sistemas de Distribución de Baja Tensión	5
1.5.1 Características	5
1.5.2 Elementos de un sistema de Distribución	5
1.6 Transformadores.....	6
1.6.1 Principales aspectos de los Transformadores.....	6
1.6.2 Pérdidas de los Transformadores	7
1.6.3 Rendimiento o Eficiencia.....	8
1.6.4 Operación de un transformador	8
1.6.5 Modelo eléctrico	9
1.6.6 Modelo térmico	11
1.6.6.1 Generalidades	12
1.6.6.2 Modelo de la temperatura del aceite superior	14
1.6.6.3 Modelo de temperatura del punto más caliente.....	15
1.7 Tipos de Transformadores de distribución	17
1.8 Conclusión del capítulo.....	18
2 Procesamiento de imágenes aplicado a la termografía	19
2.1 Introducción del capítulo.....	19
2.2 Procesamiento de imágenes	20
2.2.1 Procesamiento óptico	20
2.2.2 Procesamiento digital	20
2.3 Mantenimiento	21
2.3.1 Estrategias de mantenimiento	21

2.3.2	Mantenimiento predictivo con cámaras infrarrojas	22
2.3.3	Termografía.....	23
2.4	Cámara Infrarroja o Térmica	23
2.4.1	Componentes principales	23
2.4.2	Cámaras termográficas	24
2.4.3	Camera Controller Gui de Flir Tau 2 640	26
2.5	Termografía en Sistemas Eléctricos	27
2.5.1	Inspección termográfica en instalaciones de alta tensión.....	27
2.5.2	Inspecciones termográficas en instalaciones de media y baja tensión	28
2.6	Parámetros a considerar para mediciones con cámara termográfica	29
2.6.1	Conductividad térmica	29
2.6.2	Emisividad.....	29
2.6.3	Reflexión.....	30
2.6.4	Condiciones meteorológicas	30
2.7	Clasificador de Transformadores	31
2.7.1	Entrenamiento por cascada, para la detección del transformador	31
2.7.2	Base de datos para el entrenamiento	32
2.7.3	Precisión de detección	33
2.8	Proceso de mantenimiento en transformadores	34
2.9	Conclusión del capítulo.....	35
3	Planteamiento del problema.....	36
3.1	Introducción.....	36
3.2	Consideraciones generales	36
3.3	Planificación del problema	37
3.3.1	Relación de temperatura y intensidades de la imagen térmica	38
3.4	Modo de abordar el problema	41
3.5	Conclusión del capítulo.....	41
4	Aspectos preliminares a los resultados	42
4.1	Hipótesis.....	42
4.2	Transformador A.....	43
4.2.1	Descripción del transformador a estudiar	43
4.2.2	Pruebas en el transformador A.....	43
4.3	Prueba Transformador B.....	45
4.3.1	Descripción del transformador a estudiar	45
4.3.2	Pruebas en el transformador B.....	46
4.4	Prueba Transformador C.....	47
4.4.1	Descripción del transformador a estudiar	47
4.4.2	Pruebas en el transformador C.....	48
4.5	Conclusión del capítulo.....	49
5	Resultados.....	51
5.1	Conceptos generales.....	51

5.1.1 Correlación y regresión lineal	51
5.1.2 Elección de variable de temperatura según imagen térmica	53
5.2 Para Transformador A	54
5.3 Para transformador B	58
5.4 Para transformador C	65
5.5 Conclusión del capítulo.....	69
6 Modelo propuesto	71
6.1 Modelo esperado del comportamiento de los Transformadores	71
6.2 Procedimiento para obtención del modelo.....	72
6.3 Modelo matematico propuesto	73
6.4 Comparación del resultados utilizando el modelo	74
6.5 Conclusión del capítulo.....	76
Discusión y conclusiones.....	78
Bibliografía	81
A Datos y fotografías del Transformador de prueba A	86
A.1 Dia 28/12/2016	86
A.1.1 Tablas	86
A.1.2 Fotografías	87
A.2 Dia 29/12/2016	88
A.2.1 Tablas	88
A.2.2 Fotografías	89
A.3 Dia 30/12/2016.....	91
A.3.1 Tablas	91
A.3.2 Fotografías	91
B Datos y fotografías del Transformador de prueba B	94
B.1 Dia 15/03/2017	94
B.1.1 Tablas	94
B.1.2 Fotografías	94
B.2 Dia 17/03/16	95
B.2.1 Tablas	95
B.2.2 Fotografías	95
B.3 Dia 20/03/2017	96
B.3.1 Tablas	96
B.3.2 Fotografías	97
B.4 Dia 23/03/2017	98
B.4.1 Tablas	98
B.4.2 Fotografías	99
C Datos y fotografías del Transformador de prueba C	102

C.1 Dia 15/05/2017	102
C.1.1 Tablas	102
C.1.2 Fotografías	102
C.2 Dia 17/05/2017	103
C.2.1 Tablas	103
C.2.2 Fotografías	104
C.3 Dia 18/05/2017	105
C.3.1 Tablas	105
C.3.2 Fotografías	106

Introducción

Debido al desarrollo de la sociedad y al crecimiento natural de la población, se requiere cada vez mayores cantidades de energía eléctrica con criterios de confiabilidad, continuidad y calidad en el servicio al menor costo posible. Un crecimiento en la demanda se refleja en un crecimiento en los sistemas de distribución y se presenta la necesidad de atender adecuadamente los requerimientos necesarios para abastecer a la demanda.

En nuestro sistema de suministro eléctrico es posible identificar tres grandes grupos, encargados de una labor específica, el segmento asociado a la generación es el responsable de transformar la energía proveniente de diversas fuentes, en energía eléctrica, la transmisión se encarga del transporte de grandes bloques de energía desde los centros de generación hacia los centros de consumo, y finalmente, el segmento de la distribución que es el encargado de repartir la energía entre los usuarios finales, ya sean residenciales, comerciales o industriales. Este segmento es el que tiene mayor cercanía con el consumidor y cliente por lo que está bajo constantes evaluaciones de las autoridades y usuarios. Siendo la optimización del diseño y el funcionamiento de toda la cadena de suministro de energía eléctrica obligatorio hoy en día, donde el uso eficiente de la energía es una necesidad y los modelos de explotación de las empresas de distribución de energía eléctrica son más estrictos en cuanto a la calidad del suministro y la rentabilidad impuesta a la empresa eléctrica.

Los transformadores de distribución juegan un rol muy importante dado que son los capaces de reducir la tensión a la requerida por los usuarios. Cabe mencionar que la disipación de calor es siempre un problema en los transformadores, así mismo con el crecimiento de las redes de distribución y el aumento de la competencia de mercado es exigido indirectamente la determinación exacta del perfil térmico a través del transformador [1]. En la publicación [2], se explica de manera detallada que la capacidad de carga óptima del transformador es muy importante para el desarrollo de la red de distribución.

Producto de la estructura del mercado existente hoy en día en el proceso de la energía eléctrica, existen incentivos desde los servicios públicos para invertir en mejoras tecnológicas con el fin de reducir los costos totales de generación, por ende si la capacidad de un transformador puede ser utilizada de manera óptima a través de la carga dinámica, que se refiere a la capacidad de carga considerando una serie de factores como lo son la magnitud y forma de la carga, los límites térmicos y las condiciones de refrigeración externas. De modo que si se aplica una optimización

de carga, en la cual se logre que no se reduzca la vida útil del aislamiento que normalmente es causado por el sobrepaso de los límites térmicos, quedarían millones de dólares libres que se podrían guardar para realizar nuevas inversiones o mejoras en los sistemas. Siendo de gran importancia de que las predicciones de temperatura del punto más caliente (HST) y la temperatura de aceite superior (TOT) en los transformadores sean precisas [3].

Dentro de los aspectos importantes se encuentra el poder predecir las temperaturas dentro del transformador evitando el deterioro del aislamiento eléctrico. El aislamiento es un parámetro significativo en la vida útil de los transformadores [4] y en general la predicción es uno de los temas más cruciales desde una perspectiva económica y técnica [5]. Desde el punto de vista de los usuarios las temperaturas son de gran importancia para poder determinar la cantidad y duración de la carga que pueda soportar el transformador, y en particular el determinar, conocer y analizar cómo se distribuyen las temperaturas durante condiciones normales y de sobrecarga en dicho transformador [6]. Si se conocen las temperaturas del punto más caliente en los transformadores, se podrá también estimar la carga que posea el transformador siendo este un punto muy importante para las empresas distribuidoras dado que podrían ahorrar significativos costos con una buena predicción de carga.

Aplicar una metodología conlleva realizar una revisión de los criterios que se utilizaran para lograr realizar una correcta estimación, en este caso de la carga del transformador, siendo en este caso la estimación por medio del uso de cámaras infrarrojas. Es por esto que en este trabajo se presentan los conceptos necesarios para entender el funcionamiento de las cámaras térmicas, para aplicarlas al estudio de estimación de carga de la red de distribución, analizando diferentes tipos de transformadores. Con el fin de que esté procedimiento implementado nos sea de utilidad para encontrar una ecuación empírica que relacione la temperatura extraída desde una imagen térmica, con la carga que pueda estar consumiendo el transformador en análisis.

Para llevar a cabo esta evaluación se aplicará una metodología práctica, que consiste en ir a la ubicación del transformador a estudio y realizar un seguimiento durante algunos días. Para luego obtener algún tipo de relación entre la carga y la temperatura.

En base a lo anterior, el presente trabajo tiene como objetivo desarrollar un modelo de estimación de carga a través de la temperatura obtenida desde una cámara infrarroja, de manera que nos permita evaluar de forma sencilla la sobrecarga de un transformador. Para ello, se realiza una revisión de los implementos a utilizar y se propone una metodología que permita relacionar las variables de temperatura con la de carga.

Objetivos generales

- Desarrollar un modelo que permita determinar grados de cargabilidad de los transformadores utilizando imágenes térmicas a través de la evolución de la temperatura obtenida desde la imagen en el tiempo.

Objetivos específicos

- Estudiar los modelos térmicos de los transformadores de distribución.
- Estudiar el concepto de procesamiento de imágenes y como este se relaciona con el uso de cámaras termográficas.
- Relacionar el uso de la cámara termográfica con el mantenimiento predictivo realizado a los sistemas eléctricos.
- Generar una metodología para construir una base de datos de imágenes térmicas a distintos niveles de cargabilidad.
- Desarrollar una relación entre la temperatura del transformador y los grados de cargabilidad.

1 Sistemas de Distribución Eléctrica

1.1 Generalidades

Dentro de las componentes que poseen los sistemas eléctricos los sistemas de distribución forman una parte muy importante, porque cumplen el rol de suministrar la energía hacia los consumidores finales que se encuentran dispersos en grandes territorios, ya sean clientes industriales, comerciales o residenciales. Es por eso que se debe tener en consideración la planificación, el diseño, la mantención y el enfoque de dichos sistemas. Estos sistemas pueden variar desde ser una sola línea aérea que conecte un generador hacia un solo consumidor, o hasta un sistema enmallado o radial que alimente una zona importante de alguna ciudad. Sin embargo la mayoría de las configuraciones presentes en la actualidad en los sistemas eléctricos de distribución son de forma radial la cual presenta ventajas en cuanto a su simplicidad y desventajas en su garantía de servicio.

1.2 Características de los Sistemas de Distribución

Hoy en día, las redes de distribución cumplen principalmente la función de entregar la energía eléctrica de los centros de generación hacia los centros de consumo final.

En el sistema eléctrico, el transporte de la energía eléctrica desde las centrales generadoras, hasta los consumidores finales posee tres etapas denominadas generación, transmisión y distribución de energía. La energía que abastece a los sistemas de distribución fluye inicialmente desde el proceso que emplean las centrales generadoras para obtener la energía, luego esta fluye a través de los sistemas de transmisión hasta las subestaciones de distribución, donde las tensiones se encuentran normalizadas según la legislación y normativas de cada país. En Chile son de: 66, 154, 110, 220 y 500 [kV], para luego, por medio de la utilización de un transformador, la tensión sea reducida a niveles entre 11 y 23 [kV] y dentro de estos niveles de tensión es que se distribuye la energía eléctrica en los sistemas de distribución en Chile. Según la magnitud del voltaje se distinguen dos subsistemas:

- a. Sistema de distribución primaria: Conformado por instalaciones que entregan energía en media tensión a los centros de transformadores y redes de baja tensión. En zonas urbanas, las tensiones son comúnmente de 12, 13,2 o 15 [kV], mientras que para zonas rurales suelen ser de 23 [kV].

- b. Sistema de distribución secundaria: Proveen de energía en baja tensión hacia los usuarios finales, en tensiones de $380[V_{\text{fase-fase}}]$ o $220 [V_{\text{fase-Neutro}}]$.

La última etapa de un sistema de distribución es la encargada de interactuar directamente con los diferentes tipos de usuarios de energía por lo que es de gran relevancia implementar un buen diseño de las redes para lograr una óptima confiabilidad. A continuación en la Figura 1-1, se presenta un esquema típico del sistema eléctrico y sus tres etapas de generación, transmisión y distribución de energía.



Figura 1-1: Estructura del sistema eléctrico de potencia [7].

Los sistemas de distribución poseen una serie de características que los diferencian de los sistemas de transmisión. Dentro de ellas se encuentra el nivel de riesgo de fallas, el cual es más elevado en los sistemas de distribución que el de los sistemas de transmisión, donde las causales de las interrupciones en las redes de distribución pueden ser variadas como: vandalismo, accidentes de tránsito o condiciones naturales como caída de ramas, pájaros, entre otras [7].

En este tipo de sistema existen múltiples conexiones; las trifásicas predominan en M.T., y bifásicas y monofásicas con mayor presencia en B.T. Con respecto a las topologías de un red de distribución, tenemos tres tipos, radial, anillo y enmallado. La topología con mayor predominancia por su sencillez y costo es el radial, que se caracteriza en que el flujo va en una sola dirección desde la fuente hacia la carga, puesto que las líneas que arrancan del alimentador no se conectan entre ellas. Se debe considerar que los sistemas radiales poseen la desventaja de ser poco confiables puesto que al momento de una falla no necesariamente existirá un respaldo para seguir transmitiendo la energía. Cabe destacar que los sistemas de distribución posee redes no homogéneas puesto que los conductores presentan diferentes dimensiones, además no existe transposición en distribución puesto que las líneas son menores a 50 km o también denominadas líneas cortas.

1.3 Clasificación de los sistemas de distribución de acuerdo a su tipo de carga

Un aspecto que caracteriza a las redes de distribución es la presencia de cargas de distinta naturaleza, que surgen dependiendo de la finalidad con que el cliente destine la energía eléctrica. A continuación se muestran los diferentes tipos de cargas existentes en las redes de distribución:

1. Redes de distribución para cargas residenciales

En este tipo de cargas se encuentran básicamente condominios, edificios de apartamento, urbanizaciones, entre otros. Con la característica principal de que estas cargas son por lo generalmente resistivas (calefacción y alumbrado), y poseen pequeñas cargas reactivas (aparatos electrodomésticos). Con respecto al nivel de vida y a los hábitos que puedan poseer los consumidores residenciales y considerando que en los centros urbanos las personas se juntan en sectores definidos, de acuerdo a las clases socioeconómicas, se puede decir que los clientes residenciales se clasifican de la siguiente manera:

- a. *Zona clase alta*: Usuarios con alto consumo de energía eléctrica.
- b. *Zona clase media*: Usuarios con un moderado consumo de energía eléctrica.
- c. *Zona clase baja*: Usuarios con bajo consumo de energía eléctrica.
- d. *Zona tugurial*: En este grupo se encuentran los clientes de asentamientos espontáneos que no poseen ningún tipo de planeación urbana y presentan un nivel muy bajo de consumo de energía eléctrica [8].

2. Redes de distribución para cargas comerciales

Comprenden básicamente el lugar en el cual se realizan actividades comerciales, como lo son los centros comerciales y edificios de oficina. Estos se ubican por lo general en áreas céntricas de las ciudades, donde la mayor característica de este tipo de cargas es que son de tipo resistivas, con algún componente inductivo que disminuye en menor proporción el factor de potencia. En la actualidad está la presencia de cargas con mayor sensibilidad lo que produce armónicos en el sistema de distribución [8].

3. Redes de distribución para cargas industriales

Caracterizadas por poseer en gran medida energía reactiva debido a la presencia de motores instalados, además de redes independientes para calefacción y alumbrado. Generalmente es necesario la corrección del factor de potencia, otro aspecto es que a este tipo de cargas se les controla el consumo de reactivo y se les realiza gestión de carga dado que tienen dos tarifas (alta y baja), con el objetivo de que su consumo máximo no coincida con el consumo residencial [8].

4. Redes de distribución para otros tipos de carga

Existen otro tipo de cargas en el sistema de distribución, como lo son las cargas que hacen referencia al alumbrado público que contribuyen en la seguridad de la ciudadanía y son utilizadas en horas nocturnas y su característica es que son cargas resistivas.

1.4 Mercado de la distribución de energía eléctrica en Chile

El mercado de la distribución eléctrica en Chile está compuesto por 30 empresas distribuidoras, según los últimos antecedentes proporcionados por el boletín mensual de Empresas eléctricas A.G., en dicho documento se entregan un número de 6.333.967 clientes regulados correspondientes a un mes. De esa cantidad, la empresa que mayor cantidad de clientes satisface es CGE, además abastece de energía eléctrica varias regiones del país. Le siguen en número de clientes las empresas; Enel distribución, el grupo SAESA, Chilquinta Energía y CONAFE.

En lo que respecta al segmento de distribución, las empresas asociadas a empresas eléctricas A.G. representan el 98% del mercado. En la tabla 1-1, se muestra la participación por empresa para el año 2016, en términos de número de clientes y ventas de energía.

Tabla 1-1: Antecedentes de las empresas concesionarias de distribución [9]

Grupo	Empresa	Región	Clientes	Ventas [GWh]
CGE	EMELARI	XV	71.550	304
CGE	ELIQSA	I	98.081	478
CGE	ELECDA	II	176.753	908
CGE	EMELAT	III	100.376	638
CGE	CONAFE	III, IV, V	418.809	1.742
CGE	CGE DISTRIBUCIÓN	RM, VI, VII, VIII y IX	1.861.388	9.264
CGE	EDELMAG	XII	56.642	289
	Total grupo CGE		2.785.599	13.624
ENEL	ENEL DISTRIBUCIÓN	RM	1.797.506	15.917
ENEL	COLINA	RM	25.771	85
ENEL	LUX ANDES	RM	2.242	9
	Total grupo ENEL		1.825.519	16.011
CHILQUINTA	CHILQUINTA ENERGÍA	V	571.079	2.537
CHILQUINTA	LITORAL	V	58.039	91
CHILQUINTA	ENERGÍA DE CASABLANCA	V y RM	5.503	56
CHILQUINTA	LUZ LINARES	VII	31.190	125
CHILQUINTA	LUZ PARRAL	VII y VIII	21.978	92
	Total grupo Chilquinta		687.789	2.900
EEPA	E.E. PUENTE ALTO	RM	58.398	274
SAESA	FRONTEL	VIII, IX	340.195	928
SAESA	SAESA	IX, X y XIV	411.549	2.124
SAESA	EDELAYSSEN	X y XI	44.585	140
SAESA	LUZ OSOSRNO	X y XIV	21.128	148
	Total grupo Saesa		817.457	3.340
CEC	CEC	VII	10.775	111
CODINER	CODINER	IX	12.802	70
COELCHA	COELCHA	VIII	14.829	54
COPELAN	COPELAN	VIII	20.331	83

Grupo	Empresa	Región	Clientes	Ventas [GWh]
COOPREL	COOPREL	X, XIV	7.584	36
COPELEC	COPELEC	VIII	54.780	155
CRELL	CRELL	X	25.511	73
EMELCA	EMELCA	V	5.978	16
SOCOEPA	SOCOEPA	XIV	6.888	32
TIL-TIL	TIL-TIL	V y RM	3.727	15
Total cooperativas eléctricas (no asociados)			163.205	643
TOTAL NACIONAL			6.333.967	36.793
EMPRESAS ELECTRICAS A.G.			6.147.762	36.150
Porcentaje de participación EEAG			97%	98%

1.5 Sistemas de Distribución de Baja Tensión

1.5.1 Características

Los sistemas eléctricos de distribución de baja tensión (B.T.) presentan sus propias características que los diferencian de los sistemas de alta o media tensión, donde algunas de estas características son:

- Poseen una tensión de 220[V] efectivos y 50 [Hz] entre líneas y neutro del secundario del Transformador de distribución.
- La tecnología que posea el sistema depende de la densidad de potencia como también del nivel socioeconómico que posean los usuarios, encontrando redes subterráneas en el centro de las ciudades debido al alto consumo o como también en barrios acomodados por razones de imagen, y en sectores rurales podemos encontrar redes aéreas con conductores trifásicos desnudos, y preensablados (cable de aluminio) con el fin de evitar hurto de energía.
- Poca presencia de elementos de medición, debido a la gran cantidad de circuitos, solo se mide la energía consumida por cliente y se calcula el costo por potencia mediante un método estadístico.
- Principalmente las redes de B.T. está conformada por clientes residenciales, razón por la cual se tienen curvas de demanda similares.
- La construcción de la red de B.T. es diferente dependiendo de la ubicación de la demanda, para el caso de ser rural su topología es radial y en el caso de ser urbana puede ser enmallado o radial.

1.5.2 Elementos de un sistema de Distribución

Dentro de los elementos que conforman la red de B.T. aérea se pueden destacar los mostrados en la Figura 1-2.

- Transformadores de distribución: Interconecta la red de M.T. con la de B.T., modificando la tensión desde media tensión, por ejemplo desde los 12 [kV] a los 380 [V] entre fases.

- Acometida: Conductor que va desde el poste de alumbrado público hasta el punto de conexión físico de los clientes.
- Redes de baja tensión: Corresponden a todos los conductores aguas debajo del TD.
- Puntos de conexión del cliente (PCC): Punto físico donde se conecta el usuario a las redes de B.T.

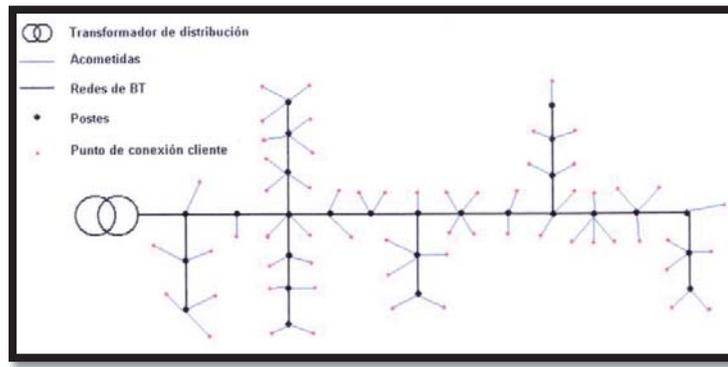


Figura 1-2: Principales elementos de un sistema de Baja tensión [10].

1.6 Transformadores

Los transformadores son máquinas eléctricas estáticas destinadas a operar con corriente alterna. Estos están constituidos por dos devanados; primario y secundario, lo cual permite transformar la energía eléctrica, con magnitudes de tensión y corriente definidas, en otros valores generalmente diferentes [11].

1.6.1 Principales aspectos de los Transformadores

Es relevante conocer las principales partes de los transformadores las cuales son:

1. El núcleo:

Sistema que forma al circuito magnético, el cual está constituido por chapas de acero al silicio laminado en frío, las cuales han sido sometidas a tratamientos químicos. El circuito magnético está formado por columnas que son parte de los devanados y la culata, las que son las partes donde se realiza la unión entre columnas. Los espacios entre la columna y culata, por los cuales pasan los devanados, se denominan ventanas del núcleo. Según la posición que existe entre el núcleo y los devanados, los transformadores se clasifican en dos tipos: *acorazados*, en los que sus devanados están en su mayor parte abrazados o acorazados por el núcleo magnético y el de *columnas*, en los que los devanados son los que rodean por completo el núcleo magnético.

Una de las diferencias entre la clasificación de los transformadores es que en el tipo acorazado las espiras quedan más sujetas, pero en el tipo columnas este es de una construcción más sencilla y se adapta mejor a las altas tensiones dado que la superficie a aislar es más reducida.

En el caso de los transformadores trifásicos el circuito magnético consta de tres columnas iguales, las uniones de las columnas y las culatas se denominan juntas, las cuales deben tener un espesor

lo más delgado posible con el objeto de reducir al máximo la reluctancia del circuito magnético. Otro aspecto importante es que la culata se debe poder abrir para poner las bobinas y los aislantes.

2. *Bobinados (Devanados)*

Constituyen el circuito eléctrico del transformador. Se realizan por medio de conductores de cobre (hilos redondos o rectangulares cuando se requieren mayores secciones). Los conductores deben ser recubiertos con una capa de aislante, donde esta depende de la dimensión de los transformadores. Además la construcción de los devanados primarios y secundarios puede ser de dos maneras, la primera en forma *concéntrica* que tiene forma de cilindro coaxial. Generalmente se coloca más cerca de la columna el bobinado de B.T. dado que es más fácil de aislar que el devanado de A.T., posteriormente entre ambos devanados se intercala un cilindro de aislante, y la segunda de forma *alternada* donde los bobinados se dividen en secciones de tal manera que las partes de los devanados de A.T. y B.T. se suceden alternativamente a lo largo de la columna para disminuir el flujo de dispersión.

3. *Sistemas de Refrigeración:*

Sistema que evita tener alzas de temperaturas que puedan afectar la vida útil de los aislamientos de los bobinados del transformador, por ende es preciso que exista un sistema de refrigeración adecuado [11].

1.6.2 Pérdidas de los Transformadores

Las pérdidas que se pueden producir en los transformadores, se producen en los devanados, y se deben principalmente al efecto Joule en el entrehierro debido a Histéresis y por corrientes de Foucault [11], en la Figura 1-3 se presenta el circuito equivalente de un transformador.

En la conexión de un transformador en la red de distribución, los devanados presentan una determinada resistencia al circular una corriente que provoca una caída de tensión que se debe tener en cuenta en ambos devanados R_1 y R_2 . El flujo magnético que se origina en los devanados primarios no se cierra en su totalidad con el devanado secundario a través núcleo magnético sino que una parte de esta atraviesa el aislante y se cierra por el aire. Las pérdidas de flujo de dispersión magnética se traducen en la llamada inducción de dispersión X_d .

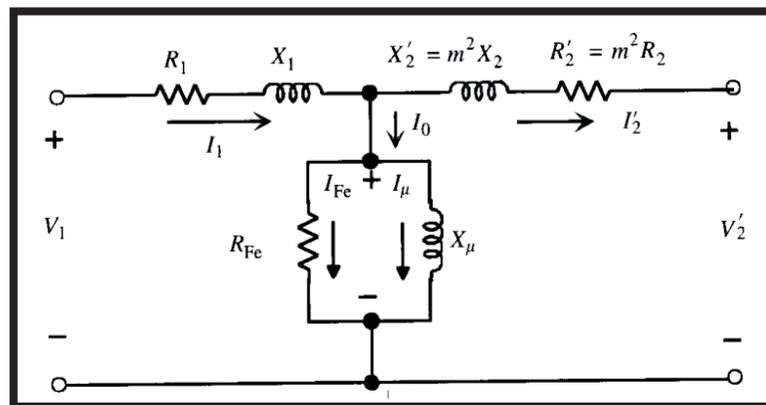


Figura 1-3: Modelo equivalente monofásico [11].

Al analizar las pérdidas producidas por el transformador hay que tener en cuenta que todas las máquinas en funcionamiento producen pérdidas en potencia. Si estas pérdidas son desglosadas se traducen en:

- Pérdidas por corrientes parasitas o Foucault y pérdidas por histéresis, donde estas a su vez son también denominadas pérdidas en vacío.
- Pérdidas del cobre en el devanado.

1.6.3 Rendimiento o Eficiencia

Es de gran relevancia el conocer el rendimiento de cualquier máquina, dispositivo o sistema por el valor económico que implica, tanto desde el punto de vista del costo de operación como del ambiental. En general el rendimiento de una máquina, está dado por el cociente de las potencias de salida y de entrada como se ve en la ecuación (1-1).

$$\eta = \frac{\text{Potencia de salida}}{\text{Potencia de entrada}} = \frac{\text{Potencia de entrada}}{\text{Potencia de entrada} - \text{Pérdidas de potencia}} \quad (1-1)$$

En el caso particular de los transformadores estos son comprados y juzgados por su eficiencia [12]. El transformador posee su rendimiento muy elevado y requieren muy bajo mantenimiento, debido a su condición de máquina estática.

$$\eta = \frac{C \cdot V_2 \cdot I_{2n} \cdot \cos \varphi_2}{C \cdot V_2 \cdot I_{2n} \cdot \cos \varphi_2 + P_0 + C^2 \cdot P_{cc}} \quad (1-2)$$

Con la ecuación (1-2), es posible calcular la eficiencia del transformador, donde el producto de $V_2 \cdot I_{2n}$ representa la potencia asignada en [kVA]. Es posible observar que a medida que el factor de potencia de la carga ($\cos \varphi_2$) disminuye el rendimiento empeora [11]. Ahora si se desea sacar el mejor provecho a la máquina, el rendimiento óptimo está dado por la siguiente expresión:

$$\eta = \sqrt{\frac{P_0}{P_{cc}}} \quad (1-3)$$

En conclusión, la máquina trabajará a su máximo rendimiento cuando las pérdidas fijas o en vacío sean igual a las pérdidas variables o en el hierro. Cabe mencionar que a medida que aumentan las dimensiones de la máquina, crece más rápidamente la potencia que las pérdidas y por lo tanto mejora su rendimiento. Lamentablemente, no todo es tan sencillo y en las máquinas de gran potencia aparecen otros factores que complican su funcionamiento, por ejemplo la forma de evacuar el calor que producen las pérdidas para mantener la temperatura de operación dentro de los límites admitidos por los materiales aislantes [13].

1.6.4 Operación de un transformador

Para que un transformador opere de manera eficiente esté depende de la relación entre las pérdidas con carga y sin carga del equipo. Por ende este rango eficiente de utilización o de carga del transformador esta entre el 50 y 60 por ciento de su capacidad nominal [14].

Si se sabe la demanda máxima de cada punto de carga se puede dimensionar hacia el transformador en base a criterios técnicos y económicos. Considerando que el criterio técnico está basado en la norma ANSI/IEEE C57.91-2011 y ANSI C53 [15], para transformadores de distribución, donde este documento nos indica el porcentaje de sobrecarga permitida sin pérdidas de vida útil. Producto que si se sobrecarga un transformador se generaran aumentos de temperatura de manera proporcional, lo que causa un desgaste en la aislación.

De acuerdo con las normas, los transformadores de distribución deben funcionar a un aumento de temperatura de devanado máxima de 65 [°C], considerando una media de temperatura ambiente en el aire de 30 [°C] [15, 16].

La operación de un transformador bajo los límites de temperatura permiten un envejecimiento térmico aceptable, los modelos de transformadores de distribución ensayados en la guía [15] indican que la esperanza de vida normal a una temperatura del punto más caliente continua de 110 °C es 20,55 años (180.000 horas). Pero el funcionamiento a temperaturas del punto más caliente por encima de 140 °C puede provocar la gasificación en el aislamiento sólido y el aceite [15].

La esperanza de vida mínima de los aisladores está determinada por la ecuación (1-4) [17]:

$$LIFE = e^{\left[\frac{15000}{T+273}\right] - 27,064} \quad (1-4)$$

Donde LIFE es la esperanza de vida en horas y T es la temperatura máxima de conductor en °C.

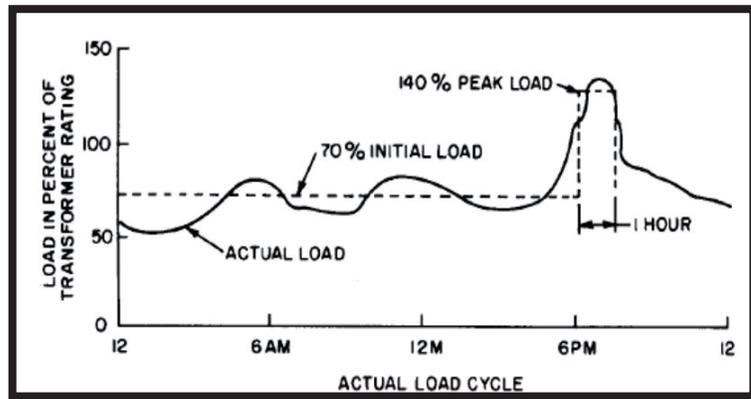


Figura 1-4: Ejemplo de sobrecarga permisible en un transformador de distribución [15].

1.6.5 Modelo eléctrico

El circuito eléctrico está constituido por los devanados (primario y secundario). Estos se hacen sobre horma y cubierta de cinta aislante, tratadas al vacío, impregnadas de barniz y cocido. La función que desempeñan cada uno de los devanados da origen al funcionamiento del transformador y esto es posible con el uso de la corriente alterna.

El circuito equivalente del transformador permite simular su comportamiento eléctrico. Su deducción se encuentra en la literatura sin diferencias entre textos [11, 12, 18]. Para comprender el funcionamiento del transformador existen una serie de expresiones que nos llevan a deducir el circuito equivalente mostrado en la Figura 1-3 que representa el comportamiento electromagnético de la máquina. Sin embargo los parámetros de este circuito se pueden obtener experimentalmente mediante dos ensayos:

1. *Ensayo de circuito abierto o vacío*

Consiste en aplicar al lado primario o enrollado de baja tensión del transformador una tensión sinusoidal asignada, mientras el lado secundario o enrollado de alta tensión se encuentra abierto. Al mismo tiempo se debe medir la potencia absorbida P_o , la corriente de vacío I_o y la tensión en el secundario tal como se muestra en la Figura 1-5.

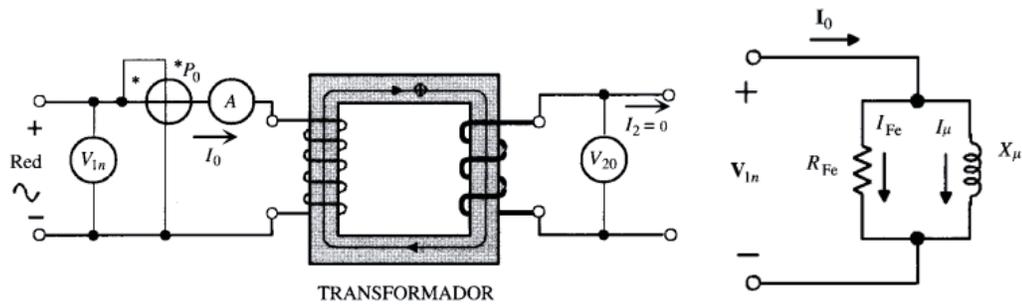


Figura 1-5: Esquema eléctrico y circuito equivalente del ensayo de vacío [11].

Las magnitudes de la rama serie del primario son pequeñas en comparación a los parámetros de la rama de magnetización dado que la tensión de esta es similar a la tensión nominal, por lo que se desprecia la rama serie para el cálculo del ensayo.

Siendo: V_{1n} e I_o los valores efectivos: y, P_o la potencia activa, medidas por los instrumentos respectivos, se puede calcular las constantes de la rama de excitación por medio de las expresiones:

$$R_{Fe} = \frac{V_{1n}^2}{P_o} \tag{1-5}$$

$$X_{\mu} = \frac{V_{1n}^2}{\sqrt{V_{1n}^2 \cdot I_o^2 - P_o}} \tag{1-6}$$

2. *Ensayo de corto circuito*

Como lo dice su nombre, en este ensayo se cortocircuita el devanado secundario y se aplica al primario una tensión que se va elevando gradualmente desde cero (3-10 % de la tensión nominal) hasta que circula la corriente asignada de plena carga por los devanados [11].

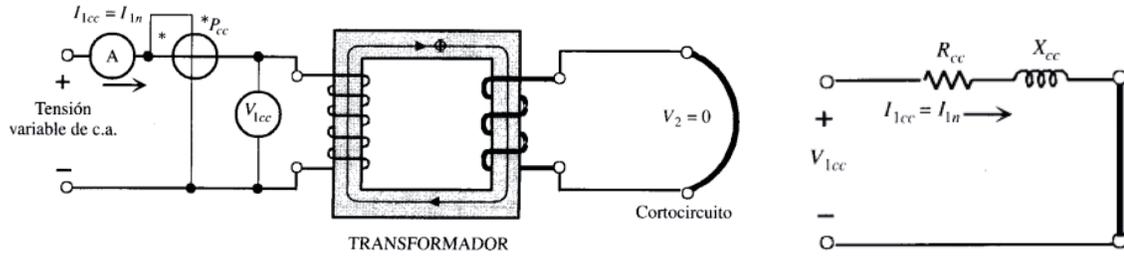


Figura 1-6: Esquema eléctrico y circuito equivalente del ensayo de cortocircuito [11].

Las magnitudes de la rama de magnetización son mucho mayores que las de la rama serie de ambos enrollados (primario y secundario), por lo que al proceder con el ensayo la rama de magnetización se desprecia, dado que casi toda la corriente circula por la rama serie del circuito equivalente de la Figura 1-3. Así el cálculo de los parámetros está dado por:

$$R_{cc} = R_1 + R_2' = \frac{P_{cc}}{I_{1cc}^2} \quad (1-7)$$

$$X_{cc} = X_1 + X_2' = \frac{\sqrt{V_{1cc}^2 \cdot I_{1cc}^2 - P_{cc}}}{I_{1cc}^2} \quad (1-8)$$

$$R_1 = R_2' = \frac{R_{cc}}{2} \quad ; \quad X_1 = X_2' = \frac{X_{cc}}{2} \quad (1-9)$$

1.6.6 Modelo térmico

Para construir un preciso modelo térmico en los transformadores se debe resolver el problema de la temperatura del punto caliente, luego se podrá aumentar la capacidad de funcionamiento del transformador sin riesgo. El modelo del circuito térmico es más adecuado para aplicaciones prácticas que otros métodos como lo son los métodos de cálculo y de simulación numérica, esto es porque necesita menos parámetros y el proceso de cálculo es más simple. El modelo de circuito térmico convencional se ha estudiado ampliamente. Los métodos de cálculo de los modelos térmicos del transformador, cuyo desarrollo comienza por los recomendados en la norma IEEE Std. C57.91 [15] e IEC-354, el anexo G de la norma IEEE Std. C57.91-2011 propuesto por Pierce muestra un modelo térmico, luego el problema de la temperatura en los transformadores se basó en el modelo del circuito térmico el cual es resumido y revisados en las publicaciones de Swift [19, 20], aquí se presenta un circuito equivalente que representa las ecuaciones de flujo de calor térmicas, de la cual la clave de esta publicación son el uso de una analogía de fuente de corriente para representar la entrada de calor debido a las pérdidas, y una analogía de resistencia no lineal para representar el efecto del aire o el aceite, también se muestra que se puede considerar que la temperatura ambiente es una variable de entrada en el sistema y se encuentra representada correctamente como una fuente de voltaje ideal.

Luego en otros estudios se lograron dar cuenta de que el tiempo de la temperatura del aceite superior es más corta que la sugerida por la guía de carga IEC y, posteriormente se presentaron métodos de cálculo de la temperatura basados en la teoría de la transferencia de calor y la analogía

termo-eléctrica revisados por Susa [21, 22, 23, 24], del cual el objetivo de este trabajo es introducir los modelos térmicos de temperatura de punto caliente y de aceite superior para cálculos de temperatura más precisos, además se incluyen los cambios de viscosidad del aceite y la variación de la pérdida con la temperatura. En otros documentos se propone un modelo de circuito térmico dinámico, para realizar el cálculo de la temperatura interna de los transformadores teniendo en cuenta las condiciones de operación y factores ambientales como la temperatura ambiente, el sol y la velocidad del viento [25]. Además en estudios recientes, en los cuales se utiliza la base de los postulados de Swift y Susa, se propone una mejora al modelo térmico el cual consiste en incorporar la humedad como factor influyente en el modelo [26]. Sin embargo en este apartado no se incluirá el efecto de la humedad en los modelos.

1.6.6.1 Generalidades

El diseño de un transformador se orienta al comportamiento eléctrico y térmico, donde el modelo térmico toma una gran importancia si se considera la seguridad y vida útil de los materiales que componen al transformador, en particular los aislantes eléctricos y conductores.

La principal razón por la que el transformador experimenta el aumento de temperatura es por las pérdidas por efecto Joule, las que se producen en los conductores de cobre y, también pero en menor medida, en el núcleo debido a las corrientes de Foucault. Y es por lo mencionado anteriormente que los modelos térmicos persiguen estimar primordialmente la temperatura máxima del conductor (TMC) [19, 24].

Los modelos que representan el fenómeno térmico que produce el transformador consisten en circuitos eléctricos equivalentes. Este es formado por una fuente de corriente que modela la disipación de calor del núcleo y los enrollados, una resistencia eléctrica representa la unión aceite-aire y un condensador simula las características que posee el aceite. Este modelos es definido en base a la temperatura objetivo, esta puede ser la temperatura del aceite superior o el promedio, finalmente la ecuación diferencial que se obtenga del circuito se resuelve en el tiempo.

De las publicaciones [19, 23, 24], y el estándar IEEE C57.91 [15] utilizan el mismo circuito equivalente (Figura 1-7), además se utiliza la analogía térmica-eléctrica de la Tabla 1-2. No obstante, los modelos desarrollados en [15] y [24] dependen de parámetros que se determinan a partir del alza nominal de temperatura del aceite sobre la temperatura ambiente. Por lo tanto, no son suficientes para conocer la temperatura de un transformador desconocido y sin estos datos de placa [27].

Tabla 1-2: Analogía térmica-eléctrica [18].

Térmico		Eléctrico	
Flujo de calor	q	Corriente	i
Temperatura	θ	Voltaje	v
Resistencia térmica	R_{th}	Resistencia eléctrica	R_e
Capacitancia térmica	C_{th}	Capacitancia eléctrica	C_e

Ya con las analogías de las leyes eléctricas (1-10) se pueden extender a las correspondientes variables térmicas (1-11), cabe destacar que no hay análogo térmico a la inductancia térmica [19].

$$v = R_e \cdot i \quad e \quad i = C_e \cdot \frac{dv}{dt} \quad (1-10)$$

$$\theta = R_{th} \cdot q \quad e \quad q = C_{th} \cdot \frac{d\theta}{dt} \quad (1-11)$$

Una de los aspectos mostrados en las publicaciones [19, 24] es que consideran una resistencia térmica no lineal, la cual toma en consideración los cambios de las propiedades térmicas del aceite del transformador con respecto a las variaciones de temperatura producidas.

El aceite del transformador posee peculiaridades que lo hacen depender directamente de la temperatura, lo cual se puede apreciar en la Tabla 1-3. Por medio de esta se puede apreciar que la relación de la viscosidad del aceite respecto a la temperatura es más acentuada, como también que al aumentar la temperatura el aceite se hace menos denso.

Tabla 1-3: Características térmicas del aceite del transformador [24].

Temperatura θ [°C]	Densidad ρ [kg/m ³]	Calor específico C_p [Ws/(kg · °C)]	Conductividad térmica k [W/(m · °C)]	Coef. Cúbico de expansión térmica β [1/°C]	Viscosidad cinemática μ [m ² /s]
-15	902	1700	0,1341	$6,20 \times 10^{-4}$	$450,0 \times 10^{-6}$
-5	896	1740	0,1333	$6,40 \times 10^{-4}$	$180,0 \times 10^{-6}$
5	890	1785	0,1326	$6,70 \times 10^{-4}$	$85,0 \times 10^{-6}$
15	884	1825	0,1318	$6,90 \times 10^{-4}$	$45,0 \times 10^{-6}$
25	879	1870	0,131	$7,15 \times 10^{-4}$	$27,0 \times 10^{-6}$
35	873	1910	0,1303	$7,40 \times 10^{-4}$	$17,0 \times 10^{-6}$
45	867	1950	0,1295	$7,65 \times 10^{-4}$	$11,5 \times 10^{-6}$
55	861	1995	0,1287	$7,80 \times 10^{-4}$	$8,2 \times 10^{-6}$
65	855	2040	0,128	$7,90 \times 10^{-4}$	$6,1 \times 10^{-6}$
75	849	2080	0,1272	$7,95 \times 10^{-4}$	$4,7 \times 10^{-6}$
85	844	2120	0,1264	$8,00 \times 10^{-4}$	$3,8 \times 10^{-6}$
100	835	2180	0,1253	$8,00 \times 10^{-4}$	$3,0 \times 10^{-6}$

La resistencia térmica no lineal se define para ambos modelos: el modelo de temperatura del aceite superior y el modelo de la temperatura máxima del conductor. Donde a continuación se presentan dos modelos propuestos en la literatura.

1.6.6.2 Modelo de la temperatura del aceite superior

Considerando la analogía térmica-eléctrica de la Tabla 1-2, que es utilizada en la base del circuito térmico del modelo de temperatura superior mostrado en la Figura 1-7, el cual ha sido ampliamente estudiado en la literatura [19, 21, 22, 24]

Donde los parámetros y variables son los siguientes:

q_{tot} : Flujo de calor total de las pérdidas

q_{cu} : Flujo de calor generado por las pérdidas en vacío.

q_{fe} : Flujo de calor generado por las pérdidas de carga.

C_{th-oil} : Capacitancia térmica del aceite.

θ_{oil} : Temperatura del aceite superior.

R_{th-oil} : Resistencia térmica no – lineal del aceite.

θ_{amb} : Temperatura ambiente.

El calor generado por las pérdidas no producidas y producidas por el transformador están representadas por dos fuentes de calor ideales (fuentes de corriente). Donde la temperatura ambiente se representa como una fuente de temperatura ideal (fuente de voltaje). [24].

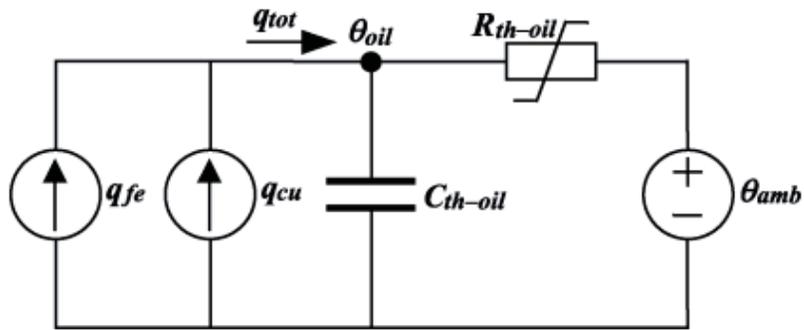


Figura 1-7: Circuito térmico de temperatura del aceite [24].

Luego la ecuación diferencial para el circuito térmico de la Figura 1-7 es:

$$q_{fe} + q_{cu} = C_{th-oil} \cdot \frac{d\theta_{oil}}{dt} + \frac{(\theta_{oil} - \theta_{amb})}{R_{th-oil}} \quad (1-12)$$

Por último la expresión inicial queda expresada de la siguiente manera:

$$\frac{1 + R \cdot K^2}{1 + R} \cdot \mu_{pu}^2 \cdot \Delta\theta_{oil,rated} = \mu_{pu}^2 \cdot \tau_{oil,rated} \cdot \frac{d\theta_{oil}}{dt} + \frac{(\theta_{oil} - \theta_{amb})^{1+n}}{\Delta\theta_{oil,rated}^n} \quad (1-13)$$

Donde:

- $R_{th-oil,rated}$: Resistencia térmica no lineal nominal.
- $\Delta\theta_{oil,rated}$: Temperatura nominal del aceite superior sobre la temperatura ambiente nominal.
- $\tau_{oil,rated}$: Constante de tiempo nominal del aceite.
- R : La razón entre las pérdidas de carga (conductores) y las pérdidas no debidas a la carga (núcleo; corrientes parásitas y de Foucault).
- K : Factor de carga.
- I y I_{rated} : Corriente de carga y corriente nominal.

La manera básica de calcular el modelo de temperatura superior está dado por la ecuación (1-13). Notar que, la viscosidad μ_{pu} afecta tanto a la resistencia térmica como a la constante de tiempo del aceite superior.

Además es asumido que la circulación del aceite dentro del contenedor del transformador es laminar y el valor de la constante (n) para este caso particular es 0.25. No obstante, al energizar el transformador en frío o cuando la velocidad del aceite dentro del tanque del transformador es igual a cero, la constante toma diferentes valores para distintos tipos de modos de refrigeración [19], [24].

Para calcular la temperatura del aceite superior desde la ecuación diferencial (1-13) un método numérico debe ser usado, en [24] es usado el método Runge-Kutta y se utilizan las clasificaciones siguientes:

- Constantes: R , n , $\tau_{oil,rated}$, $\Delta\theta_{oil,rated}$
- Variables de entrada: K , μ_{pu} , θ_{amb}
- Variables de salida: θ_{oil}
- Variable independiente: t .

En [24] se aplica el modelo de temperatura del aceite a tres transformadores de poder para regímenes de carga variables. Para conocer mayor detalles del cálculo del modelo revisar la literatura nombrada.

1.6.6.3 Modelo de temperatura del punto más caliente.

De manera similar a la teoría dada para el modelo de temperatura de aceite superior, el modelo de temperatura del punto caliente es representado por un circuito térmico de la Figura 1-8.

- q_{cu} : Flujo de calor generado por las pérdidas en vacío.

C_{th-wnd} : Capacitancia térmica del enrollado.

θ_{hs} : Temperatura del punto más caliente.

$R_{th-hs-oil}$: Resistencia térmica no – lineal del enrollado.

θ_{oil} : Temperatura del aceite superior.

El flujo de calor generado por las pérdidas en los enrollados de cobre (q_{cu}) es representado nuevamente como una fuente ideal. Donde la resistencia térmica no lineal $R_{th-hs-oil}$ está definida a través de la teoría térmica que fue aplicada.

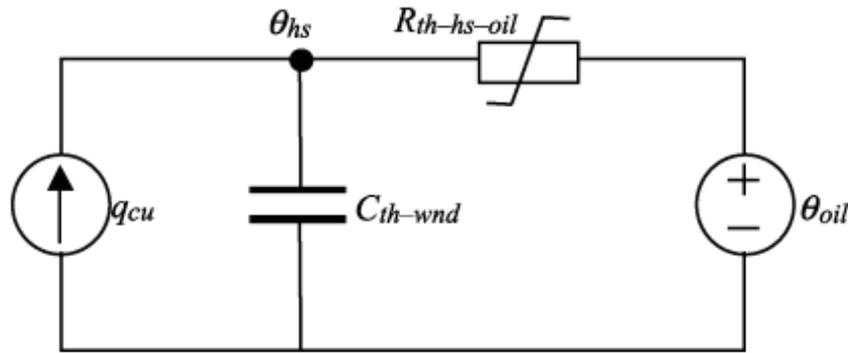


Figura 1-8: Circuito térmico de temperatura del punto más caliente [24].

A continuación se muestra un extracto de las ecuaciones más importantes del modelo. Considerando las pérdidas de carga $P_{cu,pu}(\theta_{hs})$ que dependen de la temperatura, tal como se muestra a continuación:

$$P_{cu,pu}(\theta_{hs}) = P_{cu,dc,pu}(\theta_{hs}) + P_{cu,eddy,pu}(\theta_{hs}) \quad (1-14)$$

$$P_{cu,pu}(\theta_{hs}) = P_{cu,dc,pu} \cdot \frac{235 + \theta_{hs}}{235 + \theta_{hs,rated}} + P_{cu,eddy,pu} \cdot \frac{235 + \theta_{hs,rated}}{235 + \theta_{hs}} \quad (1-15)$$

De modo que, $P_{cu,dc,pu}(\theta_{hs})$ corresponden a las pérdidas continuas (DC) y $P_{cu,eddy,pu}(\theta_{hs})$ corresponden a las pérdidas por corrientes parasitas o de Foucault. Cabe mencionar que las pérdidas continuas varían directamente con la temperatura, mientras que las pérdidas de Foucault varían inversamente con la temperatura, además notar que el valor de 235 °C de temperatura corresponde a los bobinados cobre.

Por último la ecuación diferencial final del modelo queda de la siguiente manera:

$$\{K^2 \cdot P_{cu,pu}(\theta_{hs})\} \cdot \mu_{pu}^2 \cdot \Delta\theta_{hs,rated} = \mu_{pu}^2 \cdot \tau_{wdg,rated} \cdot \frac{d\theta_{hs}}{dt} + \frac{(\theta_{hs} - \theta_{oil})^{n+1}}{\Delta\theta_{hs,rated}^n} \quad (1-16)$$

Donde:

$\Delta\theta_{hs,rated}$: Temperatura nominal del punto más caliente sobre la temperatura del aceite.

$\tau_{wdg,rated}$: Constante de tiempo nominal del bobinado.

Esta ecuación (1-16) representa al modelo básico de la temperatura del punto caliente. En analogía a (1-13), la ecuación tiene en cuenta las variaciones de la resistencia térmica y la constante de tiempo del bobinado debido a la dependencia de la viscosidad con respecto de la temperatura del aceite. Se incluye en (1-16) la variación de las pérdidas con la temperatura.

De manera similar a la suposición realizada en el modelo térmico de aceite superior, se asume que la circulación del aceite dentro del contenedor del transformador es laminar y el valor de la constante (n) para este caso particular es 0.25. No obstante, en el caso de energizar el transformador en frío, cuando la velocidad del aceite dentro del tanque del transformador es igual a cero, la constante n toma un valor de 2 para modo de refrigeración.

Para calcular la temperatura del punto caliente desde la ecuación diferencial (1-16), un método numérico debe ser usado, en [24] es usado el método Runge-Kutta y se utilizan las clasificaciones siguientes:

- Constantes: $n, \tau_{wdg,rated}, \Delta\theta_{hs,rated}, P_{cu,dc,pu}, P_{cu,eddy,pu}$
- Variables de entrada: $K, \mu_{pw}, \theta_{oil}$ (de donde θ_{oil} es una variable de salida del modelo de temperatura de aceite superior.)
- Variables de salida: θ_{hs}
- Variable independiente: t.

En [24] se aplica el modelo de temperatura del punto caliente a tres transformadores de poder para regímenes de carga variables. Para conocer mayor detalles del cálculo del modelo revisar la literatura nombrada.

1.7 Tipos de Transformadores de distribución

Dentro de los transformadores de distribución existen cuatro tipos los cuales son transformadores tipo pedestal, tipo subestación, tipo sumergible y tipo poste. Donde los transformadores tipo poste son los más utilizados en los sistemas de distribución [11].

1. Transformador tipo pedestal

Estos están diseñados para operar a la intemperie y esta típicamente sobre una base de concreto. Y posee un gabinete donde se encuentran los accesorios y terminales de conexión, en la Figura 1-9 se puede observar un ejemplo de cómo es la estructura de un transformador tipo pedestal.



Figura 1-9: Transformador tipo pedestal [28].

2. Transformador tipo poste

Estos son del tipo auto enfriados y casi siempre sumergidos en aceite. Están continuamente en operación, ya sea que se tome o no corriente de carga de los devanados secundarios por lo que las pérdidas en el hierro deberán ser menores en relación a las pérdidas de cobre a plena carga, en la Figura 1-10 se muestran transformadores del tipo poste.



Figura 1-10: Transformador tipo poste, montado sobre un poste y sobre dos postes [28].

1.8 Conclusión del capítulo

En este capítulo se presentan los conceptos básicos necesarios a tener para poder comprender el contexto en el cual se situará y se desarrollado el problema de estimación de carga en los transformadores de distribución.

En un comienzo se explican y describen los sistemas de distribución de una manera general, para posteriormente especificar al transformador, el cual es el elemento específico que es estudiado en la red, definiendo e introduciendo los conceptos más importantes del transformador como su estructura física, pérdidas de potencia, su rendimiento, condiciones de operación y modelo eléctrico, para finalmente dar un mayor énfasis a los modelos térmicos que posee el transformador, realizando una revisión bibliográfica de los estudios realizados con respecto a la deducción del modelo térmico del transformador de distribución (TD).

2 Procesamiento de imágenes aplicado a la termografía

2.1 Introducción del capítulo

La tecnología termográfica se ha convertido en una de las herramientas de diagnóstico más valiosas para el mantenimiento predictivo. Al detectar anomalías que suelen ser invisibles a simple vista, la termografía permite realizar correcciones antes de que se produzcan costosos fallos en el sistema.

Las cámaras termográficas son una herramienta única que sirve para determinar cuándo y dónde se necesita mantenimiento, puesto que las instalaciones eléctricas suelen calentarse antes de fallar. Al descubrir estos puntos calientes con una cámara termográfica, se puede llevar a cabo una medida preventiva. De este modo, es posible evitar costosas averías. Una cámara termográfica es un fiable instrumento a distancia capaz de analizar y visualizar la distribución de temperatura de superficies completas de equipamiento eléctrico con rapidez y precisión. Es así como numerosas empresas de todo el mundo han descubierto las ventajas de incorporar cámaras infrarrojas en sus programas de mantenimiento predictivo.

Al realizar inspecciones de mantenimiento, hay muchos detalles que se deben considerar en el uso de la cámara termográfica; conocer cómo funciona, la manera correcta de tomar las fotografías. Es importante conocer la física de la instalación eléctrica que se inspecciona y como se construye. Todo lo anterior se debe tener en cuenta para comprender, interpretar y evaluar las termografías correctamente.

Con las imágenes térmicas es posible conocer los puntos calientes de las componentes eléctricas, en este estudio nos centraremos específicamente en los transformadores. Los puntos calientes generados por los transformadores pueden producir a futuro algún tipo de falla que, de no ser correctamente detectada, ocasionarían cortes en el servicio de distribución de energía eléctrica.

Es en este contexto que se desea, por medio de las técnicas de procesamiento digital de imágenes y asociándolo al concepto de clasificación, lograr un sistema de detección de transformadores para su posterior procesamiento digital con el fin de poder crear un clasificador que permita distinguir una sobrecarga en el transformador.

2.2 Procesamiento de imágenes

En la actualidad el procesamiento de imágenes es un campo de investigación abierto. Donde el constante progreso en esta área no ha sido por sí mismo, sino en conjunto con otras áreas con las cuales está relacionada como lo son las matemáticas, la computación, y el conocimiento cada vez mayor de ciertos órganos del cuerpo humano que intervienen en la percepción y en la manipulación de las imágenes. A esto se le une la inquietud del hombre por imitar y usar ciertas características del ser humano como apoyo en la solución de problemas. Es por esto que el avance del Procesamiento Digital de Imágenes se ve reflejado en diferentes áreas como lo son: en la medicina, la astronomía, geología, microscopía, entre otras. También se observa en aplicaciones utilizadas hoy en día, por ejemplo para la Información meteorológica, transmisión y despliegue agilizado de imágenes por Internet, que se sustentan gracias a estos avances en el procesamiento de imágenes [29].

El procesamiento de imágenes tiene como objetivo mejorar el aspecto de las imágenes y hacer más evidentes en ellas ciertos detalles que se desean hacer notar. La imagen puede haber sido generada de muchas maneras, por ejemplo, fotográficamente, o electrónicamente por medio de monitores de televisión. El procesamiento de las imágenes se puede en general hacer por medio de métodos ópticos, o bien por medio de métodos digitales, en una computadora.

2.2.1 Procesamiento óptico

Los principios del procesamiento óptico de imágenes están bien establecidos desde el siglo pasado, cuando se desarrolló la teoría de la difracción de la luz. Sin embargo, su aplicación práctica data apenas del principio de la década de los sesenta, cuando se comenzó a disponer del rayo láser [30].

El procesamiento óptico se basa en el hecho de que la imagen de difracción de una transparencia colocada en el plano focal frontal de una lente es una distribución luminosa que representa la distribución de las frecuencias de Fourier que componen la imagen, a la que se le llama técnicamente transformada de Fourier.

2.2.2 Procesamiento digital

Al igual que en el caso del procesamiento óptico, los principios fundamentales del procesamiento digital de imágenes están establecidos hace muchos años, pero no se llevaban a cabo debido a la falta de computadoras. Con la aparición de las computadoras de alta capacidad y memoria, era natural que se comenzara a desarrollar este campo. Uno de los primeros lugares donde se empezó a realizar el procesamiento digital fue en el Jet Propulsion Laboratory, en 1959, con el propósito de mejorar las imágenes enviadas por los cohetes. Los resultados obtenidos en un tiempo relativamente corto fueron tan impresionantes que muy pronto se extendieron las aplicaciones del método a otros campos [30].

El procesamiento digital de imágenes se efectúa primero con un proceso de adquisición de imagen dividiendo la imagen en un arreglo rectangular de elementos. Cada elemento de la

imagen así dividida se conoce con el nombre de pixel. Luego se asigna un valor numérico a la luminosidad promedio de cada pixel. Así, los valores de la luminosidad de cada pixel, con sus coordenadas que indican su posición, definen completamente la imagen. Todos estos números se almacenan en la memoria de una computadora.

El segundo paso es procesar la imagen, alterando los valores de la luminosidad de los pixeles mediante las operaciones o transformaciones matemáticas necesarias, a fin de hacer que resalten los detalles de la imagen que sean convenientes. El paso final es pasar la representación de estos pixeles a un monitor de televisión de alta definición, con el fin de mostrar la imagen procesada al observador de la imagen. En la Figura 2-1 se muestran las etapas básicas del tratamiento de una imagen.

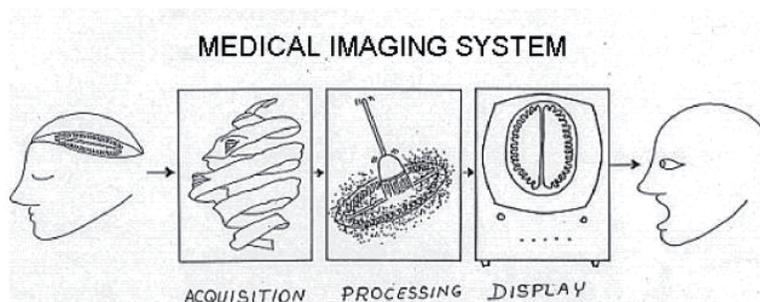


Figura 2-1: Etapas del tratamiento de imágenes [29].

La utilidad del procesamiento de imágenes es muy amplia y abarca muchos campos. Un ejemplo son las imágenes obtenidas con fines de diagnóstico médico. Otro ejemplo son las imágenes aéreas obtenidas para examinar los terrenos. Mediante este método se pueden analizar los recursos naturales, las fallas geológicas del terreno, etcétera. Del cual otro ejemplo son las imágenes obtenidas con el objetivo de realizar un mantenimiento predictivo de alguna maquinaria.

2.3 Mantenimiento

Se entiende por mantenimiento a cada actividad desarrollada con el fin de conservar las instalaciones y equipos en condiciones de funcionamiento seguro, eficiente y económico [31].

2.3.1 Estrategias de mantenimiento

El objetivo del mantenimiento es contar con instalaciones en óptimas condiciones en todo instante de tiempo, de modo de asegurar una disponibilidad total del sistema en todo su rango de comportamiento, lo cual está basado en la carencia de errores y fallas. El mantenimiento debe estar destinado a optimizar la producción del sistema, maximizar la vida útil de los equipos, reducir costos por fallas y gastos por nuevos equipos. Sin embargo para lograr esto existen diferentes tipos de mantenimientos que están representados en la Figura 2-2.

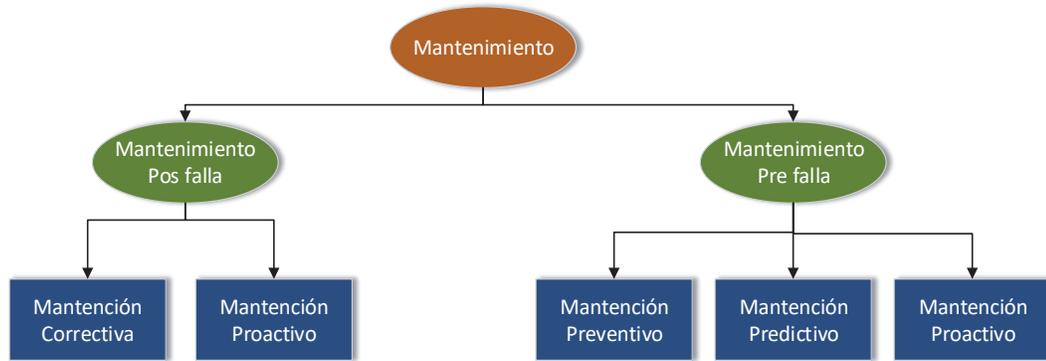


Figura 2-2 : Diferentes estrategias de mantenimiento [30].

1. **Mantenimiento correctivo:** Permite a la máquina funcionar hasta la falla, después de ésta se realiza la reparación o reemplazo de la máquina.
2. **Mantenimiento preventivo:** Intervención de la máquina periódicamente para la inspección o reemplazo de componentes en mal estado, sin importar si la máquina funcione de manera correcta.
3. **Mantenimiento predictivo:** Evaluación de la máquina mientras esta en operación, a través de los síntomas que pueda presentar la máquina. En base a estos se programan necesidades de mantenimiento al detectar un posible problema en la máquina.
4. **Mantenimiento proactivo:** Se identifica y corrige las causas raíz de las fallas en la máquina, con el objetivo de maximizar la vida útil operativa.

2.3.2 Mantenimiento predictivo con cámaras infrarrojas

Este mantenimiento tiene el objetivo de buscar por medio de la medición y el análisis de diferentes síntomas, que la máquina emite hacia el exterior, establecer las condiciones mecánicas y la evolución de ésta en el tiempo. Siendo una de las principales ventajas que se puede llevar a cabo mientras la máquina está en funcionamiento y solo se programa la detención de ésta si es necesario.

Este tipo de mantenimiento consiste en una advertencia temprana, que indica que la máquina esta fuera del rango eficiente de operación y podría sufrir daños. Hay varios beneficios que se pueden obtener utilizando una estrategia de mantenimiento predictivo, como lo son la detección de fallas con bastante anticipación, diagnóstico de la condición de la máquina mientras esta en operación, disminución de los costos globales, etc.

Los últimos avances de la tecnología de la computación y el procesamiento de la información han permitido conformar sistemas de medición en línea, que posibilitan recoger información con valor de diagnóstico. Esta información se caracteriza como señales temporales provenientes de sensores de diversos tipos como por ejemplo, acelerómetros, temperatura, presión, etc.

Sin embargo en la industria moderna se pueden encontrar un sin número de técnicas predictivas, como el análisis de vibraciones, ultrasonido, mediciones de presión, cámaras infrarrojas, entre otros.

La termografía infrarroja es una técnica predictiva que permite sensar y reproducir las energías infrarrojas o calóricas emitidas por los diferentes cuerpos, en este caso observadas en equipos estáticos, como lo es el transformador de distribución. Este tipo de ensayo tiene la ventaja de ser no destructivo y es capaz de detectar anomalías o defectos que pueda manifestar un objeto por medio de los cambios de temperatura superficial. Donde el detectar ese cambio en instalaciones, o en nuestro caso en los transformadores, es de suma importancia para mantener el equipo en condiciones seguras y confiables.

La frecuencia en la que se deben realizar las inspecciones depende de diversos factores, como lo son la seguridad, la importancia crítica del equipo, el coste que pueda suponer el fallo y la frecuencia con que los problemas impactan a la máquina.

2.3.3 Termografía

La termografía infrarroja como técnica de mantenimiento predictivo permite medir temperatura a distancia y sin contacto físico con el equipo en análisis, pudiendo detectar cualquier falla que se manifieste en un cambio de temperatura de los componentes del equipo, midiendo los niveles de radiación infrarroja.

En términos sencillos un equipo estará fallando, si se manifiestan elevaciones de temperatura por sobre las demás componentes del equipo, siendo esta elevación de temperatura imperceptible al ojo humano, es posible detectarla por medio de una cámara termográfica, la que nos permitirá apreciar con mayor exactitud cuál es el elemento afectado.

2.4 Cámara Infrarroja o Térmica

Una cámara térmica corresponde a un dispositivo que es capaz de detectar la radiación térmica emitida por una escena y luego traduce los distintos valores a una imagen, que es capaz de detectar el patrón térmico de un cuerpo en estudio. La construcción de este tipo de dispositivos es similar a las cámaras de video digital.

2.4.1 Componentes principales

Los componentes principales de una cámara térmica son:

1. *Lente:*

Enfoca los rayos de radiación IR sobre el detector. El lente no es de vidrio debido a que este material es opaco a la radiación IR, por lo que generalmente se fabrican de Germanio y Silicio. Si se realiza una analogía con la visión del ser humano, el lente equivale al cristalino del ojo.

2. *Detector FPA:*

Pieza fundamental que detecta la radiación IR y la convierte en una señal eléctrica. Está conformado por pequeños pixeles fabricado de variados materiales sensibles a las longitudes de onda del IR. Su resolución varía desde 160x160 hasta 1024x1024 pixeles. Este tipo de detectores se

divide en dos categorías: Detectores Térmicos y Detectores Cuánticos. Los detectores Térmicos están basados principalmente en microbarómetros no enfriados fabricados de material semiconductor. Los detectores cuánticos son más rápidos y sensitivos si se compara con los térmicos. Su operación se basa en los cambios de estado de los electrones, que en su estructura cristalina reaccionan a los fotones incidentes. Realizando una analogía con la visión humana, este equivale a los conos del ojo humano.

3. *Procesador:*

Corresponde a una pequeña computadora que tiene como misión interpretar la señal enviada por el detector, para posteriormente transformarla en otra señal apta para ser utilizada en la pantalla. En el caso de la visión del ser humano el procesador de las señales corresponde al cerebro.

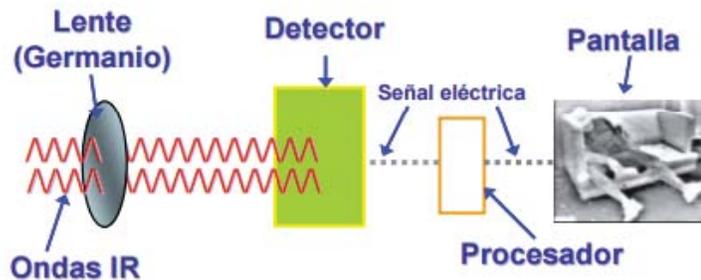


Figura 2-3: Componentes básicos de la cámara térmica [32].

2.4.2 Cámaras termográficas

1 Flir Tau 2 640

La Flir Tau 2 640 es una cámara Termográfica infrarroja. Este dispositivo permite inspeccionar zonas de difícil acceso tales como placas fotovoltaicas, controlar el número de animales de una determinada zona, controlar los regadíos en la agricultura, aplicaciones en la inspección de torres de alta tensión, entre otras [33].



Figura 2-4: Cámara Flir Tau 2 640 [33].

Dentro de las características más importantes, en relación a este tipo de cámara, se encuentran las siguientes [34]:

1. 17 micras de tamaño de pixel.

2 Procesamiento de imágenes aplicado a la termografía

2. Opciones de video digitales CMOS y BT.656 así como el legado de fotones LVDS.
3. Expansión a bordo de opciones y accesorios, incluyendo Camera Link, y compatibilidad con versiones anteriores con las cámaras de fotones.
4. Alta velocidad de comunicación serie de la cámara, hasta 921.600 baudios
5. Alimentación de la cámara y de la comunicación sobre la opción USB. (a través de la serie Tau VPC-a USB Accesorio).
6. Supresión de EMI a la clase B.
7. Hasta 200g de tolerancia de choque.
8. Múltiples opciones de lentes.
9. WOFV compacto, cilíndrico del objetivo para el montaje de tabique u opciones externas de fijación.

Sin embargo las características técnicas de la cámara FLIR TAU 2 640 se detallan a continuación:

Tabla 2-1 Descripción general del sistema [34].

Descripción general del sistema	Tau 640
Tipo de sensor	Microbolómetro sin refrigeración
Formato de NTSC	640 x 480
Formato de PAL	640 x 512
Formato de video digital	640 x 512
Tamaño de pixel	17 micras
Banda espectral	7.5 a 13.5 micras

Tabla 2-2 Salidas Cámara Tau 2 640 [34].

Salidas	Tau 640
NTSC 30 Hz	Si
PAL 25 Hz	Si
Video digital	8 - 14 bit Camera Link

Tabla 2-3 Poder Cámara Flir Tau 2 640 [34].

Poder	Flir Tau 2 640
Voltaje de entrada	4.0- 6.0 Vdc
Disipación de energía	1 W
Hora de la imagen	3.5 segundos

Tabla 2-4 Atributos físicos Cámara Flir Tau 2 640 [34].

Atributos físicos	Flir Tau 2 640
Tamaño	46 x 45 x 30 mm
Peso	55 gr
Peso incluido lente	72 gr
Interfaz de montaje	6 puntos de conexión del disipador de calor
Construcción	Tixotropico marco de Mg

2 Fluke TI400

La Fluke TI400 de 9Hz, es una cámara Termográfica infrarroja. Este dispositivo permite inspeccionar deferentes zonas tales como placas fotovoltaicas, aplicaciones en la inspección de torres de alta tensión, inspecciones en tableros eléctricos y de control, entre otras.



Figura 2-5: Cámara termográfica FLUKE TI400 [35].

Tabla 2-5 Descripción general del sistema [36].

Descripción general del sistema	FLUKE TI400
Tipo de sensor	Microbolómetro sin refrigeración FPA
Resolución del detector	320 x 240
Frecuencia de captura	9 Hz
Numero de pixeles	76800
Laser con foco automático	Si
Banda espectral	7.5 a 14 micras

Tabla 2-6 Batería Cámara Fluke 400 [36].

Batería	FLUKE TI400
Fuente alimentación	Batería Li-Ion x 2, 12 V
Duración de batería	3 – 4 horas
Operación AC	100 V - 240 V AC, 50/60 Hz

Tabla 2-7 Atributos físicos Cámara Fluke 400 [36].

Atributos físicos	FLUKE TI400
Tamaño	27.7 x1 2.2 x 16.7 cm
Peso incluido batería	1.04 kg
Interfaz de montaje	6 puntos de conexión del disipador de calor
Medio de almacenamiento	Tarjeta de memoria micro SD
Transmisión de video	De USB a PC y de HDMI a una pantalla compatible HDMI
Pantalla táctil resistente (capacitiva)	LCD de 3,5 pulgadas (panorámica) de 640 x 480

2.4.3 Camera Controller Gui de Flir Tau 2 640

Camera controller GUI corresponde a un software con el cual es posible realizar distintas configuraciones de la cámara Flir Tau 2 640. Dentro de algunas de sus características destacan la

posibilidad de trabajar tanto en modo análogo como en modo digital. Para efectos del propósito final se estudió de manera detallada la configuración en modo análogo trabajando con 8 bits.

Para el mejor entendimiento de las operaciones a realizar en la configuración de la cámara, se detallan a continuación los pasos a seguir con el fin de lograr hacer los cambios deseados a la cámara [37].

- Paso 1: Consiste en conectar la cámara al computador mediante un puerto USB. Una vez realizada la conexión, lo siguiente es abrir el programa Camera Controller GUI (programa disponible en la página oficial de FLIR).
- Paso 2: Luego hay que lograr la conexión del software con la cámara, el cual tiene un panel en donde es posible realizar la conexión.
- Paso 3: Una vez realizada la conexión es posible hacer la configuración de acuerdo a las necesidades del usuario. En este caso interesa poder configurar la cámara de manera análoga.
- Paso 4: Acomodar los parámetros de la cámara de acuerdo a las necesidades del ambiente en el cual se van a tomar las muestras.

2.5 Termografía en Sistemas Eléctricos

Las cámaras termográficas, en gran medida, son utilizadas para inspecciones de componentes y sistemas eléctricos de todos los tamaños y formas.

El gran abanico de posibles aplicaciones para las cámaras termográficas en el rango de los sistemas eléctricos se puede dividir en dos categorías: Instalaciones de alta tensión e instalaciones de media y baja tensión [38].

2.5.1 Inspección termográfica en instalaciones de alta tensión

El calor es un factor importante en las instalaciones de alta tensión. Cuando la corriente eléctrica pasa a través de un elemento resistivo, produce calor. Una mayor resistencia genera un aumento del calor [38].

Con el tiempo, debido a la holgura y la corrosión, la resistencia de las conexiones eléctricas aumenta. El correspondiente aumento de la temperatura puede llevar a que los componentes fallen, lo que puede provocar cortes de tensión inesperados e incluso lesiones. Además, la energía que se utiliza en generar calor provoca pérdidas de energía innecesarias. Si no se comprueba, el calor podría acumularse hasta el punto de fundir conexiones y provocar averías e incluso incendios. Algunos de los tipos de falla detectables con el uso de cámaras termográficas son:

- Oxidación de interruptores de alta tensión
- Conexiones recalentadas
- Conexiones mal aseguradas
- Defectos de aislamiento

Estos y otros problemas es posible detectar en una fase temprana mediante una cámara termográfica. Es así como el uso de la cámara ayuda de sobremanera a localizar el problema con

precisión, determinar la gravedad del mismo y calcular el tiempo en el que se debe reparar el equipo.

La gran ventaja del uso de cámaras térmicas es la capacidad para llevar a cabo inspecciones mientras los sistemas eléctricos están cargados. Al tratarse de un método de diagnóstico sin contacto, el operador puede inspeccionar rápidamente un componente concreto de un equipo a una distancia de seguridad.

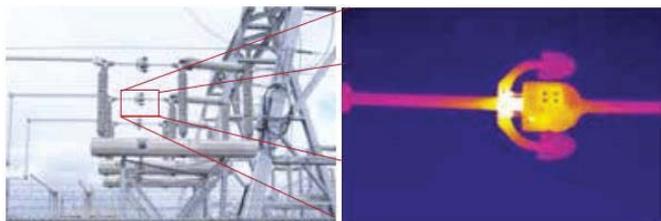


Figura 2-6: Inspección de instalaciones de alta tensión desde una distancia segura [38] .

2.5.2 Inspecciones termográficas en instalaciones de media y baja tensión

Las cámaras termográficas son utilizadas para inspecciones de componentes y sistemas eléctricos de todos los tamaños y formas. A través de la termografía se puede examinar regularmente cuadros eléctricos. Si no se hace esta inspección, el calor podría acumularse hasta el punto de fundir conexiones y provocar averías e incluso incendios.

Además de conexiones sueltas, los sistemas eléctricos sufren desequilibrios de carga, corrosión y aumentos de impedancia de corriente. Las inspecciones térmicas permiten localizar rápidamente puntos calientes como en la Figura 2-7, determinando la gravedad del problema y calcular el tiempo en el que se debe reparar el equipo [38]. Algunos de los tipos de falla detectables con el uso de cámaras termográficas son:

- Conexiones de alta resistencia.
- Conexiones corroídas.
- Daños internos en los fusibles.
- Malas conexiones y daños internos.
- Mal apriete de línea.

Estos y otros problemas se pueden detectar en una fase temprana mediante el uso de una cámara termográfica. De este modo, se evitarán costosos daños y situaciones peligrosas.



Figura 2-7: Inspección térmica para una conexión recalentada [38].

En las siguientes imágenes es posible observar fallas desde un conector recalentado debido a un fusible Figura 2-7, hasta cortocircuitos que podrían generar un incendio como en la Figura 2-8 y Figura 2-9.



Figura 2-8: Conector recalentado debido a fusibles sobrecargados [38].

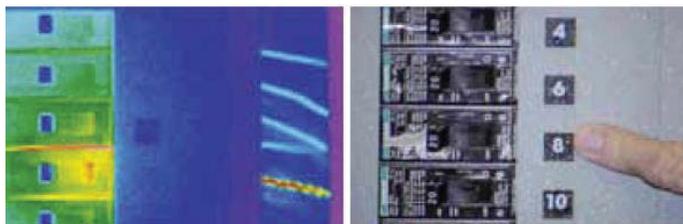


Figura 2-9: Punto caliente indica un cortocircuito que podría provocar un incendio [38].

2.6 Parámetros a considerar para mediciones con cámara termográfica

Para poder interpretar de manera correcta las imágenes termográficas, el operador necesita conocer de buena manera los distintos materiales y circunstancias que influyen en las lecturas de temperatura. Dentro de los factores que en gran medida influyen en las lecturas de temperatura son la conductividad térmica, la emisividad, la reflexión y las condiciones meteorológicas [38].

2.6.1 Conductividad térmica

Es sabido que los distintos materiales poseen propiedades térmicas diferentes. Por ejemplo, el aislamiento suele calentarse lentamente, en cambio los metales se suelen calentar rápidamente. Esto corresponde a la llamada conductividad térmica. Es así como la diferencia en la conductividad térmica de dos materiales, en ciertos casos, puede provocar grandes diferencias de temperatura.

2.6.2 Emisividad

La emisividad se define como la capacidad que tiene un cuerpo para emitir infrarrojos. Este valor, depende en gran medida de las propiedades de los materiales del cuerpo. Es por esto que es importante tener en cuenta la emisividad para tener una buena lectura de la temperatura.

En la Figura 2-10 es posible observar un ejemplo en donde una taza que está a la misma temperatura, en su representación térmica es posible pensar que la pintura dorada es más fría que la taza. Esta confusión la produce la emisividad debido a la diferencia en la intensidad de la radiación infrarroja.

Es de relevancia establecer la emisividad correcta en la cámara o, de lo contrario, las mediciones de temperatura no serán las correctas.

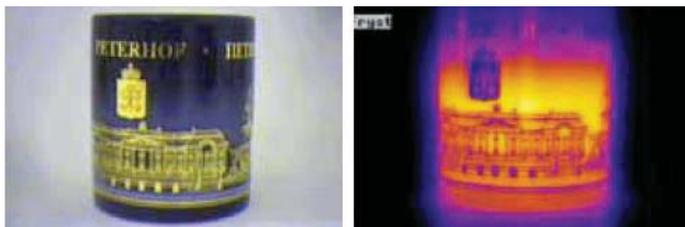


Figura 2-10: Ejemplo de error producto de emisividad [38].

2.6.3 Reflexión

Es posible que ciertos materiales reflejen la radiación térmica de la misma manera en que un espejo refleja la luz visible. Entre estos se encuentran los metales no oxidados, que realizan esto de manera especial si no se han pulido. La reflexión es un problema debido a que pueden provocar una interpretación incorrecta de la termografía.

Si el material de la superficie del objeto tiene una baja emisividad, como por ejemplo el metal oxidado, y existe una gran diferencia de temperatura entre el objeto y la temperatura ambiente, la reflexión de la temperatura ambiente influirá en las lecturas de temperatura de la cámara termográfica. En la Figura 2-11 se observa claramente el efecto de la reflexión en una ventana. Ésta refleja radiación térmica.



Figura 2-11: Efecto de la Reflexión en una ventana al hacer análisis térmico [38].

2.6.4 Condiciones meteorológicas

Las condiciones meteorológicas relacionadas a la temperatura ambiente pueden tener una gran influencia en las lecturas de temperatura. Es así como una elevada temperatura ambiente puede ocultar puntos calientes al subir la temperatura de todo el objeto, mientras que una temperatura ambiente baja podría enfriar los puntos calientes hasta una temperatura inferior a un umbral determinado previamente.



Figura 2-12: Termografía con efecto desconocido, donde si no se conocen las verdaderas circunstancias en que se tomó la fotografía no se podría saber porque posee tal efecto [38].

Otro factor importante es la luz solar directa. Esta puede tener una gran influencia, no obstante, tanto la luz directa como las sombras pueden influir en el patrón térmico, incluso varias horas después de haya terminado la exposición solar. Es necesario considerar también el viento, los flujos de aire refrigeran el material de la superficie, reduciendo las diferencias de temperatura entre las áreas calientes y las frías.

Dentro de los elementos meteorológicos que también pueden alterar las mediciones se encuentra la lluvia, que enfría el material de la superficie.

2.7 Clasificador de Transformadores

En una imagen termográfica que capture al transformador de distribución, existirá más de un elemento que no es necesario dentro de la fotografía, es por esto que se crea un clasificador.

En esta sección se presenta una metodología para poder crear un clasificador. Su objetivo es detectar el transformador de distribución en una imagen, puesto que al momento de realizar una fotografía del transformador existe una gran cantidad de información dentro de la imagen. El interés de este estudio recae solo en los transformadores, es por esto que se hace necesario introducir una manera de poder desechar la información innecesaria, y apuntar solo hacia el transformador. Para realizar el clasificador se opta por una metodología de entrenamiento por cascada, utilizando la aplicación de MATLAB llamada Cascade Trainer [39].

2.7.1 Entrenamiento por cascada, para la detección del transformador

Este tipo de algoritmo permite detectar objetos en una imagen. Para lograr esto el sistema toma un fragmento de la imagen a través de una ventana deslizante, esta ventana adquiere información que transporta al detector para decidir si está o no el objeto. La ventana recorre la imagen pasando por el detector nuevamente y así sucesivamente. Es decir, va a hacer una especie de barrido de la imagen. Además también se hace un recorrido en escala, integrando imágenes más pequeñas [40].

Para el funcionamiento del entrenamiento por cascada se toma una ventana de la imagen. Luego se extraen rasgos significativos útiles para identificar el objeto. A partir de la obtención de rasgos pasan a la etapa de los clasificadores fuertes, estos se encargan de decidir si en la imagen se encuentra o no el objeto buscado. A partir de la Figura 2-13 es posible observar que los clasificadores fuertes entregan un “sí” o un “no” como respuesta: si entrega un sí se encuentra la

imagen, por lo que está lista para pasar a la siguiente etapa. La siguiente etapa contiene otro clasificador, que toma más rasgos que el anterior para hacer un mejor análisis. Con esto es posible reconocer el objeto dentro de la imagen. Si la condición se cumple, entonces pasará a la siguiente etapa. Entonces, se entiende que a medida que van pasando más etapas, va a ir aumentando el número de rasgos, por lo que el análisis para encontrar el objeto se va haciendo cada vez más complejo. Si todas las etapas se cumplen, entonces el detector dirá que ahí existe un objeto.

Si una de estas etapas no se cumplen, ocurrirá un no definitivo. Esta propiedad es la que hace rápido al detector al momento de buscar un objeto en la imagen. Esto es posible ya que puede descartar ventanas en donde, desde la primera etapa o siguiente, es evidente que no está el objeto. Es así como no consume tiempo en analizar nuevamente la ventana, siendo ésta una de las principales ventajas de este detector.

En resumen, cuando dice no es un no definitivo, mientras que si el clasificador expresa un sí es un sí parcial, convirtiéndose en un sí definitivo si pasa por las n etapas.

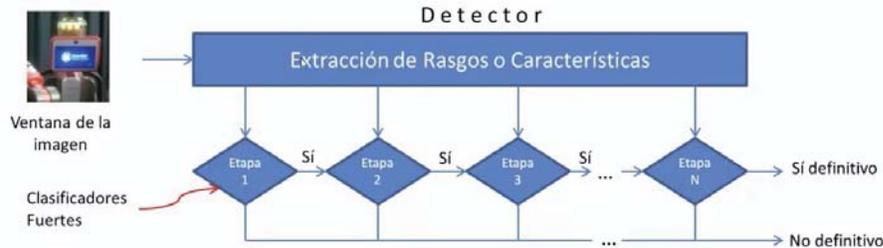


Figura 2-13: Diagrama de funcionamiento de entrenamiento por cascada [37].

2.7.2 Base de datos para el entrenamiento

Para la creación de base de datos se obtuvieron una gran cantidad de imágenes que contengan transformadores de distribución, todos ellos trabajando en líneas de media tensión. La base de datos se obtuvo con información de temperatura generada a través de una cámara térmica en distintas inspecciones.

A partir de las imágenes obtenidas con la base de datos se hace necesario segmentar la zona de interés, en este caso el transformador de distribución. Es así como interesa poder detectar la ubicación exacta del transformador dentro de la imagen para su posterior procesamiento.

El proceso de entrenamiento se realiza con una aplicación presente en MATLAB llamada Cascade Trainer [39]. Para crear el clasificador con la aplicación se realizan los siguientes pasos:

1. Se etiquetan las imágenes en dos categorías, imágenes positivas (fotografía que contenga un transformador) e imágenes negativas (fotografía de un objeto que no sea un transformador).
2. Luego se modifican las métricas de desempeño del detector que son:
 - False alarm rate (f) que corresponde a la fracción entre los falsos positivos y las imágenes negativas.

2 Procesamiento de imágenes aplicado a la termografía

- True positive rate (t) que corresponde al cociente entre el número de detecciones verdaderas y el número de imágenes positivas.
- Número de etapas que se desea realizar.

De las métricas de desempeño se desea que “f” sea cero, es decir que no existan falsos positivos, mientras que para el índice “t” se desea que este sea igual a 1, sin embargo esto es complicado de lograr. Normalmente se eligen valores cercanos a 0,5 para f y números cercanos a 0,9 para el índice t. Estos parámetros ingresados al detector deben funcionar como cota mínima que debe de respetar el clasificador al momento de entrenarse. Es decir, que durante el entrenamiento no va a dejar de crear la etapa 1 de la Figura 2-13 hasta que no logre la meta de los parámetros f y t.

3. Finalmente el software generara un archivo de detección .xml que, al ser incorporado a la programación, permitirá la detección del transformador presente en la imagen capturada, esta detección se usa para seleccionar el área de interés, y poder detectar el transformador.

En este caso se utilizaron 206 imágenes positivas, en escala de grises y aproximadamente el triple de imágenes negativas. La configuración del número de etapas fue de 20 con valores de f y t de 0.5 y 0.995 respectivamente, tal como se muestra en la Figura 2-14, estos parámetros se introducen en la interfaz de la aplicación Cascade trainer.

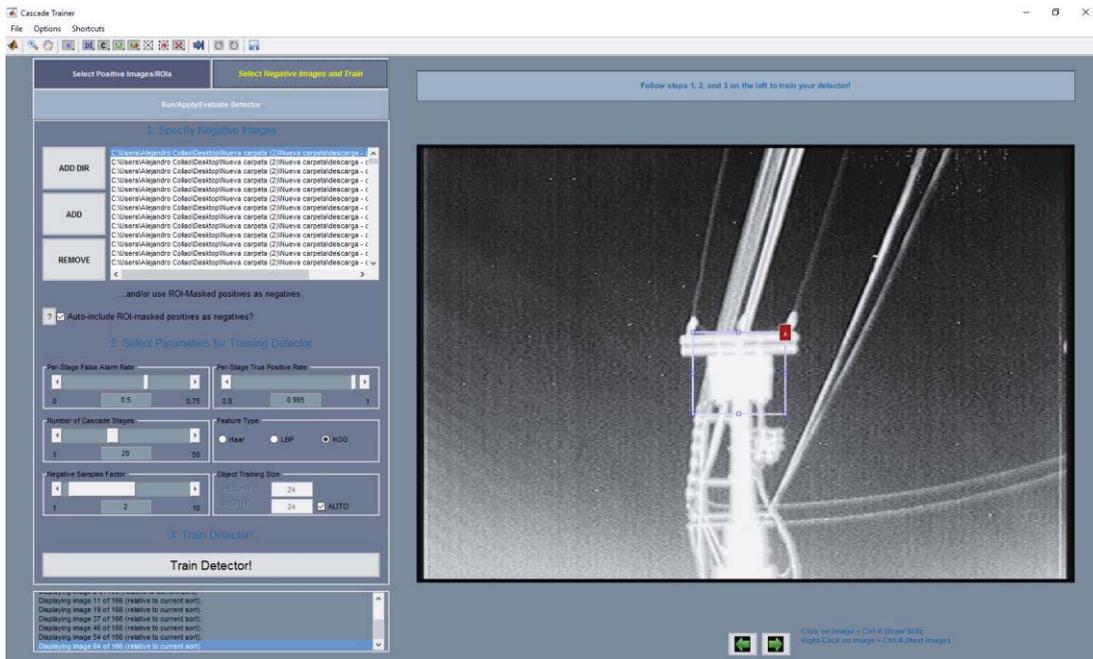


Figura 2-14: Entorno de aplicación de MATLAB Cascade Trainer.

2.7.3 Precisión de detección

Para analizar los resultados, es necesario conocer en primera instancia el porcentaje de detección del entrenamiento por cascada. Para la validación se evaluaron 75 imágenes de transformadores

de distribución. Estas imágenes en su totalidad presentan la vista frontal de ellos. Los resultados de la precisión de detección se muestran en la Tabla 2-8. Para clasificar los transformadores se realizó con el conteo de tres grupos distintos:

- Verdaderos positivos: Conteo de un transformador que existe.
- Falsos positivos: No se contó un transformador que si existe.
- Falsos negativos: Se contó un transformador que no existe.

Tabla 2-8: Resultados de la detección.

Condiciones	Cantidad de imágenes	Porcentaje [%]
Verdadero Positivo	66	88
Falso Positivo	7	9,33
Falso Negativo	2	2,67
Total	75	100

A partir de los datos visualizados en la Tabla 2-8 se observa un alto porcentaje de verdaderos positivos, alcanzando un 88% de eficacia. Una de las condiciones que se ven más afectadas son el porcentaje de falsos positivos, llegando a un 9,33%. Finalmente el índice de falsos negativos llego solo al 2,67% del total.

Para poder aumentar la cantidad de detecciones con verdadero positivos, se intentará a futuro hacer nuevos entrenamientos con distinta cantidad de imágenes positivas y negativas, con el fin de lograr mejorar dicho porcentaje.

2.8 Proceso de mantenimiento en transformadores

Un proceso de mantenimiento cuenta de diferentes etapas, en nuestro caso este se realiza por medio de imágenes termográficas aplicadas a un transformador de distribución, tal como fue detallado anteriormente, donde primero se deben obtener una base de datos con diferentes imágenes, para luego estimar si existirá alguna anomalía o falla en éste. Para esto en la se puede observar un diagrama de decisiones de un proceso de inspección de infrarrojos propuesto por Fluke Corporation, los procedimientos de inspección por escrito permiten controlar la calidad de los datos recopilados y garantizar que la inspección se lleva a cabo de forma segura. Entre los aspectos clave se incluyen: la seguridad, las condiciones necesarias y el asesoramiento para interpretar los datos [41].



Figura 2-15: Este diagrama de flujo es un ejemplo de cómo la termografía puede encajar de forma lógica en un programa de mantenimiento general que incluye otras tecnologías de mantenimiento predictivo [41].

2.9 Conclusión del capítulo

El estudio del procesamiento digital de imágenes permitió conocer en profundidad las características y técnicas que se encuentran en el análisis de imágenes.

Para poder hacer una buena inspección termográfica, es necesario tener en cuenta parámetros que permitan asegurar que los datos obtenidos sean reales. Factores como la reflexividad, emisividad, conductividad térmica, condiciones climáticas, etc. son determinantes a la hora de hacer una buena medición.

Con respecto al clasificador se espera obtener solo el área de interés de la imagen, en nuestro caso el transformador, para así realizar el procesamiento digital de imágenes necesario para realizar lo que se estime conveniente con la captura. Esto se logró por medio del entrenamiento por cascada, teniendo como resultado una precisión del 88% de verdaderos positivos. Por otra parte, algunas de las causas probables de estas falsas detecciones pueden ser atribuidas a sectores de la imagen con similares características en cuanto a forma. Considerando soluciones posibles, se puede considerar realizar nuevamente entrenamientos con distinto número de imágenes tanto positivas como negativas, de manera de encontrar la mejor combinación de ellas para generar un mejor detector.

3 Planteamiento del problema

En base a lo estudiado y descrito anteriormente, es posible entregar una solución a la problemática de la estimación de carga en los transformadores de distribución, esto a través de imágenes infrarrojas.

3.1 Introducción

La mejora en los sistemas eléctricos de distribución es de suma importancia hoy en día, ya que las empresas están buscando disminuir sus costos y entregar una mejor calidad de servicio.

Los transformadores de distribución, generalmente, suelen recibir menor atención y estudio dentro de los sistemas de distribución. Sin embargo, son uno de los componentes más importantes puesto que son los capaces de reducir la tensión a la requerida por los usuarios finales, siendo los transformadores el puente entre la media tensión y la baja tensión.

En el presente trabajo se busca responder a la utilización de una técnica predictiva, como lo es el uso de cámaras termografías, de manera de poder lograr estimar la carga de un transformador, con el objetivo de implementar esta nueva técnica en labores de mantenimiento predictivo y así evitar el deterioro y un mal manejo de los transformadores de distribución, como también poder ser capaz de controlar la sobrecarga en los transformadores. Para esto se plantea una metodología que se detallara en el presente capítulo.

3.2 Consideraciones generales

Como consideración general se asume que los transformadores a estudiar son de distribución tipo poste, de los cuales se seleccionará uno de ellos para aplicarle pruebas.

Además, para realizar el estudio se utilizará una cámara térmica, la que fue descrita en el capítulo anterior, con la que se podrá obtener las imágenes infrarrojas del transformador a elección. Se considera que para una mayor facilidad en las pruebas preliminares, las imágenes obtenidas con la cámara infrarroja se deben encontrar en escala de grises y además la resolución de captura con la cámara de 8 bits.

La captura de imágenes infrarrojas en los transformadores de distribución se realizará de manera superficial en éste, ya que con la cámara solo es posible obtener la temperatura superficial o de la carcasa del elemento a estudio.

Para la realización de las pruebas es necesario que se encuentre instalado un medidor inteligente, del cual se encargara de su instalación Chilquinta Energía.

3.3 Planificación del problema

Para realizar las primeras pruebas en los transformadores, se debe comenzar realizando una serie de etapas que permitan estimar la carga de los transformadores. Como primera etapa se encuentra el manejo de la cámara infrarroja, que fue explicado en el apartado anterior. Luego, como segundo, paso se encuentra la elaboración de la base de datos, la cual, para ahorrar simplicidad en las capturas, se realiza una interfaz gráfica (GUI) en el ambiente MATLAB que nos permitirá tomar muestras de fotografías y luego guardar las imágenes dentro del mismo software.

Las GUI (también conocidas como interfaces gráficas de usuario o interfaces de usuario) permiten un control sencillo de las aplicaciones de software, lo cual elimina la necesidad de aprender un lenguaje y escribir comandos a fin de ejecutar una aplicación. Las *apps* de MATLAB son programas autónomos con un frontal gráfico de usuario GUI que automatizan una tarea o un cálculo. Por lo general, la GUI incluye controles tales como menús, barras de herramientas, botones y controles deslizantes [42].

En la Figura 3-1 se muestra la interfaz realizada para la toma de fotografías, la cual pide ingresar la fecha y la hora en que fue tomada la captura para posteriormente tener un orden en las fotografías.



Figura 3-1: Interfaz gráfica (GUI) realizada.

3.3.1 Relación de temperatura y intensidades de la imagen térmica

Con la interfaz de la Figura 3-1, el siguiente paso es poder encontrar una relación entre la temperatura que entrega la cámara infrarroja y la intensidad de los píxeles centrales que esta representa. Para esto se realizan pruebas con la cámara térmica, estas consisten en:

1. Ubicar la cámara infrarroja en un punto fijo apuntando hacia un recipiente con agua a alta temperatura, considerando una distancia de un metro entre el recipiente y la cámara, además como configuración inicial se setearon algunos parámetros de la cámara como el contraste y brillo.
2. Luego se procede a tomar muestras de temperatura en el recipiente, las que son entregadas por la cámara, para posteriormente obtener capturas del proceso en tiempo real con la GUI creada. Se considera que la cámara solo entrega la temperatura de los píxeles centrales de la fotografía, además, las imágenes, con el fin de facilitar el trabajo, se encuentra en una escala de grises que poseen intensidades de 0 a 255, ya que la resolución de la cámara es de 8 bits.
3. De la fotografía tomada se busca la posición central de la imagen con el comando “*impixelregion*” el cual crea una ventana asociada a la imagen a estudiar, en la cual es posible visualizar cada uno de los píxeles de la imagen. Este comando se encuentra en MATLAB. Luego de ubicarlo en el centro de la imagen, se obtienen las intensidades en escala de grises de los píxeles centrales de la imagen, de modo que se pueda anotar el promedio de las intensidades equivalentes a la temperatura medida en ese instante de tiempo.

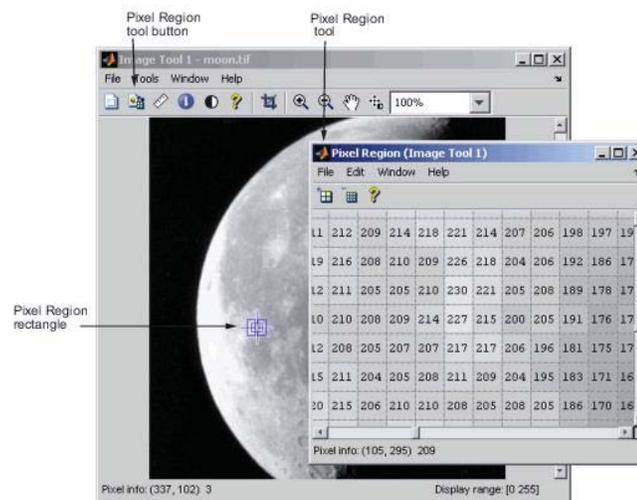


Figura 3-2: Comando “*impixelregion*” de MATLAB [43].

4. Se realiza el mismo proceso anterior una serie de veces hasta que la temperatura del recipiente alcance aproximadamente la temperatura ambiente, como se muestra en la Figura 3-2.

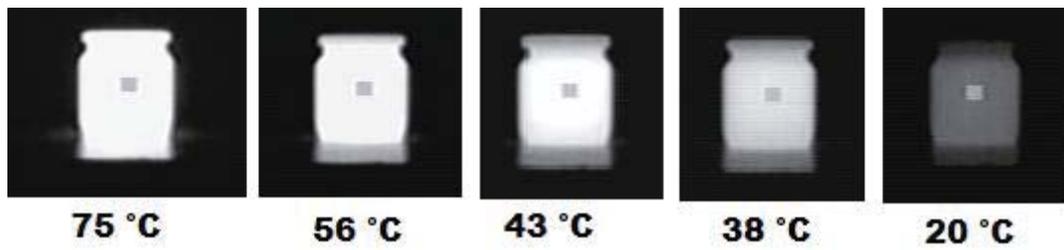


Figura 3-3: Proceso realizado, que muestra el cambio de intensidades según la temperatura.

- El procedimiento descrito anteriormente se realiza varias veces para corroborar los resultados. En la Figura 3-3 se muestra un diagrama en bloque que describe el procedimiento explicado y utilizado.

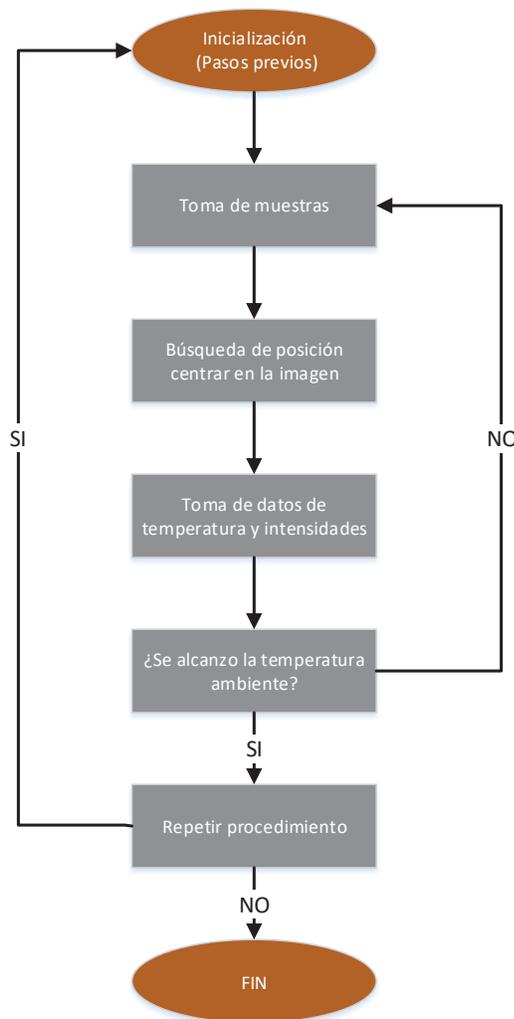


Figura 3-4: Diagrama en bloque del procedimiento para realizar una relación entre temperatura e intensidad de los píxeles.

El principal beneficio de realizar estas pruebas es el de poder encontrar una relación entre la temperatura y las intensidades en pixeles, logrando estimar la temperatura en cualquier punto de la imagen y no sólo en el punto central que entrega la cámara infrarroja.

Para esto se obtuvieron diferentes curvas de temperatura versus intensidades, considerando diferentes rangos de operación de la cámara, donde las curvas están en relación directa con la temperatura ambiente del instante en que se realizaron las mediciones, por lo que se obtuvo que la intensidad cero siempre fue equivalente a la temperatura ambiente.

La toma de datos fue realizada desde los 50 grados aproximadamente, posterior a esta temperatura se disminuyó cada un grado hasta llegar a la intensidad cero o temperatura ambiente, la cual está dentro del rango de los 24 y 17 grados Celsius. También las mediciones se realizaron basándose en la temperatura de operación de la cámara, por lo que para cada rango de operación en temperatura de la cámara existe una curva que la representa.

En conclusión, luego de realizar varias mediciones, se obtuvo que la curva que relaciona de mejor manera la temperatura con los pixeles es una línea recta, de la forma:

$$y = m \cdot x + b \tag{3-1}$$

Donde:

y : Temperatura en el instante de tiempo en que se capturo la imagen.

x : Intensidad del pixel en escala de grises, en el instante de tiempo en que se capturo la imagen.

m : Pendiente de la recta.

b : Corte con el eje y .

Para la cual se obtuvo que la pendiente no variaba mucho, por lo que se concluyó que la pendiente posee una variación de aproximadamente un 8% con respecto al valor fijado. Este porcentaje puede cambiar dado que es un valor netamente empírico, y el corte con el eje y fue equivalente a aproximadamente la temperatura ambiente del momento en que se capturaron las imágenes. Se logra entonces, construir la siguiente ecuación que representa una estimación de las temperaturas en cada punto de la imagen térmica, donde a es un factor que varía entre 0,0736 - 0,0864 [-] según los datos obtenidos experimentalmente y T_a se refiere a la temperatura se corte con el eje y , de la cual según las pruebas realizadas esta varía entre los 17-24 grados Celsius.

$$y = a \cdot x + T_a \tag{3-2}$$

Finalmente, con esta ecuación es posible estimar la temperatura en cualquier parte de la foto obtenida, no tan solo en el centro de ésta.

3.4 Modo de abordar el problema

Tras los análisis realizados en lo explicado anteriormente, se crea la necesidad de poder obtener la carga de un transformador, para esto es necesario realizar una relación entre la temperatura y la carga del transformador.

Como no fue posible obtener una ecuación que relacione estos dos parámetros, se debe abordar el problema de manera diferente. Se propone entonces, la realización de la curva de manera empírica, para la que se necesita una gran cantidad de datos provenientes de los transformadores de distribución. Para este fin, primero se seleccionan los transformadores a estudiar, luego se toman los datos necesarios, la cual consiste en la captura de fotografías con una cámara infrarroja de manera periódica en intervalos de tiempo entre 15 minutos a 60 minutos, durante un par de días. Mientras en paralelo se realizan telemidas con los equipos pertinentes de los transformadores seleccionados, esta telemida permite obtener la carga del transformador cada 15 minutos. Estos datos son proporcionados por Chilquinta Energía.

Luego de ya realizada esta toma de datos, se procede a concretar una relación entre la temperatura y la carga, con referencia a la fecha y hora en que se realizó la toma de fotografías y la telemida. Con esto es posible confeccionar una curva cuyo propósito es poder relacionar la temperatura con respecto a la carga en cada instante de tiempo.

Por otro lado, con respecto al procesamiento de imágenes, se crea un programa que procese las imágenes, de modo que sea capaz de obtener la mayor intensidad y a la vez la temperatura del transformador, para posteriormente ingresar esta temperatura máxima en la ecuación que relaciona la cargabilidad y la temperatura de transformador, y así obtener la carga del transformador.

3.5 Conclusión del capítulo

En el presente capítulo se planteó la problemática; cómo obtener la carga de un transformador de distribución por medio de una imagen térmica, donde primero se realizó un muestreo de temperaturas a una un frasco con agua a alta temperatura, del que se obtuvo una relación entre la temperatura y las intensidades en pixeles de una imagen con el fin de extender y conocer la temperatura en cada uno de los pixeles de la imagen. Para realizar esto se creó un procedimiento el que fue descrito en el presente capítulo en el punto 3.3.1, en el cual se utilizó la interfaz gráfica programada con el uso del software MATLAB, la cual ayudó a obtener esta relación.

Con la realización de estas mediciones experimentales fue posible, reconocer y aprender a utilizar la cámara infrarroja a través del software Camera Controller GUI.

Luego se muestra una manera de abordar la problemática del trabajo, la que consiste en tomar mediciones de temperatura y cargabilidad para así obtener una relación entre ambas, de manera que si se posee la temperatura del transformador, se pueda obtener al instante la carga que éste posee.

4 Aspectos preliminares a los resultados

Una vez conocidos los cuidados a tener para una buena obtención de datos en terreno, además de dominar el manejo del software Camera Controller GUI, se procede entonces a la obtención de la base de datos de líneas de baja tensión.

4.1 Hipótesis

Se realizará un estudio a tres transformadores ubicados en diferentes lugares. El primer transformador tratado es un transformador de distribución, ubicado en la comuna de Villa Alemana. Posee una potencia de 75 [KVA] y se encuentra sostenido por un poste de aproximadamente 11,5 metros de altura, éste, el transformador, será el elemento de prueba A. El segundo transformador a estudio, ubicado en la comuna de San Bernardo, posee una potencia de 1250 [KVA] y se encuentra instalado en el piso sobre una base de concreto, éste será el elemento de prueba B. El tercer transformador, ubicado en la comuna de Valparaíso, posee una potencia de 250 [KVA] y se encuentra a nivel de suelo, este transformador será el elemento de prueba C. Por medio de la adquisición de datos a través de una imagen térmica, y con la premisa de que se tendrán a la mano los datos de cargabilidad del transformador, se pretende lograr encontrar algún tipo de relación entre las variables de temperatura y carga en el elemento a estudiar. Se espera que la relación entre las variables sea del tipo directamente proporcional: si la carga aumenta también debiese aumentar la temperatura.

La carga obtenida por medio de la adquisición de la temperatura desde la imagen, se espera tenga relación con otros transformadores de distribución con la misma capacidad, para que así se pueda obtener una estimación de la carga en los diferentes tipos de transformadores a los que se le aplique la curva de la relación temperatura versus carga obtenida.

Se espera que la curva de relación entre variables sea del tipo lineal y que los factores ambientales no afecten en el resultado de la adquisición de datos.

Finalmente en la construcción de la curva de temperatura, al finalizar la toma de datos, se confía que la curva tenga algún tipo de relación visual con respecto a la curva de cargabilidad, en este caso similar a una curva de carga

4.2 Transformador A

4.2.1 Descripción del transformador a estudiar

En el presente capítulo se pretende realizar las primeras pruebas en base a un transformador particular, inserto en la zona urbana de la población Rosenquist 1179, Villa Alemana, provincia de Marga Marga. En la Figura 4-1 se muestra la ubicación geográfica de éste.



Figura 4-1: En un círculo rojo el transformador a estudio. En color amarillo la línea de media tensión [44].

Al transformador se le instaló un equipo de teledeteción, el cual es capaz de obtener la carga del éste a medida que transcurre el día. En paralelo se obtendrán imágenes térmicas en diferentes instantes de tiempo durante una determinada cantidad de días, para luego realizar una curva que relacione a ambas variables.

Se debe tener en cuenta que la cámara utilizada para realizar las fotografías es la cámara termográfica Flir Tau 2 640, descrita en el capítulo número dos. También se debe considerar la distancia que existirá entre la cámara infrarroja y el transformador, ya que esta distancia introducirá un error en la detección de la temperatura.

4.2.2 Pruebas en el transformador A

Las primeras pruebas se realizan en el transformador descrito anteriormente. En la Figura 4-2 se puede observar el transformador.



Figura 4-2: Fotografía del transformador de distribución A en luz visible y en infrarrojo.

El día miércoles 28 de diciembre del 2016 se realizan las primeras pruebas en las cuales sólo se toman mediciones de temperatura cada cierto tiempo. Se fue en diez oportunidades a terreno y se realizaron toma de mediciones. En esta primera etapa aún no se cuenta con el equipo de telemedida instalado, pero aun así se puedes realizar algunas observaciones. En el Apéndice A se encuentran algunas de las fotografías capturadas y una tabla que muestra la temperatura en las horas en que fueron logradas las imágenes infrarrojas.

La toma de datos se realizó desde aproximadamente el medio día hasta el anochecer. Teniendo en cuenta que la temperatura aumenta de manera gradual a medida que el día avanza y esta comienza a bajar en el atardecer, se infiere que la temperatura ambiente del día influyó en las mediciones, ya que el día estuvo soleado con una máxima de 28 °C y la captura de imágenes infrarrojas capta solo la temperatura superficial del transformador.

En el día jueves 29 de diciembre del 2016 se realizan nuevas mediciones, donde se mantiene una metodología más rigurosa, tomando medidas cada una hora a partir del mediodía hasta las 21 horas con mediciones en terreno y asistiendo a la ubicación del transformador diez veces. La principal diferencia en comparación con el día anterior se revela en las condiciones meteorológicas, dado que el tiempo era parcialmente nublado con una máxima de 21 °C. Esto favoreció, puesto que en las mediciones no influía considerablemente el sol y su radiación como fuente de calor a diferencia del día anterior.

Se colocó el equipo de telemedida ECAMEC el día 29 de diciembre del 2016. La actividad industrial de ECAMEC abarca el desarrollo y fabricación de equipos, aparatos e instrumentos de medición aplicados en los sistemas de distribución, transmisión y comercialización de la energía eléctrica. En menor proporción, la actividad contempla servicios de mediciones especiales en campo [45].

Considerando las temperaturas en cada instante de tiempo en que se capturaron las imágenes, se puede analizar desde la Figura 4-3 que la evolución de la temperatura se mantiene durante las horas de tarde sin grandes variaciones, mientras que a medida que cae la noche la temperatura comienza a disminuir.

Posteriormente se realizan nuevas salidas a terreno a adquirir datos, el día 30 de diciembre del 2016, continuando la metodología de ir cada una hora desde las 11 hasta las 21 horas, recopilando 11 lecturas de temperatura. Las condiciones meteorológicas del día indicaron un día despejado con una máxima de 24 °C.

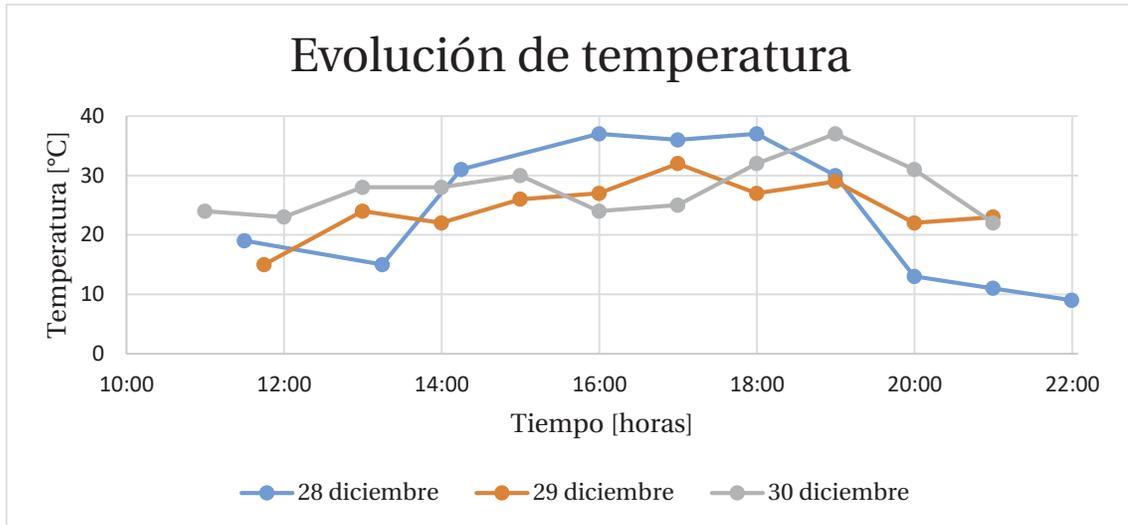


Figura 4-3: Evolución de temperaturas del transformador A durante las capturas termográficas.

Para poder realizar una comparación entre la carga y la temperatura, se extrajeron datos de carga del mismo transformador en estudio, pero de mediciones con fechas anteriores, de las cuales se optó por elegir seis miércoles, jueves y viernes del año. Se realizó un promedio con estos datos, para así poder comparar la curva de carga con respecto a la de temperatura, estas curvas se encuentran en el Apéndice A.

4.3 Prueba Transformador B

4.3.1 Descripción del transformador a estudiar

Se realizar las pruebas en base a un transformador, inserto en la zona industrial ubicado dentro de la empresa Carozzi S.A. camino longitudinal sur 5201, Santiago, comuna de San Bernardo.

El transformador cuenta con un equipo de teledeteción, el cual es capaz de obtener la carga de éste a medida que transcurre el día. En paralelo se obtendrán imágenes térmicas en diferentes instantes de tiempo durante algunos días, para luego realizar una curva que relacione a ambas variables.

Se debe tener en cuenta que la cámara utilizada para realizar las fotografías es la cámara termográfica Fluke TI400. También se debe considerar la distancia que existirá entre la cámara infrarroja y el transformador, ya que esta distancia introducirá un error en la detección de la temperatura.

4.3.2 Pruebas en el transformador B

Las primeras pruebas se realizan en el transformador descrito anteriormente. En la Figura 4-4 se puede observar el transformador a estudio en una captura a luz visible y otra captura infrarroja.

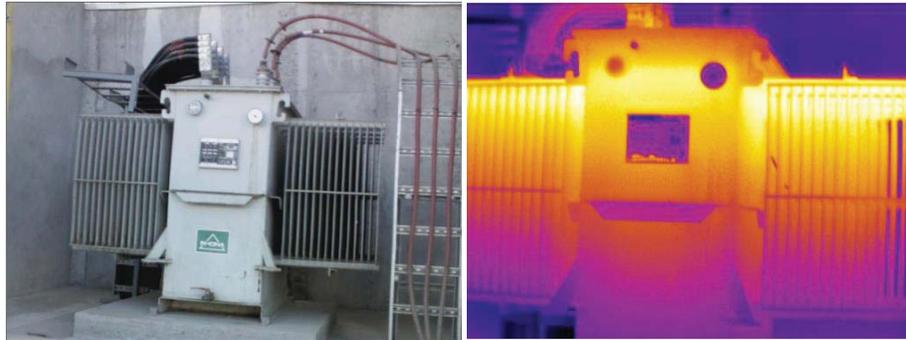


Figura 4-4: Fotografía en luz visible e infrarroja del transformador B tipo pedestal.

A continuación se describe el procedimiento práctico realizado para la toma de muestras. El día miércoles 15 y viernes 17 de marzo del 2017 se realizan las primeras pruebas en las cuales sólo se toman mediciones de temperatura cada cierto tiempo. Se fue en cuatro oportunidades a terreno y se realizaron capturas infrarrojas al transformador en estudio, además se cuenta con equipo de medida de carga en cada instante de tiempo, por lo que al final del día se extraen los datos desde el equipo de tele medida. En el Apéndice B se encuentran algunas de las fotografías capturadas y una tabla que muestra la temperatura y carga del transformador en los instantes de tiempo en que fueron logradas las imágenes infrarrojas.

La toma de datos se realizó desde aproximadamente las diez hasta las trece horas. Teniendo en cuenta que la temperatura aumenta de manera gradual a medida que el día avanza, se infiere que producto de una mejor protección del transformador ante los efectos ambientales existirá un mayor acercamiento a la temperatura real que posea el elemento, pero aun así la temperatura ambiente del día igualmente influyó en las mediciones.

Posteriormente, el día lunes 20 de marzo del 2017, se analizó durante una mayor cantidad de tiempo y se realizan nuevas mediciones, manteniéndose una metodología más rigurosa tomando medidas cada una hora a partir de las diez horas hasta las 17 horas con mediciones en terreno y asistiendo a la ubicación del transformador en varias ocasiones. En esta oportunidad se logró tomar una mayor cantidad de datos con referente a las capturas infrarrojas. Esto favoreció, puesto que con una mayor cantidad de capturas la curva que relaciona la carga con la temperatura poseerá un menor error de estimación.

Considerando las temperaturas en cada instante de tiempo en que se capturaron las imágenes, se puede analizar desde la Figura 4-4 se puede extraer que la curva de carga se mantiene de manera muy similar a la curva de temperatura del punto más caliente del transformador a estudio.

Luego se realizan nuevas salidas a terreno a adquirir datos, esto ocurrió el día 23 de marzo del 2017, continuando una metodología similar a la aplicada al día 20 de marzo: consiste en acercarse al transformador aproximadamente cada una hora desde las 11 hasta las 17 horas, recopilando 8 lecturas de temperatura.

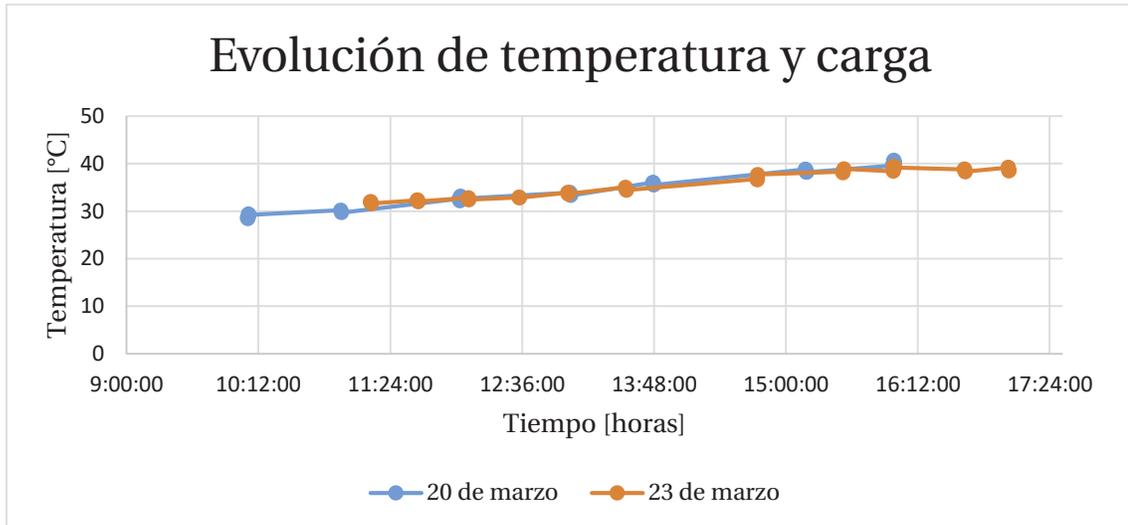


Figura 4-5: Evolución de temperaturas del transformador B durante las capturas termográficas.

Finalmente para poder realizar una comparación entre la carga y la temperatura, se extrajeron datos de carga del mismo transformador en estudio en el instante de tiempo en que se realiza la captura.

4.4 Prueba Transformador C

4.4.1 Descripción del transformador a estudiar

Se realizan las pruebas en base a un transformador en zona comercial, ubicado en la Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, en la Facultad de Ingeniería, Avenida Brasil 2147, Valparaíso. En la Figura 4-6 se muestra la ubicación geográfica de éste.



Figura 4-6: En un círculo rojo el transformador a estudiar. En color amarillo la línea de media tensión [44].

Se obtendrán imágenes térmicas en diferentes instantes de tiempo durante una cantidad de días, para luego realizar una curva que relacione a ambas variables.

Se debe tener en cuenta que la cámara utilizada para realizar las fotografía es la cámara termográfica Flir Tau 2 640, descrita en el capítulo número dos. También se debe considerar la distancia que existirá entre la cámara infrarroja y el transformador, ya que esta distancia introducirá un error en la detección de la temperatura.

4.4.2 Pruebas en el transformador C

Las primeras pruebas se realizan en el transformador descrito anteriormente. En la Figura 4-7 se puede observar el transformador en su captura en luz visible y otra captura infrarroja.

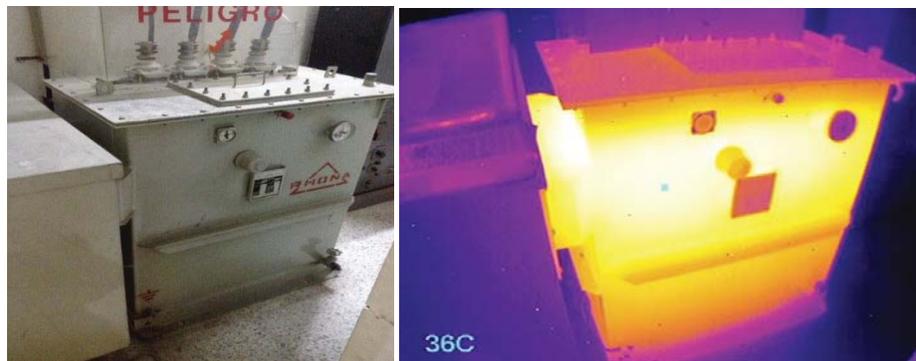


Figura 4-7: Fotografía del transformador C en luz visible e infrarrojos.

A continuación se describe el procedimiento práctico realizado para la toma de muestras. Para este fin, el día lunes 15, miércoles 17 y jueves 18 de abril del 2017 se realizan las pruebas en las cuales sólo se toman mediciones de temperatura cada cierto tiempo. Se fue en varias oportunidades a su ubicación y se realizaron capturas infrarrojas al transformador en estudio, además el transformador cuenta con equipo de medida de carga inteligente manejado por Chilquinta S.A., estos datos son usados y comparados con las temperaturas obtenidas durante el día. En el Apéndice C se encuentran algunas de las fotografías capturadas y una tabla que muestra la temperatura y carga del transformador en los instantes de tiempo en que fueron logradas las imágenes infrarrojas.

La toma de datos se realizó desde aproximadamente de las once hasta las dieciséis horas. Teniendo en cuenta que la temperatura se mantiene prácticamente constante a medida que el día avanza, se deduce que producto de que el transformador se encuentra en una sala sellada, la cual no se encuentra expuesta a condiciones provocadas por el medio externo como lo es la variación de temperatura, humedad, entre otros factores, ayuda a obtener una muestra de temperatura mucho más fidedigna y cercana a las condiciones reales de carga que se encuentra expuesto el transformador a estudio.

Las mediciones realizadas fueron tomadas bajo la misma metodología del estudio de los transformadores A y B, la cual consiste en acercarse al sitio del elemento cada una hora aproximadamente, esperando obtener una mayor cercanía en la similitud de carga con respecto a la temperatura.

4.5 Conclusión del capítulo

Para la realización de las pruebas es necesario que se encuentre instalado un medidor inteligente, para el caso del estudio del transformador A se encargó su instalación Chilquinta Energía. Es importante mencionar que la conexión del medidor inteligente nos entrega la carga del transformador en el tiempo, proporcionando una dificultad en el avance del proyecto, puesto que sin este medidor no se puede obtener la carga del transformador en el mismo instante de tiempo en que se capturaron las imágenes con la cámara infrarroja.

Tras realizar mediciones en el transformador A durante tres días con la cámara infrarroja, se puede observar que las condiciones meteorológicas son un factor que incide en poder obtener la temperatura en el transformador, ya que al existir una mayor temperatura ambiente, en las mediciones tomadas existirá una menor exactitud en la obtención de la temperatura en el transformador, perdiendo precisión. Otro factor que influye en la obtención de temperatura es la distancia que existirá entre el lente de la cámara termográfica y el objeto a estudio, que para este caso es el transformador de distribución. Sin embargo, de los tres días estudiados se puede observar que en el primer día que la curva de temperatura del transformador alcanza puntos más calientes en horas de la tarde, entre las quince y diecinueve horas. De esta curva es difícil notar una relación con la carga horaria del transformador. Del día siguiente, ósea jueves, se puede apreciar una mayor relación entre las curvas, aunque aun así existen diferencias notorias, como ocurre en las horas nocturnas, donde existe un mayor consumo de energía eléctrica. A pesar de esto, la característica del consumo no se ve reflejado del mismo modo en la temperatura del transformador, por lo que se infiere que el motivo por el cual ocurre esta diferencia es debido a las bajas temperaturas existentes en horas nocturnas. Finalmente el día viernes y último día que se realizaron mediciones se obtuvo una curva con características similares a la curva de carga del transformador, pero aun con el problema antes mencionado; en horas nocturnas ocurre una baja de temperatura en el transformador siendo que existe un mayor consumo.

De las mediciones realizadas en el transformador B, durante algunos días se puede analizar que existen mejores resultados que en el caso del transformador A, esto se estima que sucede por algunos factores puntuales: el transformador B es de una potencia mayor, lo que permitiría una mejor estimación, otro factor es que el transformador B no se encuentra expuesto de manera directa al sol y, en consecuencia, a los factores ambientales. Esto ocurre porque existe una mayor cobertura del objeto. Finalmente se estima que existe una mayor semejanza dado que el transformador es accesible y cercano al momento de obtener capturas infrarrojas, lo que quita el error obtenido por la distancia entre el lente de cámara y el elemento a estudio.

Luego de ya aplicadas las metodologías en los transformadores A y B, se aplica por una tercera vez en el transformador C. De éste se puede decir que a diferencia de las demás muestras obtenidas

se encuentra en una sala sellada en la cual es posible aislar condiciones atmosféricas, y las capturas infrarrojas no se encuentra afectas a los problemas presenciados en los otros dos transformadores utilizados en este estudio. Además, este transformador es accesible a la toma de muestras y su potencia nominal es más alta, por lo que también es un factor que nos puede llevar a encontrar una mejor estimación de carga utilizando un modelo lineal.

5 Resultados

5.1 Conceptos generales

Para realizar comparaciones y analizar los resultados obtenidos se utilizará el concepto de correlación, que se refiere a las relaciones entre variables. En el caso del presente estudio, estas variables son la carga y la temperatura y se cuentan con tablas de datos de temperaturas y carga en los mismos instantes de tiempo.

5.1.1 Correlación y regresión lineal

Para representar estas variables se hará uso de un diagrama de dispersión, con el objetivo principal de intentar reconocer a partir de este diagrama si hay relación entre las variables, de que tipo, y si es posible predecir el valor de una de ellas en función de la otra. En la Figura 5-1 se muestran los posibles grados de correlación que podrían tener nuestras variables en estudio.

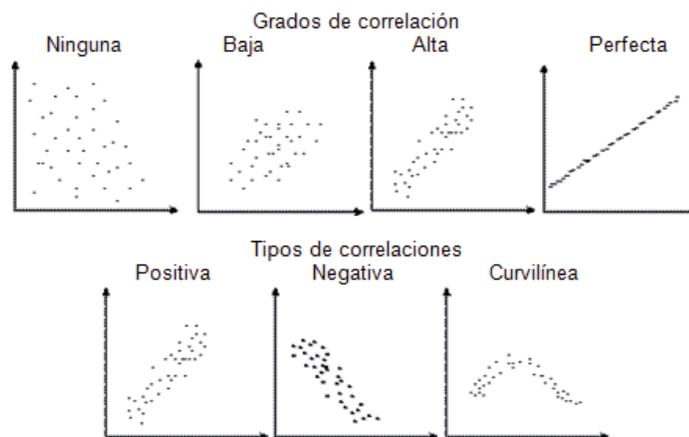


Figura 5-1: Grados y tipos de Correlación entre variables [46].

Con el conocimiento de cómo debería comportarse el diagrama que relaciona a las variables visualmente, se presenta una metodología numérica que relacionará a estas variables.

Para ello existen una serie de coeficientes que nos ayudan a demostrar matemáticamente la correlación en entre variables. En este caso se utilizará el coeficiente de correlación lineal de

Pearson de dos variables. Pensado para variables cuantitativas, este es un índice que mide el grado de covariación entre distintas variables relacionadas linealmente. Adviértase que decimos "variables relacionadas linealmente", esto significa que puede haber variables fuertemente relacionadas, pero no de forma lineal, en cuyo caso no procede a aplicarse la correlación de Pearson. Por ejemplo, la relación entre la ansiedad y el rendimiento tiene forma de U invertida, entre muchos otros casos [47].

El coeficiente de correlación de Pearson es un índice de fácil ejecución e, igualmente, de fácil interpretación. En primera instancia, que sus valores absolutos oscilan entre 0 y 1. Esto es, si existen dos variables X e Y, y se define el coeficiente de correlación de Pearson entre estas dos variables como R_{xy} entonces, " $0 \leq R_{xy} \leq 1$ ".

Por lo que se han especificado los términos "valores absolutos" ya que en realidad si se contempla el signo el coeficiente de correlación de Pearson oscila entre -1 y $+1$. No obstante ha de indicarse que la magnitud de la relación viene especificada por el valor numérico del coeficiente, reflejando el signo la dirección de tal valor. En este sentido, tan fuerte es una relación de $+1$ como de -1 . En el primer caso la relación es perfecta positiva y en el segundo perfecta negativa.

Con esta relación se puede sacar conclusiones de manera visual observando el comportamiento del diagrama de dispersión. Este coeficiente se calcula como se muestra en la ecuación (5-3), donde x e y son las variables, n el número de muestras y S_x y S_y es la desviación típica.

$$R = \frac{1}{n-1} \frac{\sum_{i=1}^n x_i y_i - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \cdot \sum_{i=1}^n y_i}{S_x \cdot S_y} \quad (5-1)$$

$$S_x = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n x_i^2 \cdot \frac{1}{n} (\sum_{i=1}^n x_i)^2}{n-1}}; \quad S_y = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n y_i^2 \cdot \frac{1}{n} (\sum_{i=1}^n y_i)^2}{n-1}} \quad (5-2)$$

Finalmente el cálculo de R queda como:

$$R = \frac{n \cdot \sum_{i=1}^n x_i y_i - \sum_{i=1}^n x_i \cdot \sum_{i=1}^n y_i}{\sqrt{n \cdot \sum_{i=1}^n x_i^2 - (\sum_{i=1}^n x_i)^2} \cdot \sqrt{n \cdot \sum_{i=1}^n y_i^2 - (\sum_{i=1}^n y_i)^2}} \quad (5-3)$$

Y por último, con el fin de emplear de forma práctica la magnitud de R como un indicador de grado de correlación o asociación entre las variables, se muestra Tabla 5-1.

Tabla 5-1: Correlación lineal entre dos variables [48].

Valores de R	Tipo y grado de correlación
-1	Negativa perfecta
$-1 < R \leq -0,8$	Negativa fuerte
$-0,8 < R < -0,5$	Negativa moderada
$-0,5 \leq R \leq 0$	Negativa débil
0	No existe
$0 < R \leq 0,5$	Positiva débil
$0,5 < R < 0,8$	Positiva moderada
$0,8 \leq R < 1$	Positiva fuerte
1	Positiva perfecta

En este caso, para comparar valores se utilizará el coeficiente de determinación o de correlación que está dado por el cuadrado de R, que es un estadístico utilizado en el contexto de modelos estadístico cuyo principal propósito es predecir futuros resultados.

Finalmente al analizar dos variables, el paso siguiente es encontrar la función lineal de la forma $y = b_1x + b_0$, donde a este proceso se le denomina regresión lineal. Por ende esta recta de regresión se calcula como se muestra en la ecuación (5-4).

$$y = \frac{n \cdot \sum_{i=1}^n x_i y_i - (\sum_{i=1}^n y_i) \cdot (\sum_{i=1}^n x_i)}{n \cdot \sum_{i=1}^n x_i^2 - (\sum_{i=1}^n x_i)^2} \cdot x + \frac{(\sum_{i=1}^n y_i)(\sum_{i=1}^n x_i^2) - (\sum_{i=1}^n x_i)(\sum_{i=1}^n y_i x_i)}{n \cdot \sum_{i=1}^n x_i^2 - (\sum_{i=1}^n x_i)^2} \quad (5-4)$$

Llevando este concepto al problema que se está retratando, que es la estimación de carga de un transformador, será posible con el uso de esta recta estimar la carga del transformador con solo saber la temperatura de éste. Sin embargo no hay que olvidar que para llegar a una buena estimación el coeficiente de correlación el resultado debe poseer un grado alto lo más cercano a 1.

5.1.2 Elección de variable de temperatura según imagen térmica

Para poder realizar el estudio de correlación se hace necesario elegir un pixel dentro de la imagen térmica que relacione de la mejor manera la variable de temperatura con respecto a la de carga. Sin embargo no es posible saber qué punto dentro de la imagen obtendrá la mejor relación entre dichas variables, es por eso que se realiza el mismo procedimiento de cálculo de correlación lineal para tres diferentes puntos dentro de una imagen: uno de los puntos corresponde al con mayor temperatura, y dos puntos seleccionados al azar, tal y como se muestra en la Figura 5-2.

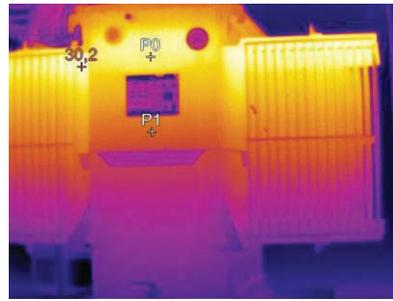


Figura 5-2: Elección de puntos al azar para realizar proceso de correlación.

5.2 Para Transformador A

Se realizaron capturas termográficas durante 3 días cada una hora a el transformador de distribución tipo poste. Siendo la temperatura promedio del transformador durante estos días de aproximadamente 25 °C.

En el anexo A se muestran los datos de las temperaturas y cargas del transformador. También se muestra las fotografías realizadas en los horarios descritos, que indican la temperatura del transformador en diferentes instantes de tiempo. Se muestran también los tres días de la semana donde se realiza el mismo procedimiento.

El transformador, al encontrarse en una zona urbana el cual abastece solo a cargas domiciliarias, posee una curva característica cíclica durante todos los días de la semana tal como se muestra en la Figura 5-3. Es importante mencionar que el equipo de medición que toma los valores de carga del transformador obtiene los datos cada 15 minutos.

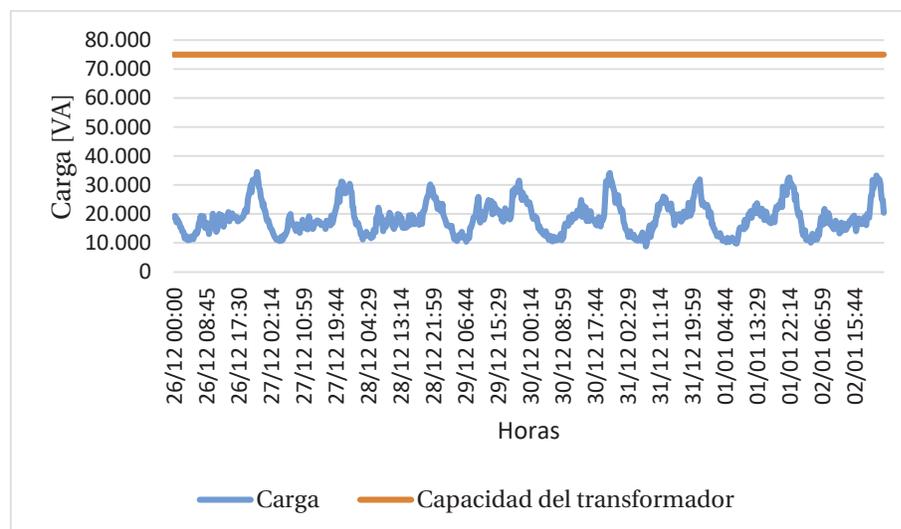


Figura 5-3: Gráfica de cargabilidad por hora en el transformador A durante una semana.

En la Tabla 5-2 se realiza una breve descripción, donde se indican las temperaturas más altas y bajas de los días en que se realizaron las capturas fotografías del transformador estudiado. Además se incorpora una medida cualitativa de la similitud de curvas de carga con respecto a la temperatura del transformador, donde se catalogará esta similitud con tres parámetros: una similitud alta, media o baja. Y finalmente en esta tabla se incorporan la cantidad de muestras realizadas del transformador a estudio.

Tabla 5-2: Descripción de parámetros de muestras realizadas.

	DÍA 1	DÍA 2	DÍA 3
Mínima temperatura [°C]	9	15	22
Máxima temperatura [°C]	37	32	37
Máxima carga [kVA]	28,8	33,3	33
Similitud visual de las curvas (baja, media, alta)	Baja	Baja	Media
Correlación	Moderada	Débil	Débil
Cantidad de muestras [-]	10	10	11

A continuación se utiliza un análisis de correlación lineal, el cual consiste en determinar si dos variables poseen algún grado de similitud, es decir, que si los valores de correlación son altos las variables tienden a tener mayor relación entre sí. Esto se realiza con el fin de poder predecir el valor de una variable dado un valor determinado de la otra variable, en este caso se pretende encontrar la carga del transformador en función de la temperatura que tenga el transformador.

Para esto se realiza un análisis de correlación, que se visualizan en las siguientes gráficas. Además se muestran las gráficas que representan la evolución de la carga y la temperatura a través del tiempo durante los tres días de estudio, y éstas se pueden observar en las siguientes gráficas:

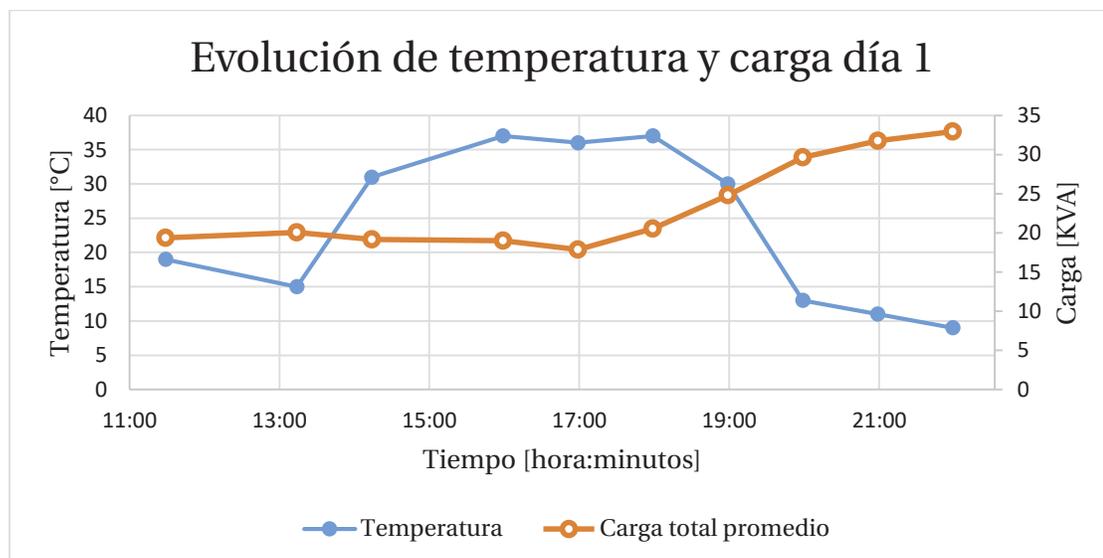


Figura 5-4: Gráfica de la tabla A-1 y A-2, que representa evolución en el tiempo de la temperatura y carga de las fotografías tomadas.

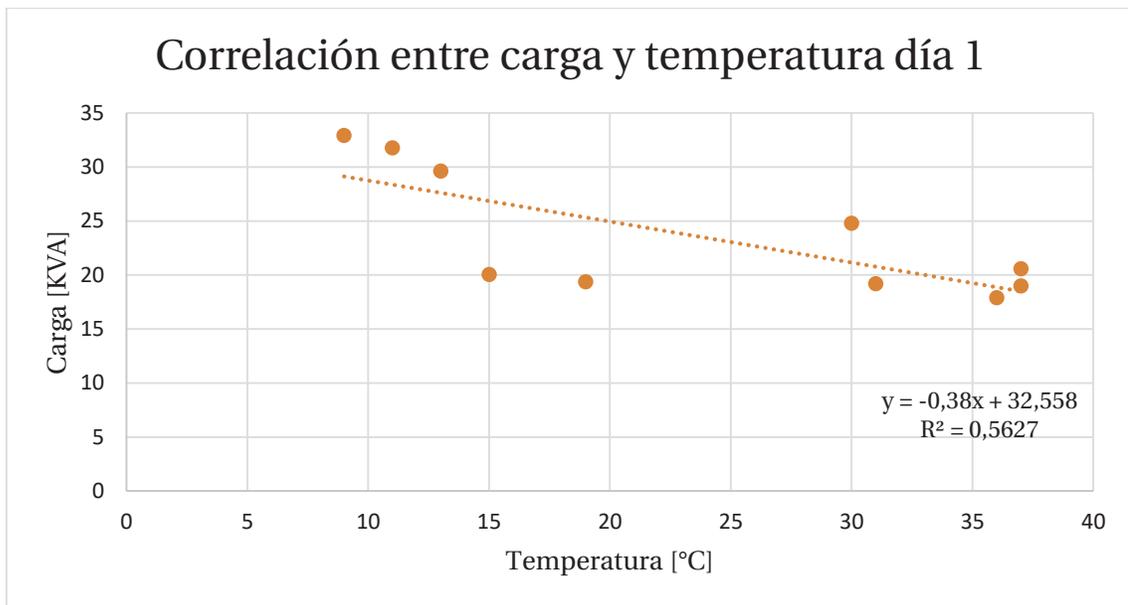


Figura 5-5: Gráfica de correlación entre variables del día 1, 28 de diciembre del 2016.

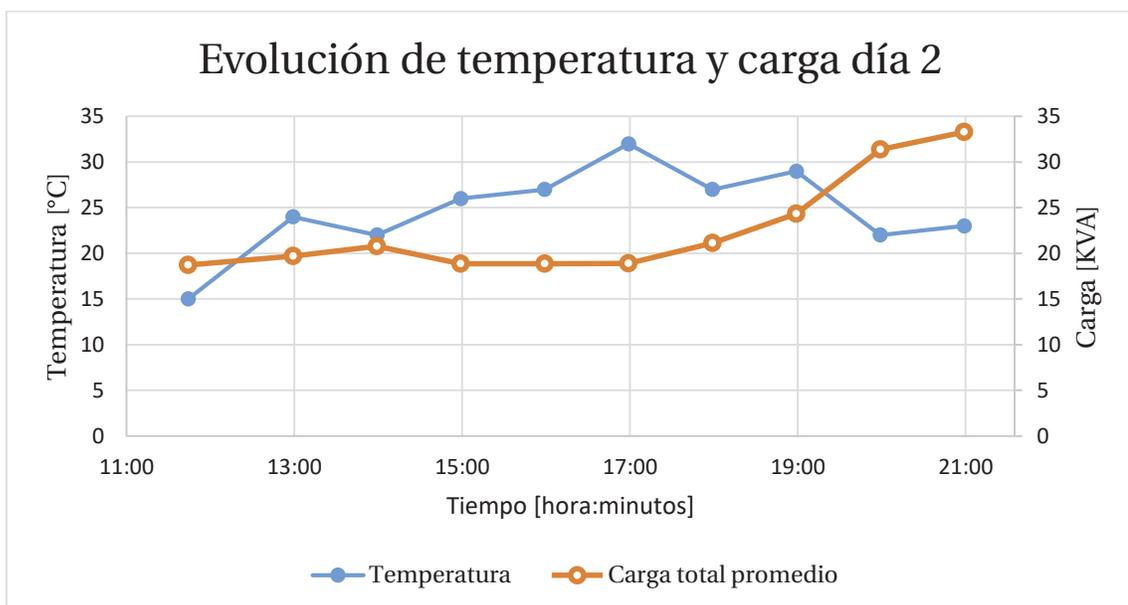


Figura 5-6: Gráfica de la tabla A-3 y A-4, que representa evolución en el tiempo de la temperatura y carga de las fotografías tomadas.

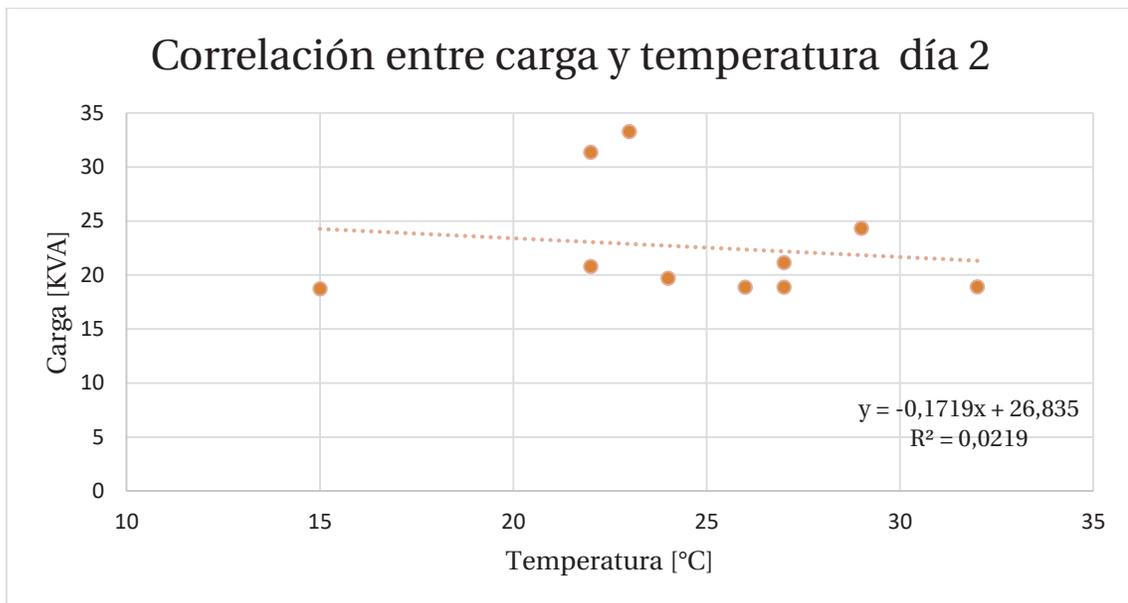


Figura 5-7: Gráfica de correlación entre variables del día 2, 29 de diciembre del 2016.

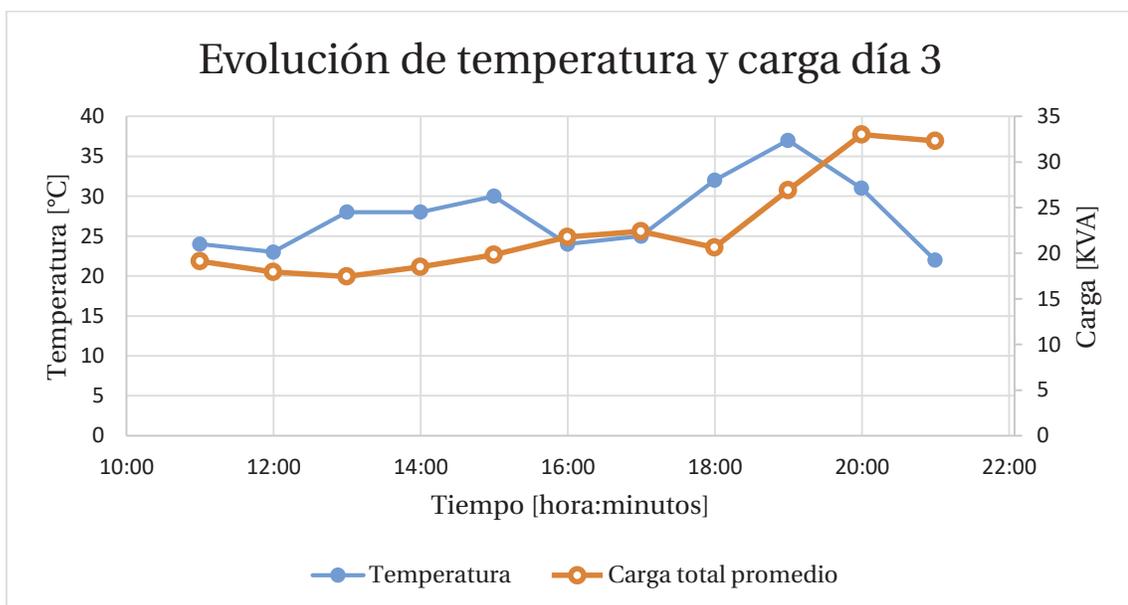


Figura 5-8: Gráfica de la tabla A-5 y A-6, que representa evolución en el tiempo de la temperatura y carga de las fotografías tomadas.

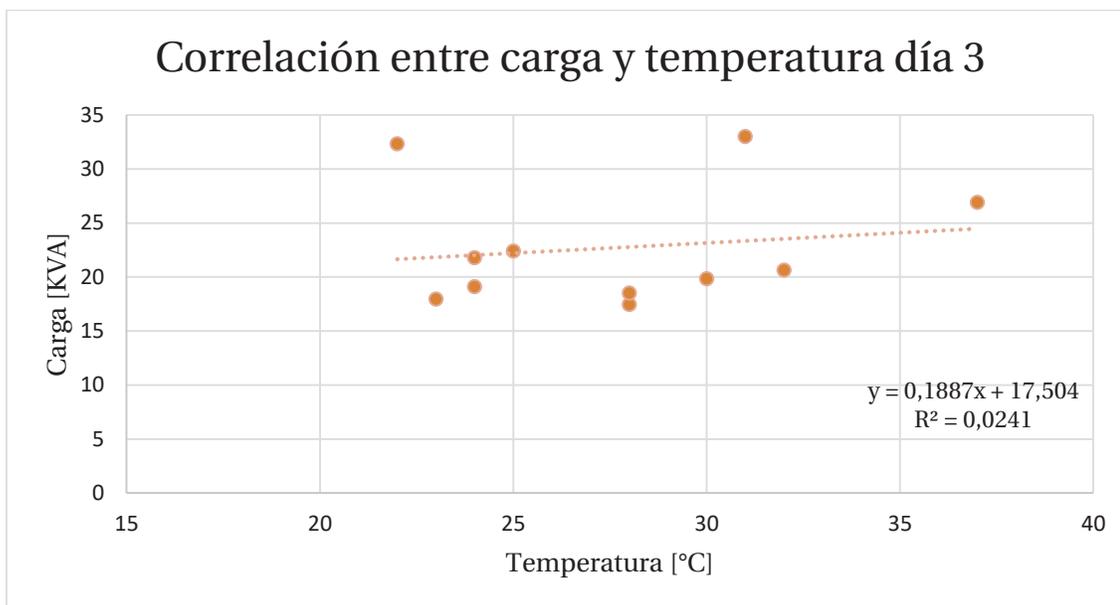


Figura 5-9: Gráfica de correlación entre variables del día 3, 30 de diciembre del 2016.

Estudiado las curvas de dispersión, se pueden observar que existe una correlación débil, esta catalogación viene de la Tabla 5-1 de donde se extrae que el coeficiente R del día numero 1 está por debajo los 0,8 lo que indica un correlación moderada, sin embargo los demás días de estudio se obtuvo una correlación por debajo los 0,5 que equivalen a un correlación débil. Por lo que, basándonos en estos parámetros, no se podría entregar una buena estimación ya que existe poca relación entre las variables de temperatura y carga del transformador de distribución, además de que de las curvas de similitud visual no es posible extraer gran información ya que no evolucionan de la misma manera en el tiempo. Esto es en gran medida, como ya fue mencionado anteriormente, producto de la gran variedad de condiciones ambientales a las que se encuentra expuesto este transformador en estudio. Entonces con las ecuaciones obtenidas en cada uno de los días no sería posible realizar una buena estimación de la carga con referente a la temperatura que tenga el transformador.

5.3 Para Transformador B

Se realizaron capturas termográficas durante algunos días cada una hora a el transformador tipo pedestal. La temperatura promedio del transformador durante estos días fue de aproximadamente 35 °C.

En el anexo B se muestran los datos de las temperaturas y cargas del transformador. También se muestran las fotografías realizadas en los horarios descritos, que indican la temperatura del transformador en diferentes instantes de tiempo. Se muestran también algunos días de la semana donde se realizó el mismo procedimiento.

El transformador al encontrarse en una zona industrial que abastece a diversas líneas de producción de la planta, posee una curva característica cíclica semanal, tal como se muestra en la Figura 5-10, de ésta se puede visualizar que durante las horas que no hay carga las líneas de producción no funcionan. Esto equivale a los fines de semana, ya que no hay producción. Sin embargo durante los días de semana se observa poca variación, manteniéndose prácticamente constante el consumo de energía que pasa a través del transformador descrito. Es importante mencionar que el equipo de medición que toma los valores de carga del transformador, obtiene los datos cada 15 segundos.

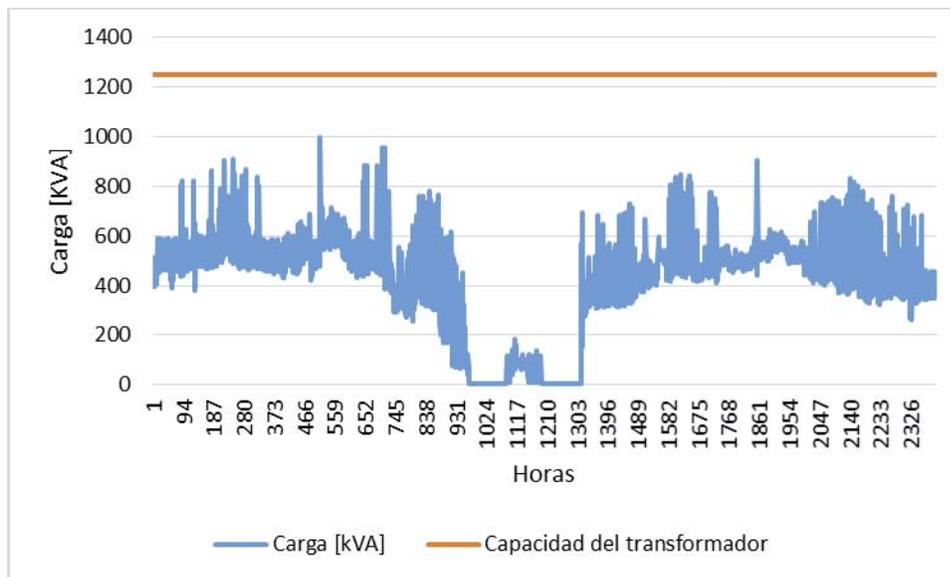


Figura 5-10: Gráfica de cargabilidad por hora en el transformado B durante una semana.

En la Tabla 5-3 se realiza una breve descripción del transformador a estudio durante los días en que se realizaron las capturas fotográficas.

Tabla 5-3: Descripción de parámetros de muestras realizadas.

	DIA 1	DIA 2
Mínima temperatura [°C]	28,4	31,6
Máxima temperatura [°C]	40,7	39,2
Máxima carga [kVA]	502,2	519,2
Similitud visual de las curvas (baja, media, alta)	Alta	Alta
Correlación (débil, moderada, fuerte)	Fuerte	Fuerte
Cantidad de muestras [-]	26	27

A continuación se utiliza un análisis de correlación lineal y además se muestran las gráficas que representan la evolución de la carga y la temperatura a través del tiempo, con respecto a cada uno de los puntos a analizar mostrados en la Figura 5-2 y con el fin conocer qué punto en la imagen

térmica es el mejor candidato para obtener la carga del transformador en función de la temperatura que tenga el transformador.

A continuación se presentan 3 puntos y sus respectivas Gráficas de dispersión de temperatura versus carga.

1. Temperatura del punto más caliente:

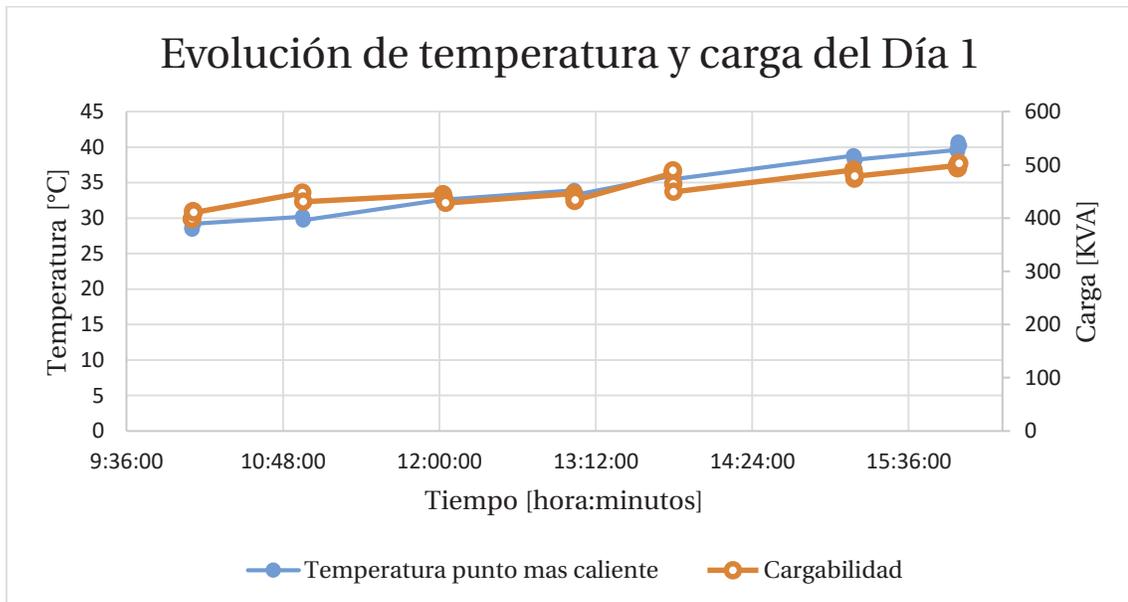


Figura 5-11: Gráfica de la Tabla B-3, que representa evolución en el tiempo de la temperatura de las fotografías tomadas.

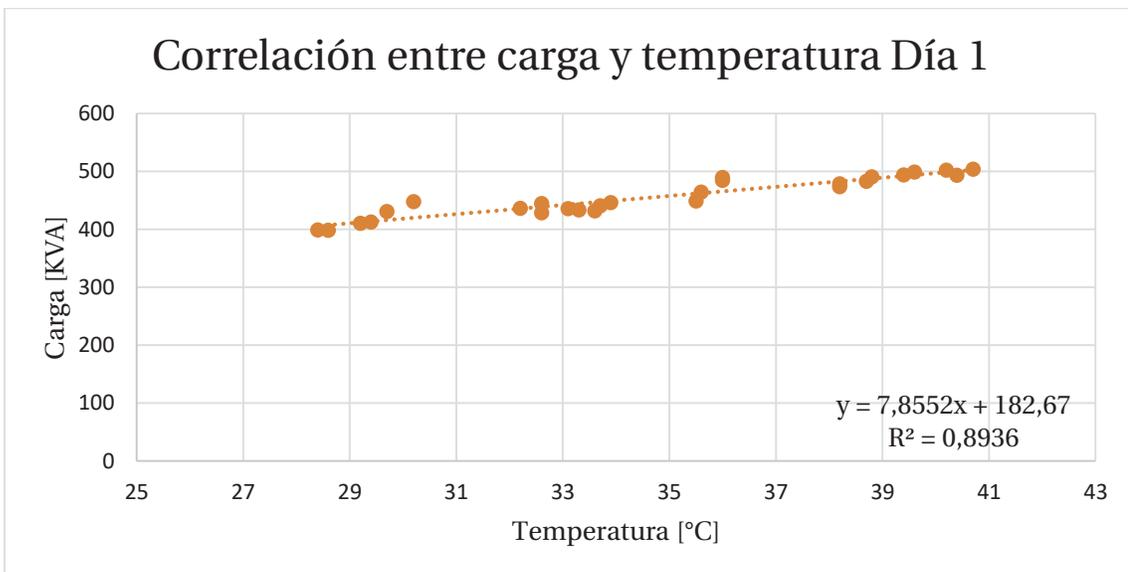


Figura 5-12: Gráfica de correlación entre variables del día 1, 20 de marzo del 2017, utilizando temperatura del punto más caliente.

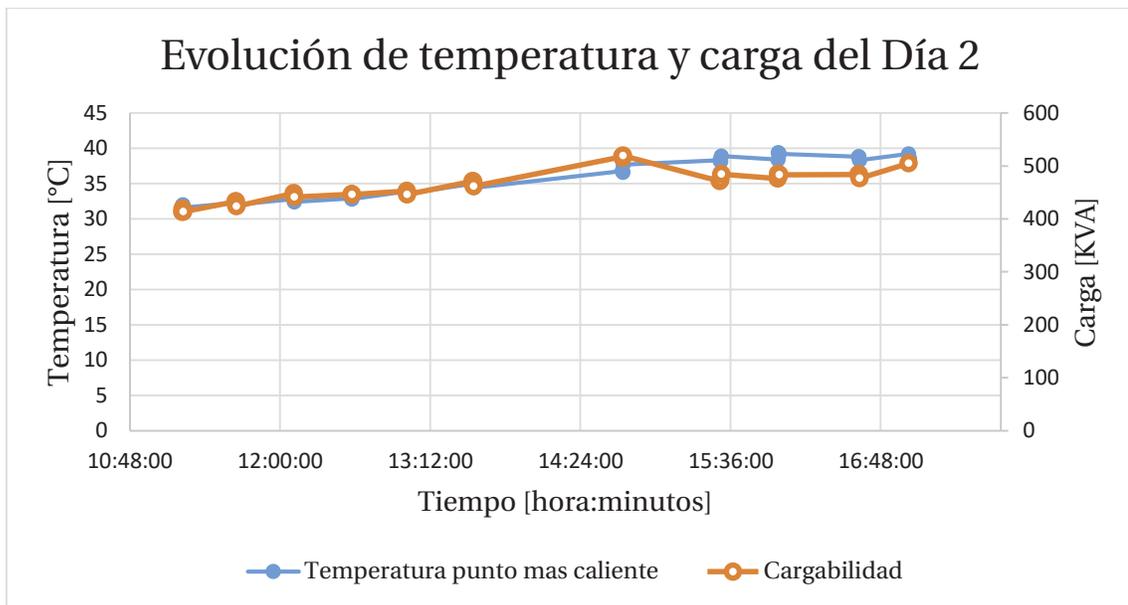


Figura 5-13: Gráfica de la Tabla B-4, que representa evolución en el tiempo de la temperatura de las fotografías tomadas.

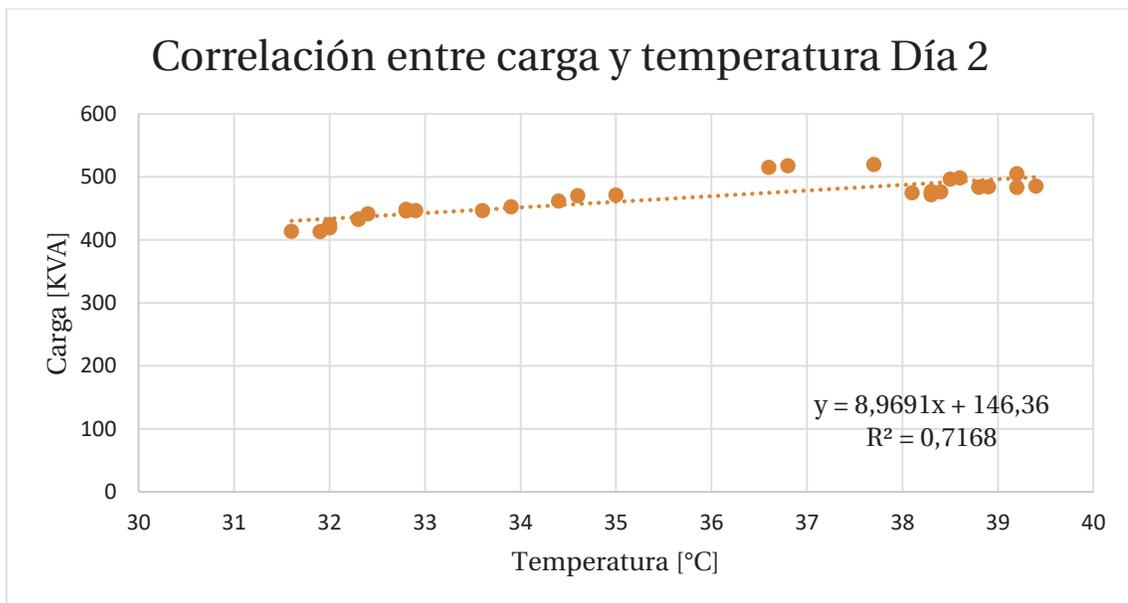


Figura 5-14: Gráfica de correlación entre variables del día 2, 23 de marzo del 2017, utilizando temperatura del punto más caliente.

2. Temperatura del punto P0

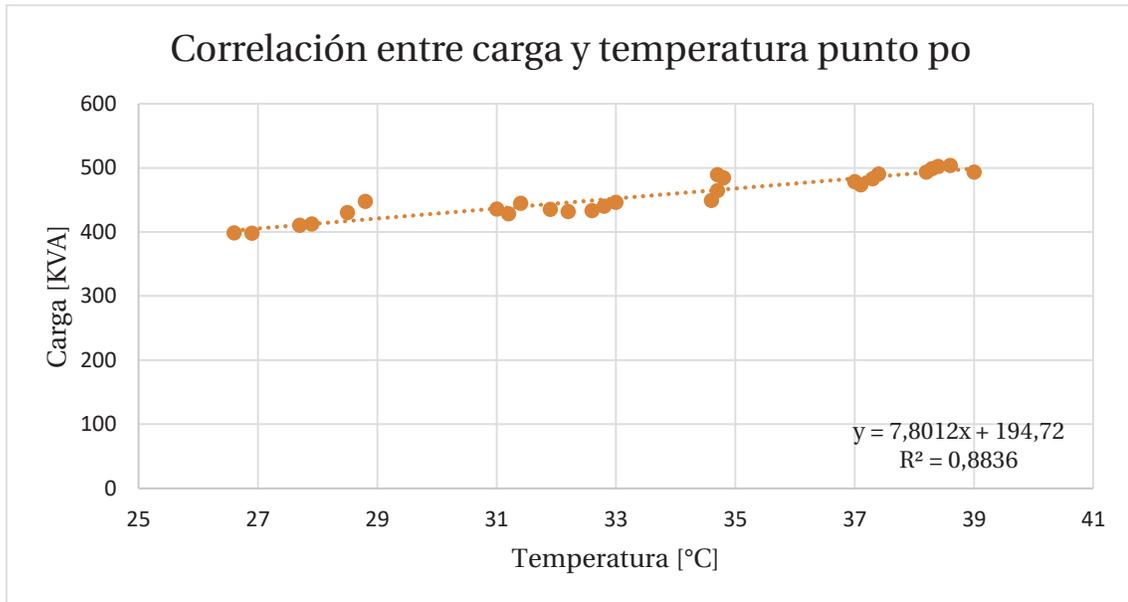


Figura 5-15: Gráfica de correlación entre variables del día 1, 20 de marzo del 2017, utilizando temperatura del punto P0.

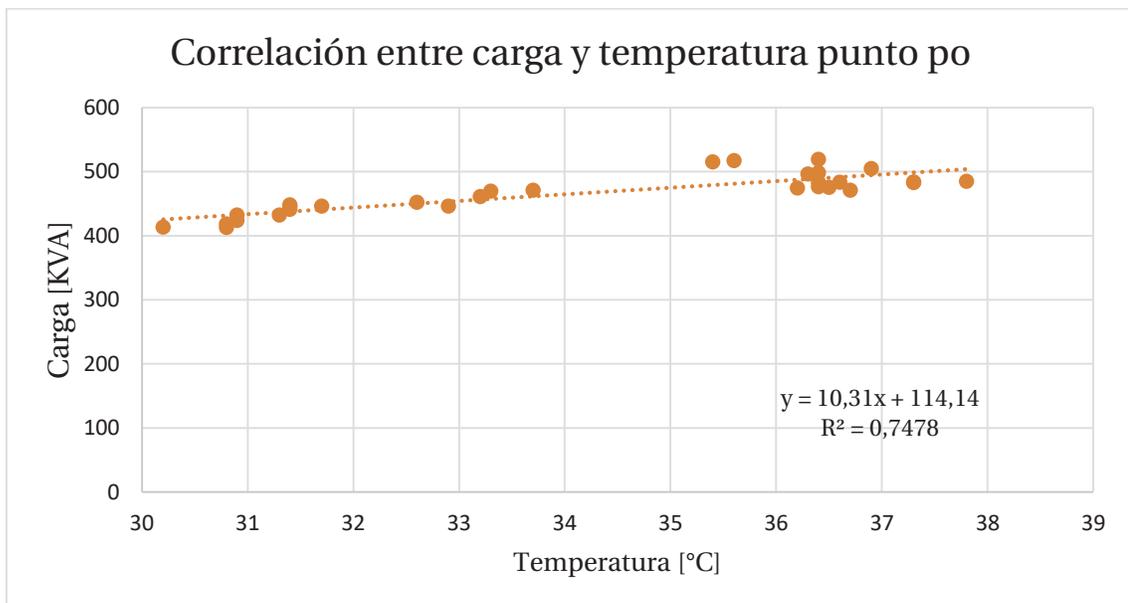


Figura 5-16: Gráfica de correlación entre variables del día 2, 23 de marzo del 2017, utilizando temperatura del punto P0.

3. Temperatura del punto P1

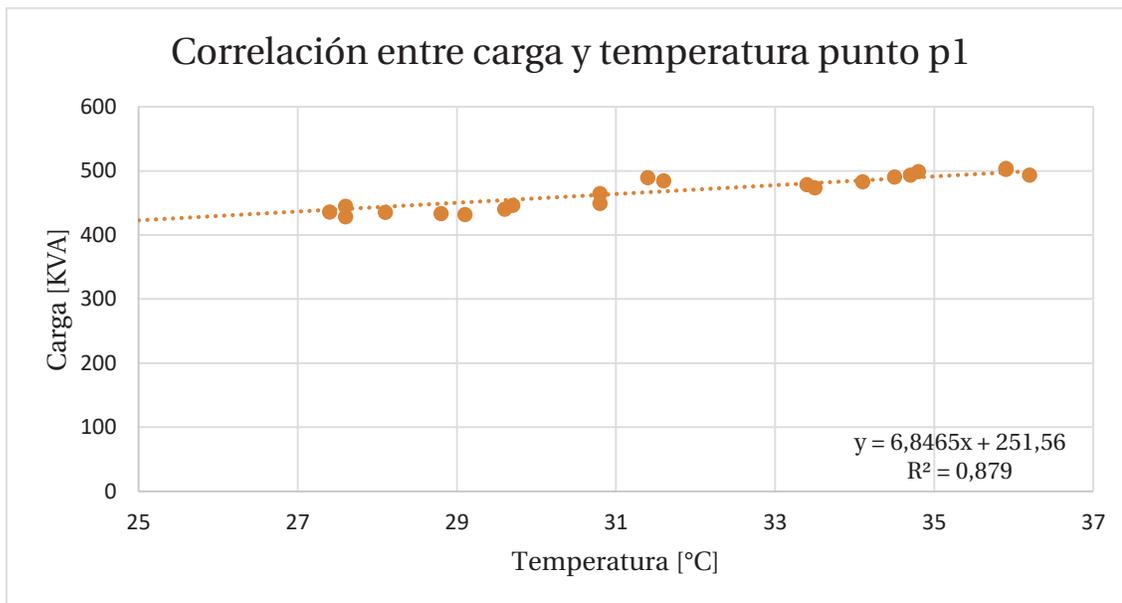


Figura 5-17: Gráfica de correlación entre variables del día 1, 20 de marzo del 2017, utilizando temperatura del punto P1.

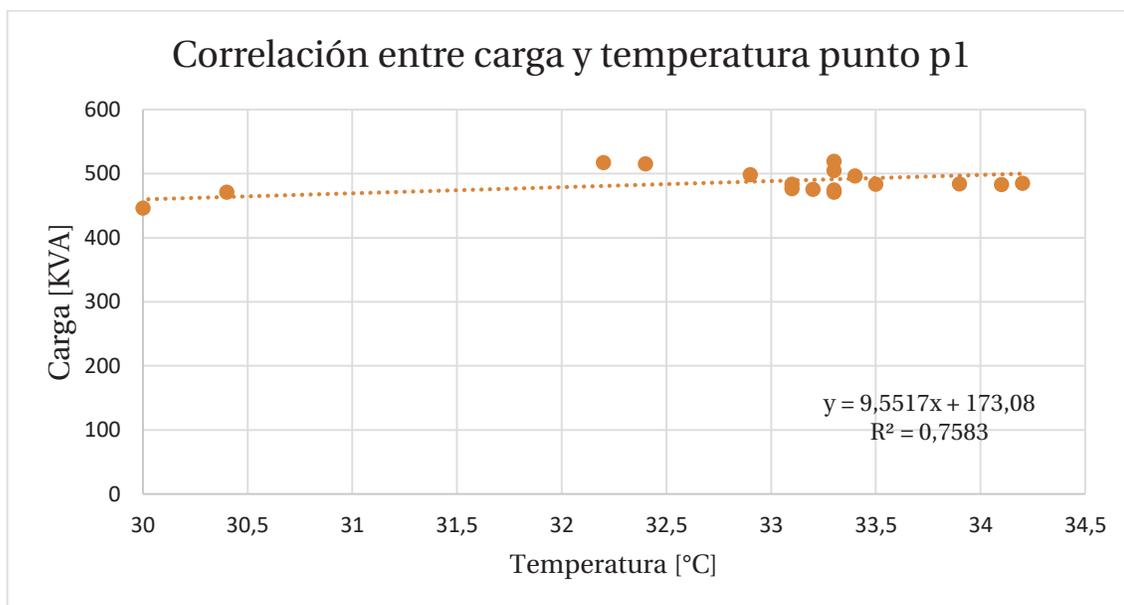


Figura 5-18: Gráfica de correlación entre variables del día 2, 23 de marzo del 2017, utilizando temperatura del punto P1.

Se obtienen las gráficas de dispersión y posteriormente la de correlación y la de regresión lineal de ambos días utilizando los tres casos de estudio, utilizando la temperatura del punto más caliente del punto P0 y P1. Se concluye que el día 1 corresponde a la gráfica de dispersión con

mayor coeficiente de correlación (R), y que ocurre al utilizar la temperatura del punto más caliente. Sin embargo en el día 2 el mejor coeficiente ocurre cuando se utiliza el punto P1. Finalmente luego de analizar cada una de estas gráficas, y considerando una medida más estándar y no tan aleatoria como lo es elegir un punto al azar dentro de la imagen, además que la diferencia entre los coeficientes de correlación calculados son muy similares, se concluye que el mejor punto a utilizar al momento de relacionar las variables de estudio es el uso de la temperatura del punto más caliente.

Por último se realiza un correlación utilizando todas las muestras realizadas durante los días de estudio la cual es muestra en la Figura 5-19.

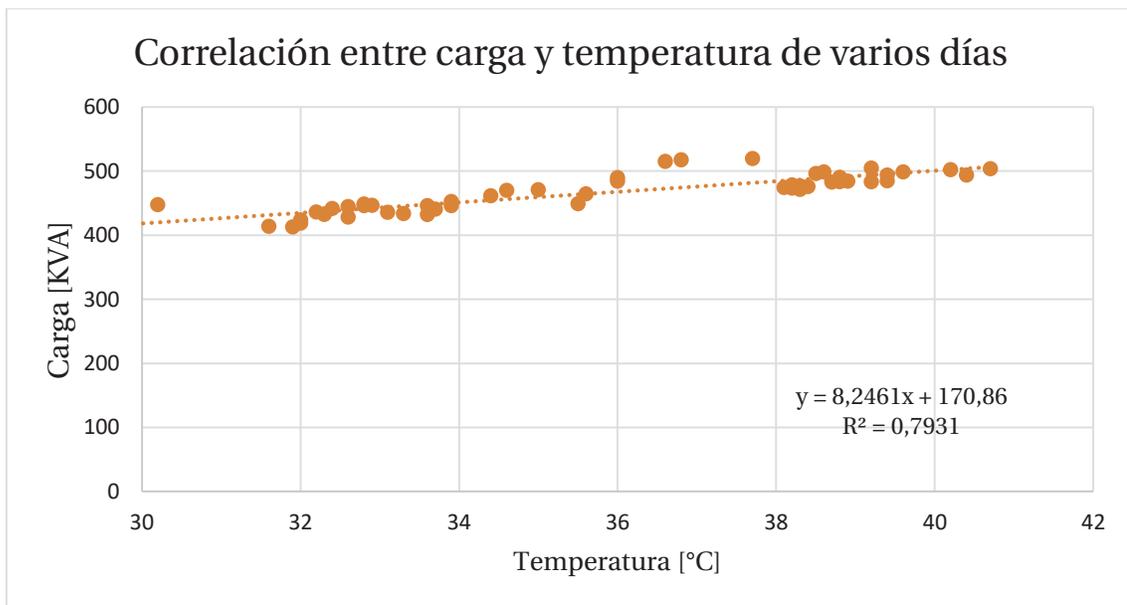


Figura 5-19: Gráfica de correlación entre variables de todos los días de estudio.

Luego de haber estudiado las curvas de dispersión y considerando el caso de la temperatura del punto más caliente, se pueden observar que existe una correlación en general fuerte. Esta catalogación viene de la Tabla 5-1 de donde se extrae que el coeficiente R del día número 1 y 2, está por sobre los 0,8 indicando una correlación fuerte. Además, en estos días de estudio fue posible obtener una mayor cantidad de muestras por lo que la estimación es más fidedigna. Por lo que basándonos en estos parámetros sería factible entregar una buena estimación, ya que existe una alta relación entre las variables de temperatura y carga del transformador. Luego, como es viable una estimación, se obtienen la función que representaría a la relación de ambas variables.

Entonces, teóricamente, con las ecuaciones obtenidas en cada uno de los días sería posible realizar una buena estimación de la carga con referente a la temperatura que tenga el transformador.

5.4 Para Transformador C

Se realizaron capturas termográficas durante algunos días cada una hora a el transformador tipo pedestal. Siendo la temperatura promedio del transformador durante estos días de aproximadamente 40 °C.

En el anexo C se muestran los datos de las temperaturas y cargas del transformador. También se muestran las fotografías realizadas en los horarios descritos y que indican la temperatura del transformador en diferentes instantes de tiempo. Se muestran algunos días de la semana donde se realizó el mismo procedimiento.

El transformador al encontrarse en una universidad definida como una carga comercial, posee una curva característica cíclica semanal tal como se muestra en la Figura 5-20, de ésta se puede extraer que durante las horas que hay menos carga se hace alusión a los fines de semana y horas nocturnas. Sin embargo, durante los días de semana se observa que siguen un patrón de consumo muy demarcado alcanzando grandes consumos durante el día, de los cuales aproximadamente entre las 8 y 19 horas la carga que posee el transformador bordea los 300 [KVA]. Es importante mencionar que el equipo de medición que toma los valores de carga del transformador, obtiene los datos cada 15 minutos.

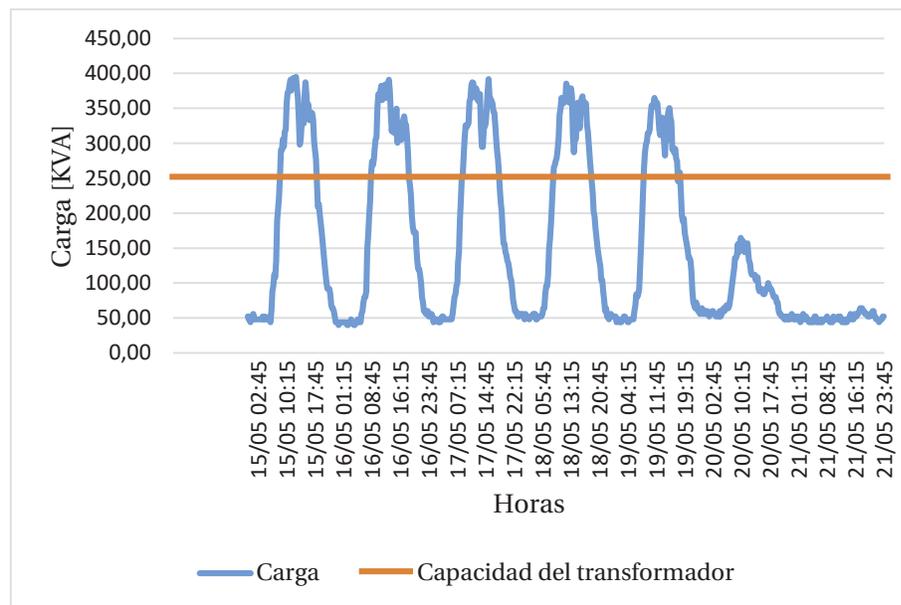


Figura 5-20: Gráfica de cargabilidad por hora en el transformado C durante una semana.

Tabla 5-4: Descripción de parámetros de muestras realizadas.

	DIA 1	DIA 2	DIA 3
Mínima temperatura [°C]	35	40	36
Máxima temperatura [°C]	46	44	41
Máxima carga [kVA]	383,21	383,11	385,27
Similitud visual de las curvas (baja, media, alta)	Alta	Alta	Alta
Correlación (débil, moderada, fuerte)	Fuerte	Fuerte	Fuerte
Cantidad de muestras [-]	13	10	10

A continuación se realiza un análisis de correlación, visualizado en las siguientes gráficas. Además se muestran las gráficas que representan la evolución de la carga y la temperatura a través del tiempo durante los tres días de estudio, y éstas se pueden observar en las siguientes gráficas:

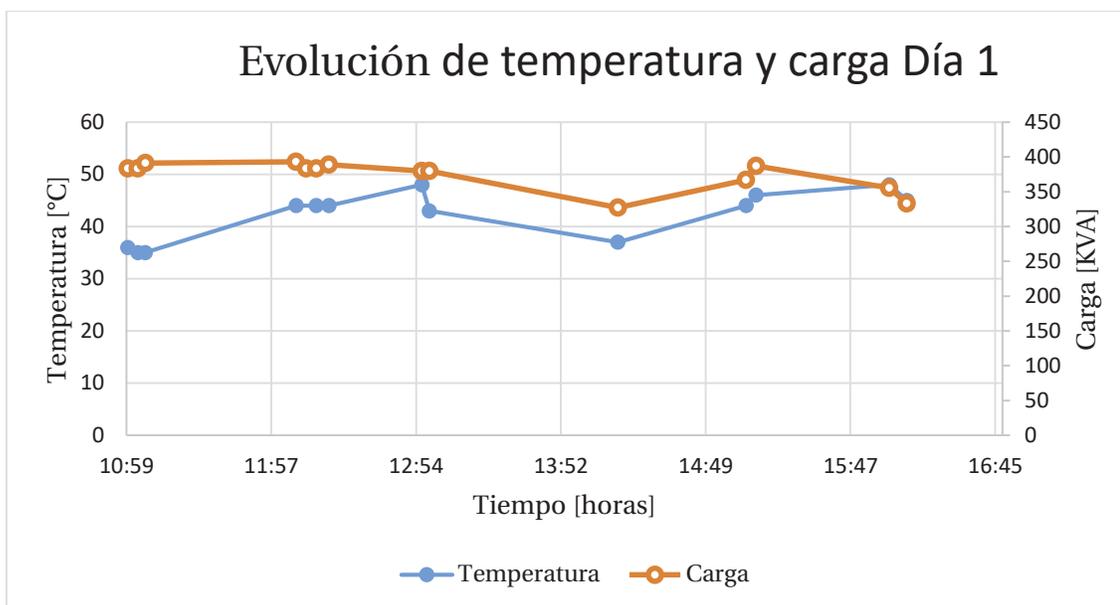


Figura 5-21: Gráfica de la tabla C-1, que representa evolución en el tiempo de la temperatura y carga de las fotografías tomadas.

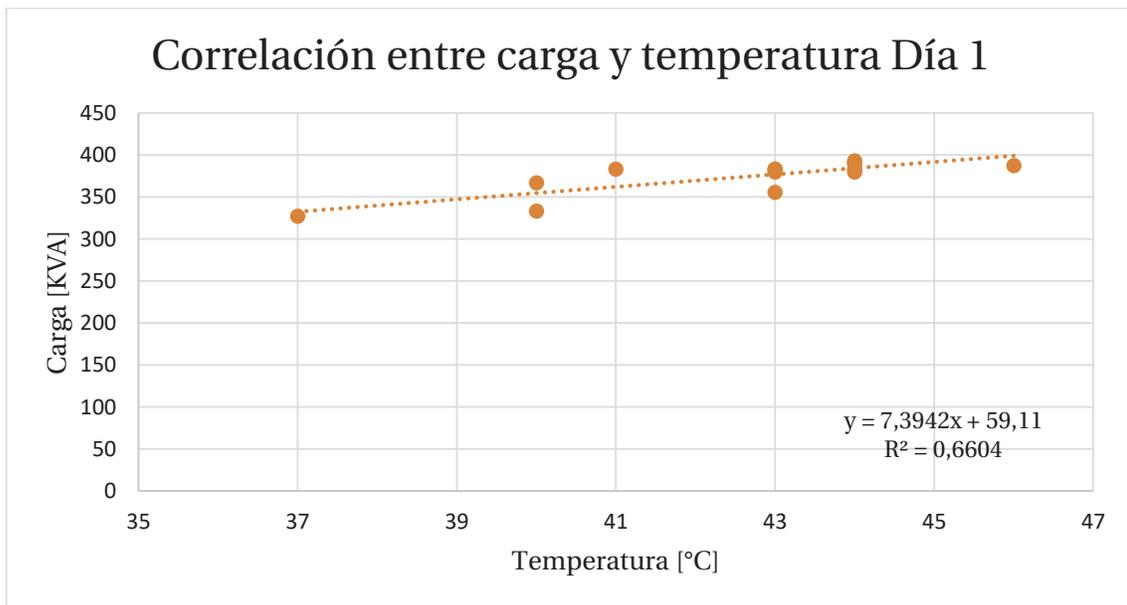


Figura 5-22: Gráfica de correlación entre variables del día 1, 15 de mayo del 2017.

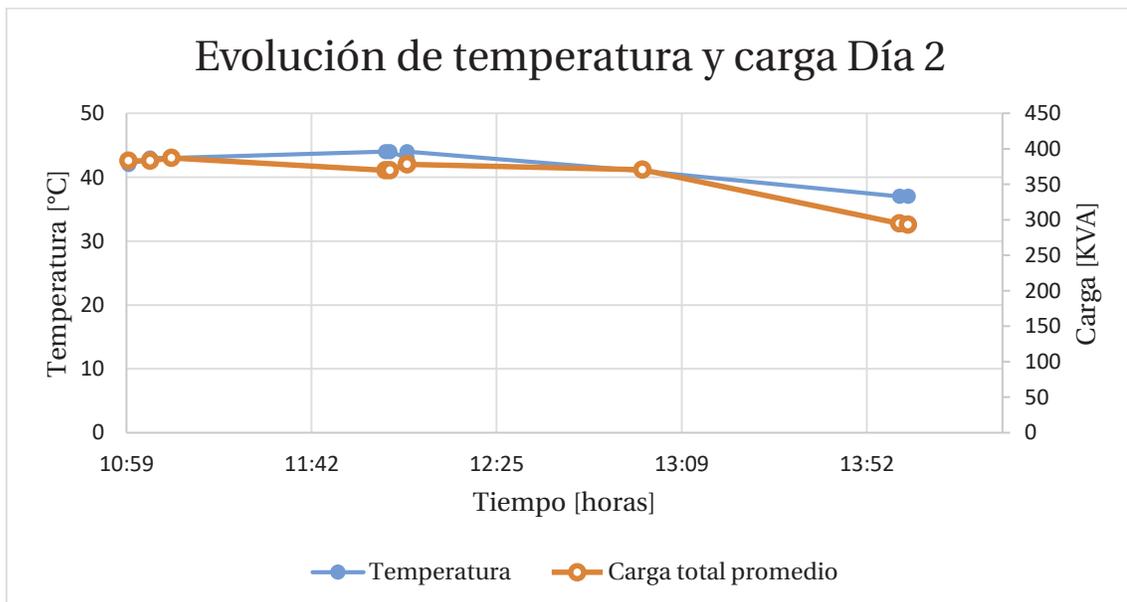


Figura 5-23: Gráfica de la tabla C-2, que representa evolución en el tiempo de la temperatura y carga de las fotografías tomadas.

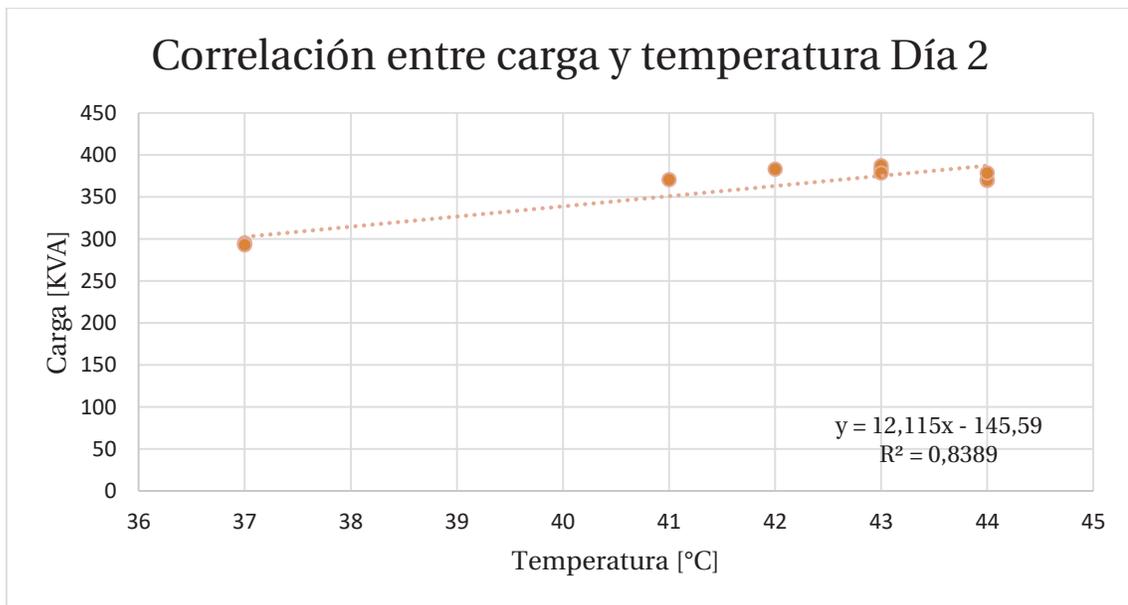


Figura 5-24: Gráfica de correlación entre variables del día 2, 17 de mayo del 2017.

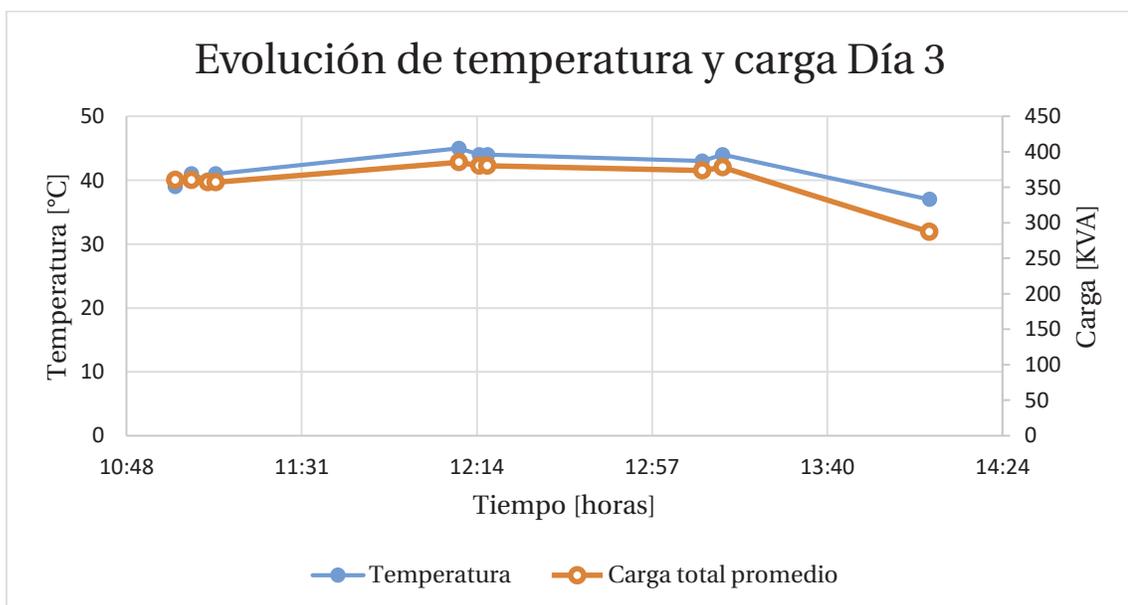


Figura 5-25: Gráfica de la tabla C-3, que representa evolución en el tiempo de la temperatura y carga de las fotografías tomadas.

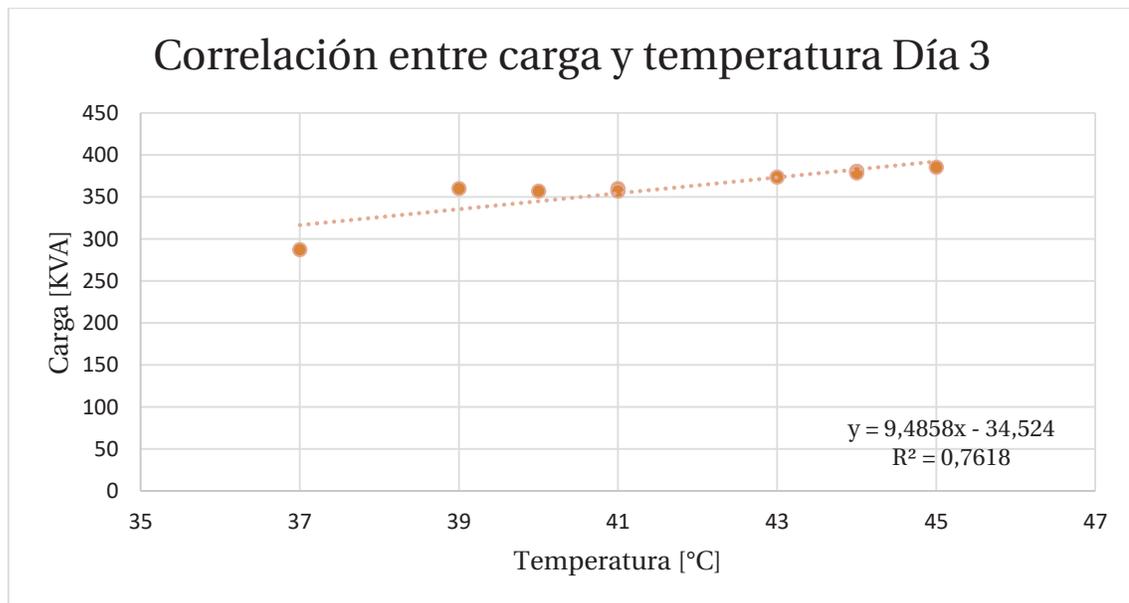


Figura 5-26: Gráfica de correlación entre variables del día 3, 18 de mayo del 2017.

Se obtienen las gráficas de dispersión y posteriormente la de correlación y la de regresión lineal de los tres días de estudio. Se concluye que el día 3 corresponde a la gráfica de dispersión con mayor coeficiente de correlación (R).

Luego de haber estudiado las curvas de dispersión, se pueden observar que existe una correlación en general fuerte. Esta catalogación viene de la Tabla 5-1 de donde se extrae que el coeficiente R del día número 1, 2 y 3 están por sobre los 0,8 indicando una correlación fuerte. Además, en estos días de estudio fue posible obtener una mayor cantidad de muestras por lo que la estimación es más fidedigna. Por lo que basándonos en estos parámetros sería factible entregar una buena estimación, ya que existe una alta relación entre las variables de temperatura y carga del transformador.

5.5 Conclusión del capítulo

En esta sección se busca dar respuesta a la estimación de carga en los transformadores por medio de las imagen térmicas. Se muestran los resultados obtenidos y se intenta buscar una relación entre las variables determinantes en la búsqueda de esta estimación, las cuales son temperatura y carga.

Para realizar una comparación y punto de inicio se elige como medida estadística la correlación, en base a los diagramas de dispersión, lo que nos ayudara a saber si existe algún tipo de relación entre estas variables. Se opta por obtener una función del tipo lineal, por lo que también se calculó la regresión lineal entre las variables.

Ya realizado estos análisis se puede observar que con el estudio realizado al transformador A no se obtiene una buena correlación entre las variables de carga y temperatura, por lo que se descarta

el poder obtener una buena estimación de carga a transformadores de distribución en la intemperie y de baja capacidad de carga. Para realizar este estudio se requieren mejores condiciones ambientales, se recomienda la realización de este estudio en un ambiente cerrado.

Luego se realiza un estudio de correlación en el transformador B, el cual es de una capacidad mucho mayor a la del transformador A, obteniendo una mejor correlación, además en este estudio se realiza el mismo procedimiento estadístico para relacionar las variables utilizando tres puntos de la imagen. Finalmente se concluye que por motivos prácticos, metodológicos y de resultados el punto que se elegirá para realizar el estudio es el punto con mayor temperatura dentro de la imagen, ya que con este se obtiene el mejor coeficiente de correlación, por lo que se diría que es factible realizar una estimación. Esto quiere decir que si el transformador posee una capacidad de carga mayor sería más factible llevar un seguimiento termográfico de éste, cabe mencionar que sin importar el punto de temperatura que se correlacione los resultados son bastante similares, considerando mantener el mismo punto de temperatura que se le tomo la muestra. Sin embargo se presentan problemas, ya que al momento de obtener la función de estimación que relacione ambas variables, podría existir algún cierto grado de error.

Finalmente se realiza una tercera prueba en el transformador C en el cual se obtuvieron Gráficas de correlaciones bastantes buenas con altos índices de relación entre las variables, de las cuales las mayores observaciones que se pueden obtener es que la temperatura obtenida en cada una de las muestras no varía mucho manteniéndose prácticamente constante. Por lo que se llega a la conclusión que sería posible obtener una ecuación empírica que nos relacione ambas variables con el objetivo de obtener la carga en base a la temperatura, considerando que la ecuación obtenida es una estimación y esta puede inducir errores.

6 Modelo propuesto

6.1 Modelo esperado del comportamiento de los Transformadores

El concepto de la estimación de carga de los transformadores en un sistema, en el cual el elemento recibe energía de la red para transformarla a la requerida por los usuarios. En nuestro caso es definido a través de la temperatura externa que posee el elemento de estudio, es decir, la capacidad que es definida por la carga que es consumida se refleja en el poder calorífico emitido por el transformador, eso quiere decir, que el transformador puede comportarse solo como una máquina estática para el sistema eléctrico, considerando que las variables de carga son directamente proporcionales a las de temperatura.

Para el estudio se consideraron solo tres transformadores, descritos en los capítulos anteriores. En el modelo explicado para representar el comportamiento del elemento en análisis, se consideran las siguientes características representadas en la Tabla 6-1.

Tabla 6-1:Características generales del estudio.

	Transformador A	Transformador B	Transformador C
Área de ubicación	Residencial	Industrial	Comercial
Capacidad [KVA]	75	1250	250
Carga aproximada [%]	40	60	120
Temperatura promedio [°C]	25	35	40

El modelo propuesto solo responde a algunos tipos de transformadores, es por esto que existen condiciones al momento de aplicar el modelo de estimación de carga de transformadores, con esto los transformadores que caben dentro de este modelo propuesto deben poseer las siguientes características, las cuales son:

- Transformadores de distribución.
- De gran capacidad de carga, 250 y 1250 [KVA].
- Transformadores que no estén a la intemperie.
- Transformadores de fácil acceso, sin una gran distancia entre la cámara y el elemento.

6.2 Procedimiento para obtención del modelo

En el siguiente diagrama en bloque que se puede visualizar en la Figura 6-1, se presenta la metodología completa del estudio realizado desde la captura de información para realizar la base de datos con el objetivo de crear una ecuación empírica que nos entregue la estimación de carga en función de la temperatura, hasta como aplicar la ecuación creada según el modelo.

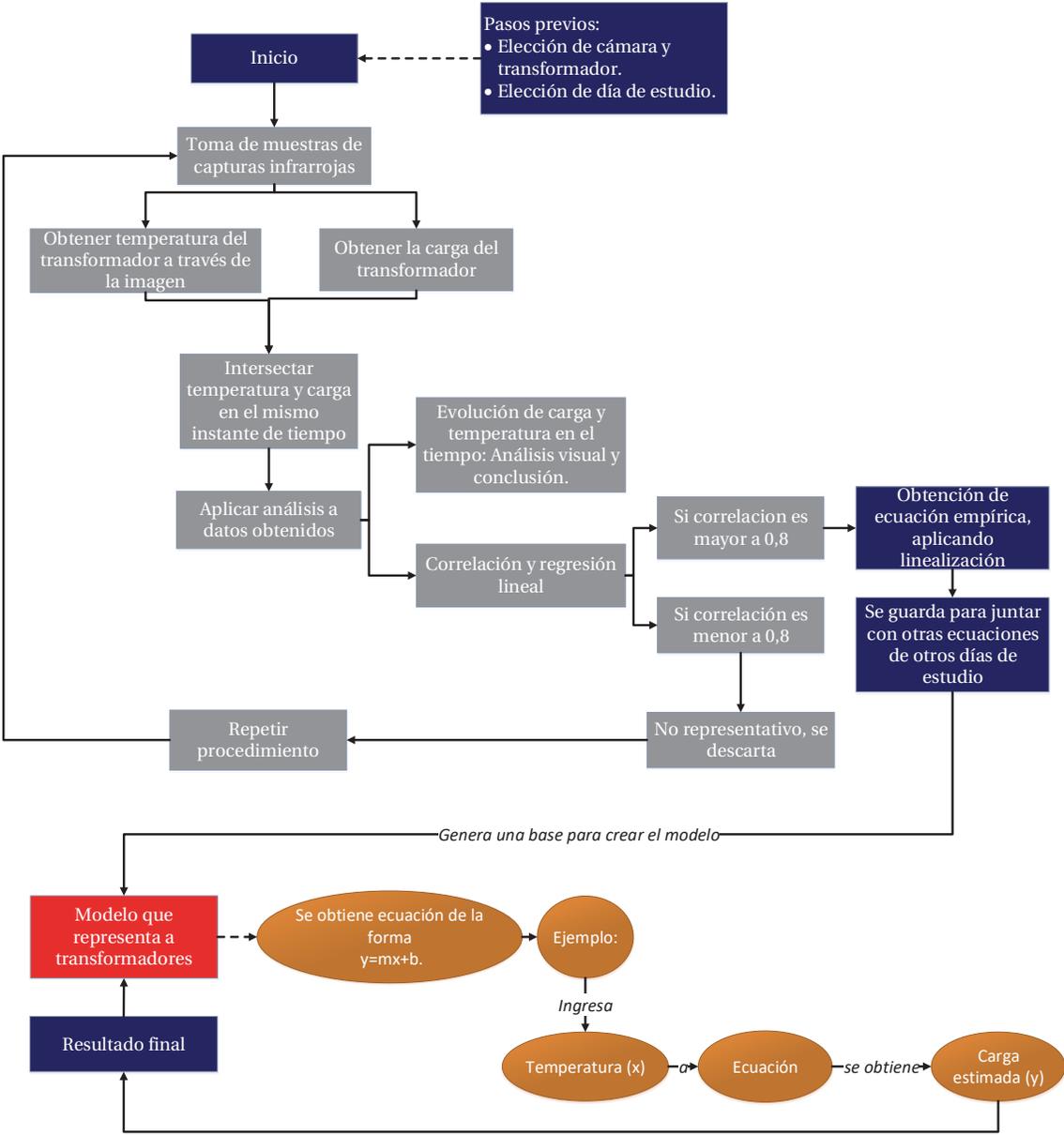


Figura 6-1: Diagrama en bloque del procedimiento para obtener el modelo.

6.3 Modelo matematico propuesto

Para poder estimar la carga del transformador, se elaboró un modelo de estimación de carga, capaz de entregar la carga que está expuesta en cierto transformador obteniendo la temperatura de éste.

En este modelo la unidad de modelación definida es en grados Celsius, las que, estrictamente se obtienen desde el elemento a estudio. Lo anterior quiere decir que el modelo solo representa a transformadores, y que estos se distinguen por tener características similares que los elementos de estudio de la sección anterior. El modelo propuesto está dado por la siguiente ecuación:

$$y = f(x) \quad (6-1)$$

$$f(x) = a_i \cdot x + b_i \quad (6-2)$$

Donde:

y : Carga en KVA el instante de tiempo en que se capturo la imagen.

x : Temperatura en grados Celsius en el instante de tiempo en que se capturo la imagen.

a_i : Constante definida por cada caso de estudio.

b_i : Constante definida por cada caso de estudio.

De los estudios realizados el modelo que se muestra a continuación solo es válido para los transformadores B y C sujeto a las características antes mencionadas, es importante mencionar que para el estudio realizado en el transformador B si la temperatura es menor a 4 grados Celsius se considera que no habría consumo energético.

Luego de trabajos previos y la unión de las curvas de correlación obtenidas en cada día de medición se obtienen los siguientes resultados, visualizados en la Tabla 6-2. Los resultados que se muestran en la tabla es la unión de cada una de las mediciones realizadas a los transformadores de prueba de las cuales se obtuvo un promedio de las constantes, ya que con la utilización de esta medida estadística se logran obtener buenos resultados de estimación.

Tabla 6-2: Valores de costantes con referentes a los transformadores estudiados.

	a_i	b_i
Transformador B	8,39	165,57
Transformador C	9,665	-40,335

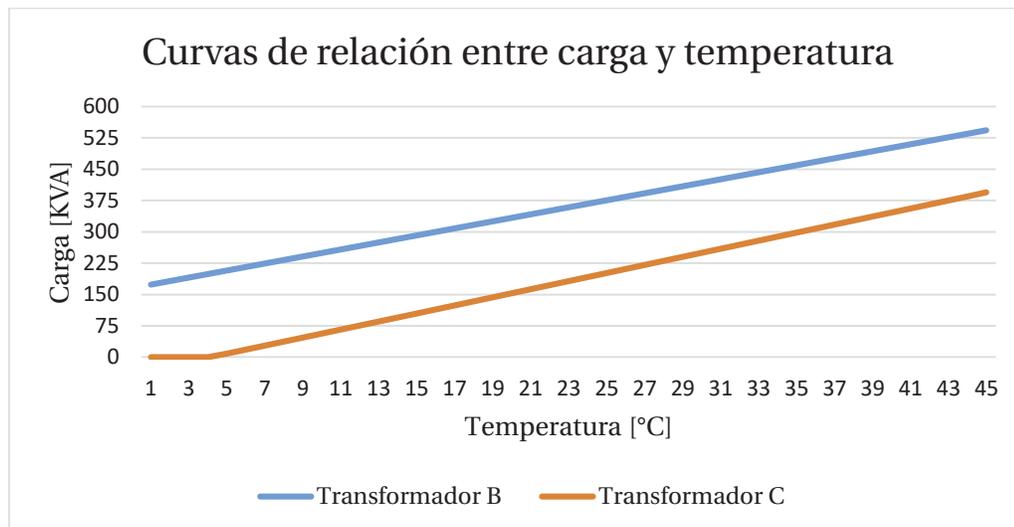


Figura 6-2: Curvas que representan una estimación de carga con respecto a la temperatura de dos tipos de transformadores.

En la Figura 6-2 se Gráfica la función obtenida tras aplicar las constantes de la Tabla 6-2, considerando en sus ejes las dos variables principales en nuestro estudio, carga y temperatura.

6.4 Comparación del resultados utilizando el modelo

A continuación se presentan los resultados obtenidos tras aplicar a ecuación (6-2) que representa al modelo. En la cual se confecciona una tabla que nos permita comparar la carga real del transformador B y C respecto a la carga estimada con el uso del modelo, para luego generar una columna que nos entregue el error de estimación en cada caso de análisis.

Tabla 6-3: Comparación de resultados de cargabilidad real con respecto a la estimada del transformador B, del día 20 de marzo.

Hora	x [°C]	Carga real [KVA]	y [KVA]	Error [%]
10:06:12	28,4	398,643	403,701	1,27%
10:06:36	29,4	412,57	412,086	0,12%
10:06:56	29,2	410,522	410,409	0,03%
10:56:58	30,2	447,629	418,794	6,44%
10:57:20	29,7	430,502	414,6015	3,69%
12:01:43	32,6	444,608	438,918	1,28%
12:01:55	32,2	435,904	435,564	0,08%
12:02:21	33,1	435,533	443,1105	1,74%
12:02:57	32,6	428,339	438,918	2,47%
13:02:01	33,9	446,08	449,8185	0,84%
13:02:11	33,7	440,371	448,1415	1,76%
13:02:20	33,6	432,026	447,303	3,54%
13:02:32	33,3	433,446	444,7875	2,62%
13:47:23	36	484,365	467,427	3,50%
13:47:31	36	489,536	467,427	4,52%
13:47:44	35,6	464,41	464,073	0,07%
13:47:51	35,5	449,024	463,2345	3,16%
15:10:41	38,8	490,445	490,905	0,09%
15:10:52	38,7	482,726	490,0665	1,52%
15:11:07	38,2	473,613	485,874	2,59%
15:11:19	38,2	478,554	485,874	1,53%
15:58:21	39,6	498,867	497,613	0,25%
15:58:32	39,4	493,619	495,936	0,47%
15:58:46	40,4	493,542	504,321	2,18%
15:58:56	40,7	503,68	506,8365	0,63%
15:59:24	40,2	502,221	502,644	0,08%

De los resultados obtenidos luego de aplicar la curva de la Figura 6-2, se observa que el mayor error ocurre a las 10:56, donde este error es de 6,44%. Luego de las demás muestras de temperatura obtenidas se puede observar que las desviaciones entre la carga real y la estimada no superan el 5%. Cabe mencionar que los resultados que se obtienen del siguiente día de estudio son similares a los mostrados en la Tabla 6-3.

Tabla 6-4: Comparación de resultados de cargabilidad real con respecto a la estimada del transformador C, el día lunes 15 de mayo.

Hora	x [°C]	Carga real [KVA]	y [KVA]	Error [%]
11:00	43	383,21	375,26	2,07%
11:04	43	383,21	375,26	2,07%
11:07	44	390,98	384,925	1,55%
12:07	44	393,08	384,925	2,07%
12:11	41	383,21	355,93	7,12%
12:15	44	383,21	384,925	0,45%
12:20	44	389,07	384,925	1,07%
12:57	43	379,68	375,26	1,16%
13:00	44	379,68	384,925	1,38%
14:15	37	326,97	317,27	2,97%
15:06	40	366,72	346,265	5,58%
15:10	46	387,09	404,255	4,43%
16:03	43	355,44	375,26	5,58%
16:10	40	332,96	346,265	4,00%

De los resultados obtenidos luego de aplicar la curva de la Figura 6-2, se observa que el error más grande ocurre a las 12:11, donde este error es de 7,12%. Luego de las demás muestras de temperatura obtenidas se puede observar que las desviaciones entre la carga real y la estimada no superan el 6%. Cabe mencionar que los resultados que se obtienen del siguiente día de estudio son similares a los mostrados en la Tabla 6-4.

6.5 Conclusión del capítulo

En el presente capítulo se presenta una metodología para obtener el modelo desarrollado en este trabajo, la cual en un inicio es de tipo práctica para luego realizar un análisis a los resultados obtenidos. De los resultados analizados se obtuvo una ecuación que representa a ciertos tipos de transformadores cuyo objetivo es obtener una estimación de la carga del elemento por medio de la temperatura.

Se presenta también una comparación entre la carga obtenida por medio de la ecuación lograda a través de la metodología empleada que genera una estimación de la posible carga que posee el transformador y se compara con la carga real del transformador de lo cual se genera un estudio en que se indica el error de estimación de carga producto de la diferencia existente entre la estimación y la realidad, de lo que se obtuvieron errores no superiores al diez por ciento tomando como referencia la carga del transformador en el mismo instante de tiempo en que se realizó la muestra.

El modelo propuesto solo responde a ciertos tipos de transformadores sometidos a diferentes condiciones o restricciones las cuales fueron expuestas en esta sección. Se espera que los estudios

realizados sirvan para detectar la carga en transformadores con características similares a los estudiados durante el presente trabajo.

Discusión y conclusiones

En un principio se dieron a conocer los ejes temáticos de trabajo a realizar, en donde destacan las Redes de distribución eléctrica, los transformadores, el procesamiento de imagen, la termografía y como ésta es aplicada a los sistemas eléctricos.

Se realizó un estudio de las Redes de Distribución Eléctrica, sus topologías y clasificación de acuerdo al tipo de cargas. Una información importante son las curvas de demanda, que están asociadas a la carga del transformador, ya que esta es una de las variables trascendentales en nuestro proyecto. Se mencionan también las redes de baja tensión y los elementos que la componen.

En lo que respecta a los transformadores, se realizó un estudio más exhaustivo en donde se analizan los tipos de transformadores, se exponen los aspectos generales de éste, sus condiciones de operación, modelo eléctrico y modelo térmico, al cual se le entrega un mayor énfasis producto que lo que nos interesa en este proyecto es el funcionamiento térmico del transformador. Luego, se presentó una sección completa que habla sobre el procesamiento de imágenes.

Con lo que respecta al procesamiento de imágenes, se presentan sus aspectos generales y la utilidad de este en la actualidad, para luego abocarnos a como se introduce nuestro problema en esta noción, es aquí donde entra el concepto de mantenimiento, el cual consiste en mantener los equipos en buenas condiciones de funcionamiento. En nuestro caso se habla del transformador del cual nos interesa conocer su estado. Dentro de todas las maneras de realizar este tipo de mantenimientos, la estrategia usada en nuestro caso son las cámaras infrarrojas, ya que estas son capaces de poder establecer un análisis en el tiempo del elemento estudiado mientras este se encuentra en funcionamiento, sin siquiera la necesidad de que ese se detenga.

Seguidamente de esto se explica el concepto de termografía, cámara infrarroja, las componentes más esenciales de estas cámaras, y los parámetros a considerar al momento de realizar una captura térmica y finalmente como es aplicada la termografía en los sistemas eléctricos.

Es en este punto donde se decide que es posible entregar una buena estimación a la problemática expuesta en un comienzo con el uso de esta tecnología infrarroja. Con una de las cámaras utilizadas se realiza un procedimiento de captura de datos, aprendiendo a utilizar este elemento. Dentro de este proceso se confecciona una interfaz gráfica con el objetivo de realizar capturas

termográficas y con el fin de procesarlas de ser necesario. Ya con el conocimiento necesario y con todos los implementos se realizan las pruebas con el objetivo de encontrar una ecuación empírica entre las variables de temperatura y carga.

Para la realización del procedimiento de trabajo se seleccionaron tres transformadores de distintas capacidad, estas capacidades fueron de 75[KVA], 250 [KVA] y 1250[KVA], se utilizó dos tipos de cámaras térmicas, y además se contó con la carga horaria de los transformadores en análisis. En cada transformador se realizaron capturas térmicas durante tres días cada una hora aproximadamente, las cuales son explicadas en el proyecto con más detalle. Este proceso práctico tuvo diferentes dificultades en cada transformador las cuales son abordadas detalladamente en este documento.

Ya con cada uno de los datos de los transformadores, se realizan dos maneras de interpretar los resultados. La primera es según sus curvas a través del tiempo de lo cual se esperaba que los resultados tuviesen un comportamiento similar ya sea en su carga como en la temperatura, de esto se obtuvo en alguno de los casos mayor similitud que otros. Mientras que la segunda forma de interpretar los resultados fue por medio del coeficiente de correlación de Pearson, una medida estadística que nos permite obtener que tan relacionada se encuentran dos variables. En los resultados se observa que el número adimensional fue débil en el caso del transformador A, puesto que éste estaba expuesto a diversos factores que entorpecían una buena captura termográfica y a la vez no permitiendo obtener una temperatura cercana a la verdadera que posee el transformador, sumando la distancia entre el lente y el elemento en estudio, entre otros factores. Sin embargo en el caso del transformador B y C ocurre todo lo contrario, ya que no están afectados a las condiciones ambientales, por lo que el coeficiente de correlación toma un carácter fuerte, infiriendo que una de las razones por lo que ocurre esto es dado que la capacidad de estos transformadores es mucho mayor que la del transformador de prueba anterior. Con esto es posible encontrar una linealización que relacione las variables de carga y temperatura, permitiendo obtener una buena estimación.

En síntesis, la metodología se presentó en primer lugar con la problemática y antecedentes que conllevan al desarrollo de este proyecto. El objetivo principal del proyecto era desarrollar un modelo de estimación de carga en los transformadores por medio del uso de una cámara infrarroja que permita evaluar el estado de cargabilidad de un transformador, con la idea de poder prevenir de manera temprana si un transformador se encuentra bajo evidentes estados de sobrecarga con tan solo obtener la temperatura superficial que emite el transformador. Esto se ha logrado parcialmente, ya que durante el transcurso del desarrollo de este proyecto se logró llegar al modelo, pero bajo ciertas condiciones, las cuales no responden a todos los transformadores.

Para trabajos futuros sería interesante realizar este mismo procedimiento de trabajo, ya sea abarcándolo de dos maneras diferentes; la primera sería analizar una mayor cantidad de transformadores con la misma capacidad de carga para así realizar una base de datos más amplia. Y la segunda, realizar el mismo procedimiento de capturas termografías a un mismo transformador pero durante una mayor cantidad de días. Sin duda lo más llamativo para este

estudio sería si se constara con un transformador nivel de prototipo que constase con algún tipo de carga conectada y una cámara termografía que se pudiese dejar 24 horas apuntando al transformador y realizando capturas cada aproximadamente 15 minutos, para así conocer el comportamiento térmico en el tiempo. Ahora en lo que respecta al estudio realizado en este proyecto se podría mejorar los resultados incluyendo mayores cantidades de datos. Otro aspecto interesante y muy llamativo que se puede realizar en posteriores trabajos es el estudio más detallado sobre los sensores térmicos y como poder aplicarlos a el monitoreo de la temperatura en los transformadores, ya que esta tecnología tiene un gran avance hoy en día, y permite ser monitoreada de manera remota. Cabe mencionar que también sería viable realizar este estudio con la utilización de un termómetro infrarrojo, enfocándonos en un punto específico del transformador, y jurando mantener estimativamente este mismo punto en cada muestra obtenida.

Bibliografía

- [1] V. V. S. S. Haritha, T. R. Rao, A. Jain y M. Ramamoorthy, «Thermal Modeling of Electrical Utility Transformer,» de *Dissertation, International Institute of Information Technology*, India, 2009.
- [2] S. Costinas, I. Tristiu, G. N. Sava, L. Opris y V. Tanasiev, «A New Mathematical Model for Assessing Optimization Decisions of the Loading Factor Flowing Through Substation Transformers,» de *IEEE 15th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, Roma, 2015.
- [3] S. Rao, M. Zhang y D. Tylavsky, «Model Screening Metrics for Thermal Models of Substation Distribution Transformers,» de *North American Power Symposium (NAPS)*, Arizona, U.S.A, 2013.
- [4] L. Moonhee, A. Hussein A., J. Jan C. y P. Dhiru, «Temperature distribution in foil winding for ventilated dry-type,» *Electric Power Systems Research*, vol. 80, pp. 1065-1073, 2010.
- [5] E. Chiodo, D. Lauria, F. Mottola y C. Pisani, «Lifetime characterization via lognormal distribution of transformers in smart grids: Design optimization,» *Applied Energy* 177, p. 127–135, 2016.
- [6] E. Mechkov, R. Tzeneva, V. Mateev y I. Yatchev, «Thermal Analysis Using 3D FEM Model of Oilimmersed Distribution Transformer,» de *XIXth International Symposium on*, Bourgas, Bulgaria, 2016.
- [7] V. I. Toro Blanca, «Análisis de impacto dinámico de pequeños medios de generación sobre redes,» Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, Santiago, Chile, 2010.
- [8] S. Ramirez Castaño, «Redes de Distribución de Energía,» Universidad Nacional de Colombia, Colombia., 2004.

-
- [9] Empresas eléctricas A.G., «Reporte eléctrico transmisión y distribución,» 5 2017. [En línea]. Available: www.electricas.cl. [Último acceso: 15 06 2017].
- [10] A. A. Cordero Gomez, «Modelo de planificación de las de red de baja tensión utilizando diagramas de voronoi,» Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, Escuela de Ingeniería eléctrica, Valparaíso, Chile., 2016.
- [11] J. Fraile Mora, Máquinas Eléctricas, McGraw-Hill, Cuarta Edición.
- [12] S. Chapman, Máquinas eléctricas, Tercera edición, Mc Graw Hill.
- [13] N. A. Lemozy , «Rendimiento de Transformadores,» Universidad Tecnológica Nacional, Buenos Aires, 2009.
- [14] T. Gönen y I. J. Ramirez-Rosado, «Pseudodynamic planning for expansion of power distribution systems,» *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 6, nº 1, pp. 245-254, 1991.
- [15] C. Transformer, «IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators,» de *IEEE Std C57.91-2011*, New York. USA, 2012.
- [16] D. L. Galloway y D. Mulkey, «Distribution Trasformer,» de *Electric Power Trasformer Engineering*, Estados Unidos de America, CRC Press LLC, 2004.
- [17] C. Transformer, «IEEE standart for general requirements for liquid-inmersed distribution, power, and regulating transformer,» de *IEEE Std. C57.12.00*, New York, USA, 2010.
- [18] A. E. Fitzgerald, C. Kingsley, Jr. y S. D. Umans, *Electric Machinery*, 6th Edition. Mc Graw, 2003.
- [19] G. Swift, T. S. Molinski y W. Lehn, «A Fundamental Approach to Transformer Thermal Modeling, Part I: Theory and Equivalent Circuit,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 16, nº 2, pp. 171-175, 2001.
- [20] G. Swift, T. S. Molinski, R. Bray y R. Menzies, «A Fundamental Approach to Transformer Thermal Modeling Part II: Field Verification,» *IEEE Transactions on power delivery*, vol. 16, nº 2, pp. 176-180, 2001.
- [21] D. Susa y M. Lehtoner, «Dynamic Thermal Modeling of Power Transformers: Further Development—Part I,» *IEEE transactions on power delivery*, vol. 21, nº 4, pp. 1961-1970, 2006.

- [22] D. Susa y M. Lehtoner, «Dynamic Thermal Modeling of Power Transformers: Further Development—Part II,» *IEEE transactions on power delivery*, vol. 21, n° 4, pp. 1971-1980, 2006.
- [23] D. Susa, M. Lehtonen y H. Nordman, «Dynamic Thermal Modeling of Distribution Transformers,» *IEEE transactions on power delivery*, vol. 20, n° 3, pp. 1919-1928, 2005.
- [24] D. Susa, M. Lehtonen y H. Nordman, «Dynamic Thermal Modelling of Power Transformers,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, n° 1, pp. 197-204, 2005.
- [25] L. Zhu, H. Li, X. Yao y S. Ji, «Improvement and Application of Dynamic Thermal Circuit Model for Oil-Immersed Power Transformer,» de *IEEE International Power Modulator and High Voltage Conference*, United States, 2014.
- [26] Y. Cui, H. Ma, T. Saha, C. Ekanayake y D. Martin, «Moisture Dependent Thermal Modelling of,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 31, pp. 2140 - 2150, 2016.
- [27] M. I. Gatica Díaz, «Certificación y modelación del transformador de poder microformer,» Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, Santiago, Chile, 2013.
- [28] D. A. Labra Pinto, «Desarrollo de un modelo de localización óptima de transformadores de distribución para el suministro de las redes eléctricas de baja tensión,» Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, Escuela de Ingeniería eléctrica, Valparaíso, Chile., 2010.
- [29] B. Escalante Ramírez, «Procesamiento Digital de Imágenes,» México, 2006.
- [30] D. Malacara, «Óptica tradicional y moderna,» de *Procesamiento de imágenes*, México, Impresora y Encuadernadora Progreso S.A., 1997.
- [31] J. G. Suarez Carrillo, «Implementación de plan de mantenimiento predictivo con termografía infrarroja en equipos de la planta Bravaria S.A.,» Colombia, Universidad industrial de Santander., 2012.
- [32] I. Sánchez, «Cámaras Térmicas: Funcionamiento y protocolos de uso,» 2007.
- [33] «Acre surveying solution,» FLIR Tau 2 640, [En línea]. Available: <http://www.grupoacre.com/uavs/productos/ver/camara-termografica-tau-640..> [Último acceso: 12 12 2016].
- [34] I. FLIR® Systems, «Tau 2 Longwave Infrared Thermal Imaging Cameras,» FLIR® Systems, Inc, 2012.

- [35] «Fluke Corporation,» 1995-2017. [En línea]. Available: <http://www.fluke.com>. [Último acceso: 15 03 2017].
- [36] F. corporation, «Datos técnicos Cámaras termográficas Ti480, Ti450, Ti400 y Ti300,» Madrid, España, 2014-2016.
- [37] J. N. Vera Cepeda, «Captura y análisis de imágenes en transformadores de distribución usando cámara térmica para su aplicación a Ingeniería Eléctrica,» Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, Escuela de Ingeniería eléctrica, Valparaíso, Chile., 2016., 2015.
- [38] G. A. Ingenieros, «Guía de termografía para mantenimiento predictivo,» *FLIR system AB*, 2011.
- [39] Mathworks, «Mathworks,» 2015. [En línea]. Available: <http://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/39627-cascade-trainer--specify-ground-truth--train-a-detector>. [Último acceso: 7 Enero 2015].
- [40] R. Ubeda Navarro, «Aplicación de técnicas de Boosting para detección de matrículas,» Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicación, Universidad Politécnica de Valencia., 2004.
- [41] Fluke Corporation, «Implementación de un Programa de mantenimiento mediante termografía por infrarrojos,» 2014.
- [42] «Mathworks,» The MathWorks Inc., [En línea]. Available: <https://es.mathworks.com/discovery/matlab-gui.html>. [Último acceso: 06 12 2016].
- [43] «The MathWorks Inc.,» [En línea]. Available: <https://www.mathworks.com/help/images/ref/impixelregion.html>. [Último acceso: 2 12 2016].
- [44] «SEC infraestructura Eléctrica,» [En línea]. Available: http://secgis.sec.cl/gis_electrico/infraestructura/maps.html#. [Último acceso: 26 12 2016].
- [45] «ECAMEC TECNOLOGIA,» [En línea]. Available: <http://www.ecamec.com.ar/empresa.html>. [Último acceso: 2016 12 29].
- [46] A. Corrales. [En línea]. Available: <http://portafolio-andreacorrales.weebly.com/aporte-no3.html>. [Último acceso: 2017 05 20].
- [47] C. G. Camacho Martínez, «Coeficiente de correlación lineal de Pearson,» España, Sevilla., 2005.

- [48] A. Nieves Hurtado y F. Domínguez Sánchez, «Análisis de correlación y regresión,» de *Probabilidad y estadística para ingeniería. Un enfoque moderno*, McGraw Hill Interamericana, 2009.

A Datos y fotografías del Transformador de prueba A

Datos del transformador ubicado en población Rosenquist 1179, Villa Alemana.

A.1 Día 28/12/2016

A.1.1 Tablas

Tabla A-1: Temperatura horaria del día 28/12/2016.

Hora	Temperatura [°C]
11:30	19
13:20	15
14:22	31
15:56	37
17:05	36
18:04	37
19:00	30
19:55	13
21:04	11
22:05	9

A Datos y fotografías del Transformador de prueba A

Tabla A-2: Carga horaria de seis miércoles en el año.

Hora	04-05- 2016 Carga [VA]	11-05- 2016 Carga [VA]	18-05- 2016 Carga [VA]	25-05- 2016 Carga [VA]	01-06- 2016 Carga [VA]	08-06- 2016 Carga [VA]	Carga total promedio [VA]
11:30	14.430	25.800	20.460	19.440	19.050	17.070	19.375
13:15	16.950	22.140	21.270	22.560	18.990	18.330	20.040
14:15	21.540	25.650	14.850	18.300	18.300	16.410	19.175
16:00	21.270	22.290	17.850	15.690	18.720	18.090	18.985
17:00	16.980	21.180	17.010	14.160	20.640	17.310	17.880
18:00	19.710	22.650	20.190	18.660	20.130	22.050	20.565
19:00	23.400	28.140	22.320	26.040	24.930	23.970	24.800
20:00	26.910	34.230	27.420	28.680	29.220	31.320	29.630
21:00	30.060	36.300	28.800	29.340	30.240	35.910	31.775
22:00	31.650	34.920	28.650	34.290	32.850	35.160	32.920

A.1.2 Fotografías

A continuación se presenta una selección de fotografías tomadas el día 28/12/2016.

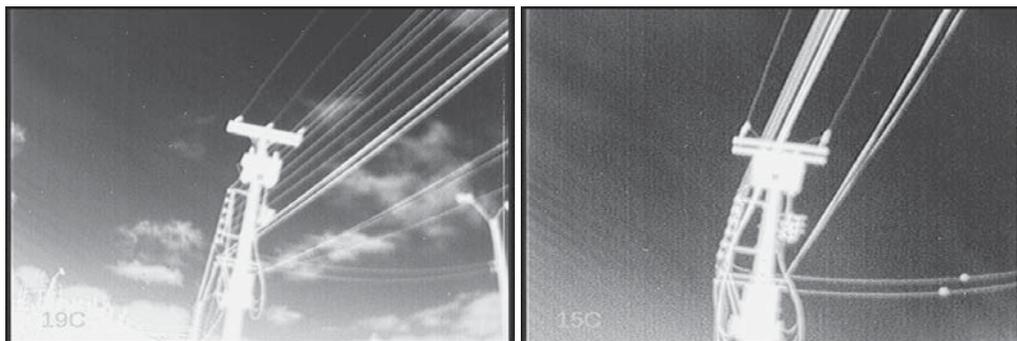


Figura A-1: Fotografía tomada a las 11:30 horas y 13:20 horas, respectivamente.

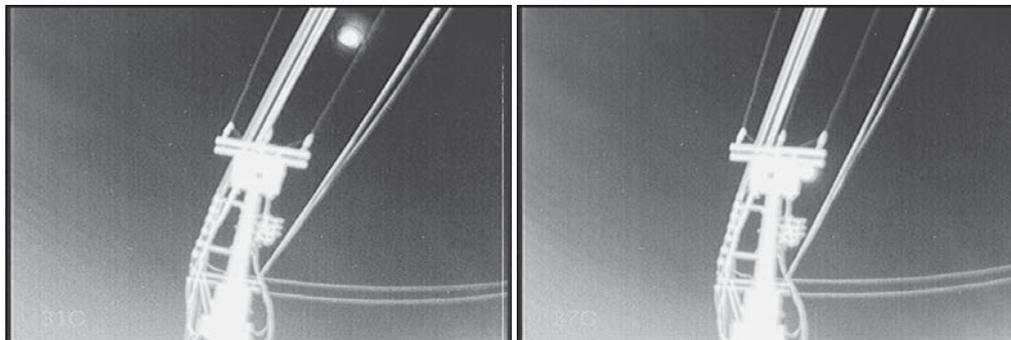


Figura A-2: Fotografía tomada a las 14:22 horas y 15:56 horas, respectivamente.

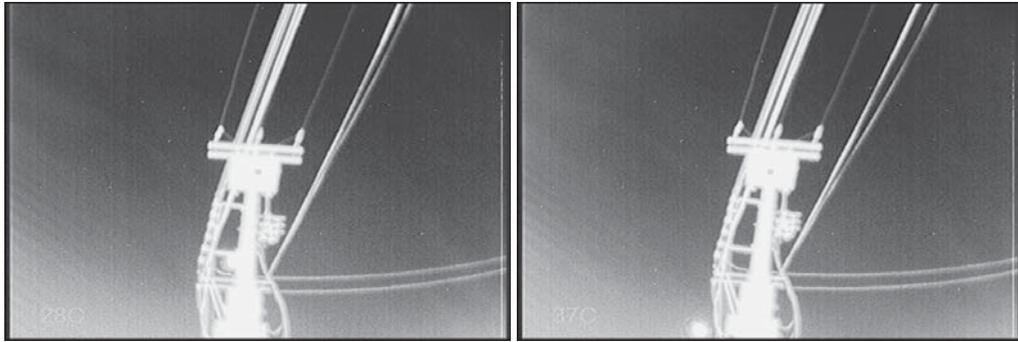


Figura A-3: Fotografía tomada a las 17:05 horas y 18:04 horas.

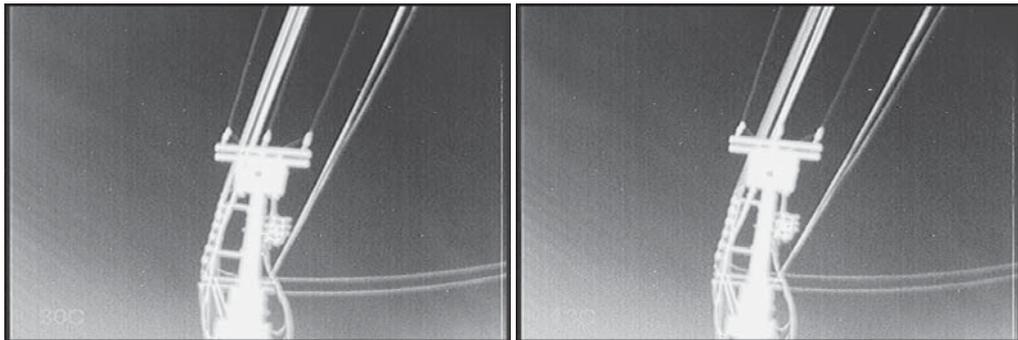


Figura A-4: Fotografía tomada a las 19:00 horas y 19:55 horas.

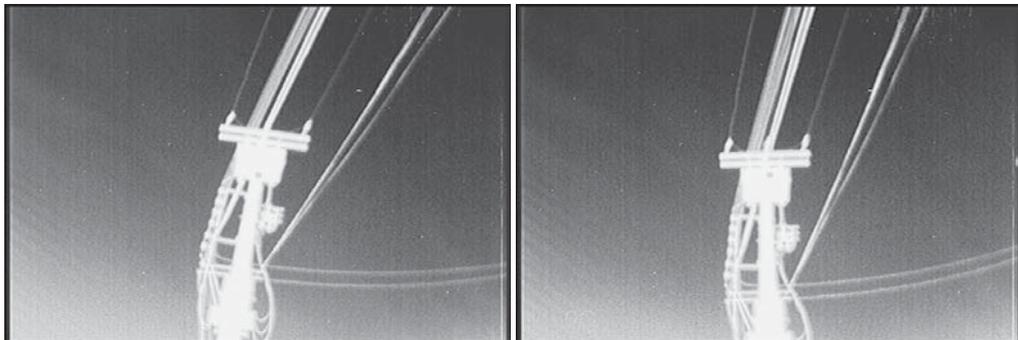


Figura A-5: Fotografía tomada a las 21:04 horas y 22:05 horas.

A.2 Día 29/12/2016

A.2.1 Tablas

Tabla A-3: Temperatura horaria del día 29/12/2016.

Hora	Temperatura [°C]
11:45	15
13:00	24
14:00	22
15:00	26

A Datos y fotografías del Transformador de prueba A

Hora	Temperatura [°C]
16:00	27
17:00	32
18:00	27
19:00	29
20:00	22
21:00	23

Tabla A-4: Carga horaria de seis jueves en el año.

Hora	05-05-2016 Carga [VA]	12-05-2016 Carga [VA]	19-05-2016 Carga [VA]	26-05-2016 Carga [VA]	02-06-2016 Carga [VA]	09-06-2016 Carga [VA]	Carga total promedio [VA]
11:45	14.640	26.010	12.510	21.210	15.900	22.050	18.720
13:00	17.460	21.090	18.210	20.700	20.430	20.220	19.685
14:00	19.650	21.660	16.170	19.530	21.210	26.430	20.775
15:00	16.140	18.270	17.430	21.900	20.940	18.480	18.860
16:00	16.860	17.520	17.370	22.950	20.370	18.150	18.870
17:00	16.020	18.690	21.120	18.810	22.290	16.440	18.895
18:00	20.520	19.440	18.000	22.530	26.850	19.380	21.120
19:00	22.920	23.370	20.760	23.310	32.460	23.130	24.325
20:00	28.860	30.180	29.460	28.800	38.880	32.010	31.365
21:00	33.330	31.290	30.810	28.680	42.570	33.030	33.285

A.2.2 Fotografías

A continuación se presenta una selección de fotografías tomadas el día 29/12/2016.

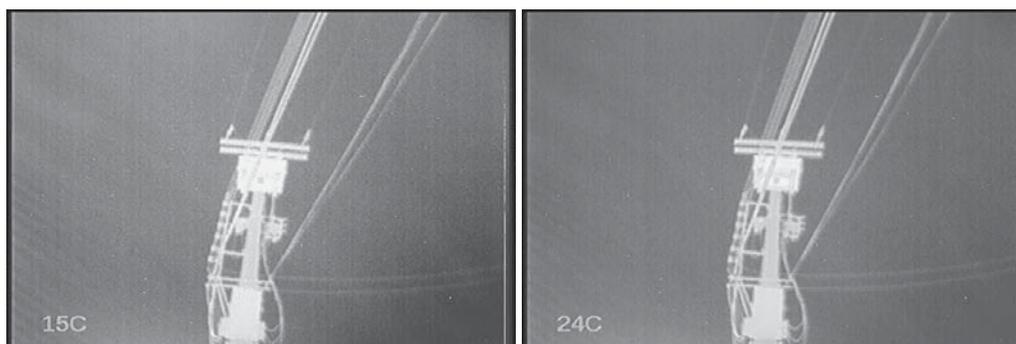


Figura A-6: Fotografía tomada a las 11:45 horas y 13:00 horas.

A Datos y fotografías del Transformador de prueba A

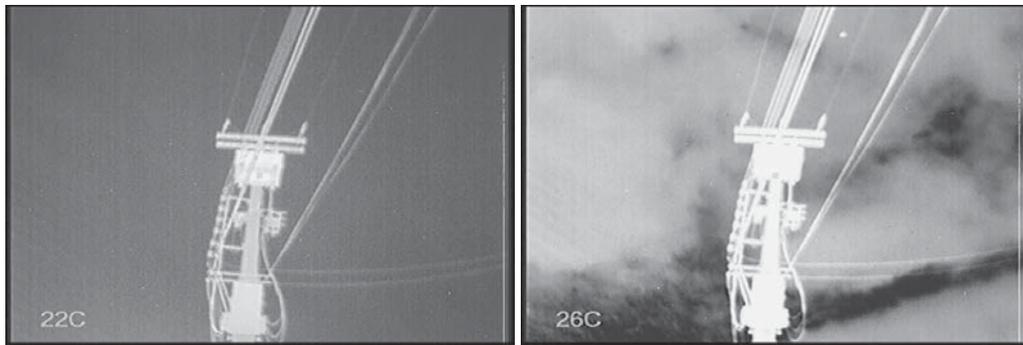


Figura A-7: Fotografía tomada a las 14:00 horas y 15:00 horas.

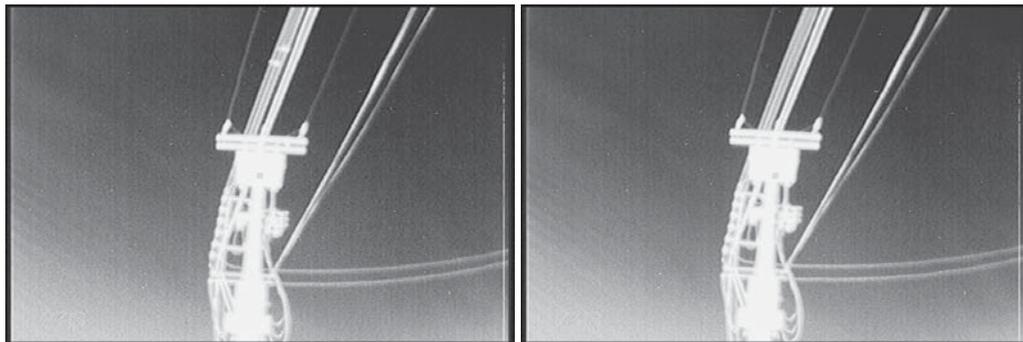


Figura A-8: Fotografía tomada a las 16:00 horas y 17:00 horas.

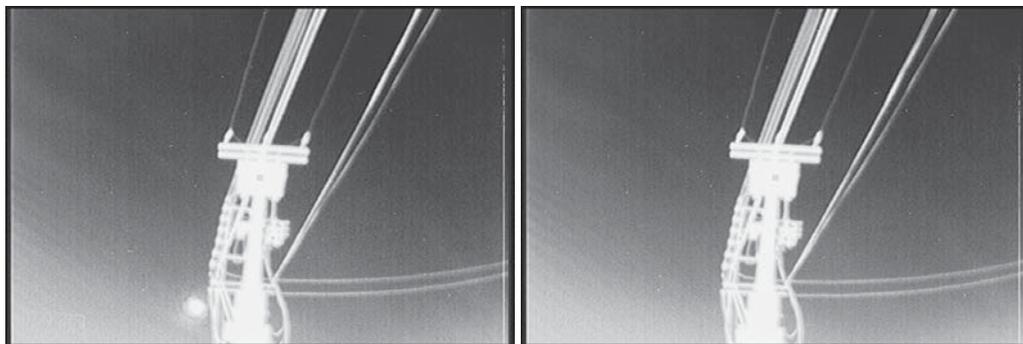


Figura A-9: Fotografía tomada a las 18:00 horas y 19:00 horas.

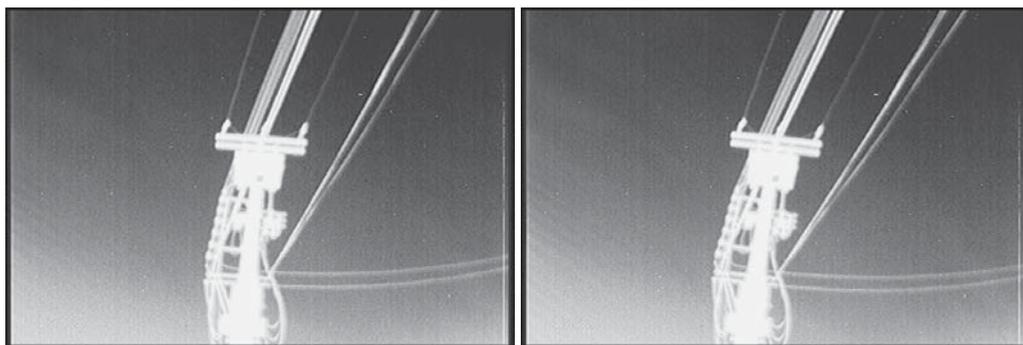


Figura A-10: Fotografía tomada a las 20:00 horas y 21:00 horas.

A.3 Dia 30/12/2016

A.3.1 Tablas

Tabla A-5: Temperatura horaria del día 30/12/2016.

Hora	Temperatura [°C]
11:00	24
12:00	23
13:00	28
14:00	28
15:00	30
16:00	24
17:00	25
18:00	32
19:00	37
20:00	31
21:00	22

Tabla A-6: Carga horaria de seis viernes en el año.

Hora	06-05- 2016 Carga [VA]	13-05- 2016 Carga [VA]	20-05- 2016 Carga [VA]	27-05- 2016 Carga [VA]	03-06- 2016 Carga [VA]	10-06- 2016 Carga [VA]	Carga total promedio [VA]
11:00	17.100	21.930	13.590	20.430	17.190	24.450	19.115
12:00	14.100	22.830	15.600	18.510	16.350	20.310	17.950
13:00	15.870	17.760	15.330	18.930	20.250	16.620	17.460
14:00	17.910	23.880	17.550	16.320	19.200	16.170	18.505
15:00	17.940	20.610	20.280	19.590	20.880	19.650	19.825
16:00	17.340	23.400	21.600	23.130	26.640	18.600	21.785
17:00	18.330	18.150	18.330	24.180	32.070	23.280	22.390
18:00	17.010	17.670	17.850	23.190	29.460	18.540	20.620
19:00	21.780	29.220	21.810	27.180	33.960	27.510	26.910
20:00	28.860	30.570	30.360	31.800	38.550	37.920	33.010
21:00	30.360	34.560	27.540	31.620	34.500	35.400	32.330

A.3.2 Fotografías

A continuación se presenta una selección de fotografías tomadas el día 30/12/2016.

A Datos y fotografías del Transformador de prueba A

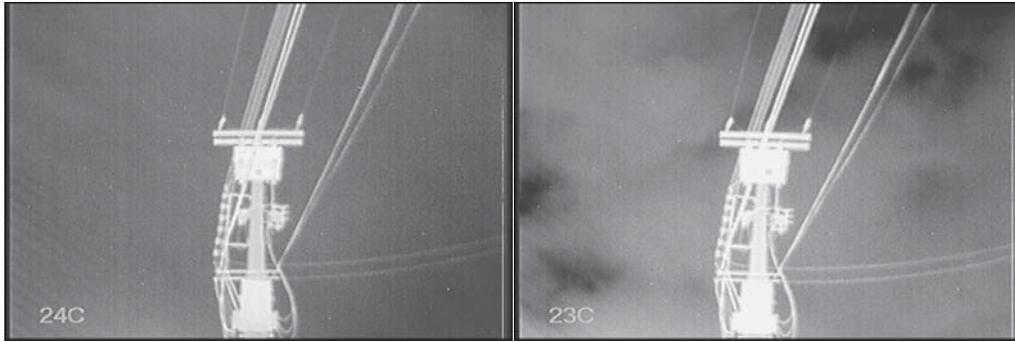


Figura A-11: Fotografía tomada a las 11:00 horas y 12:00 horas.

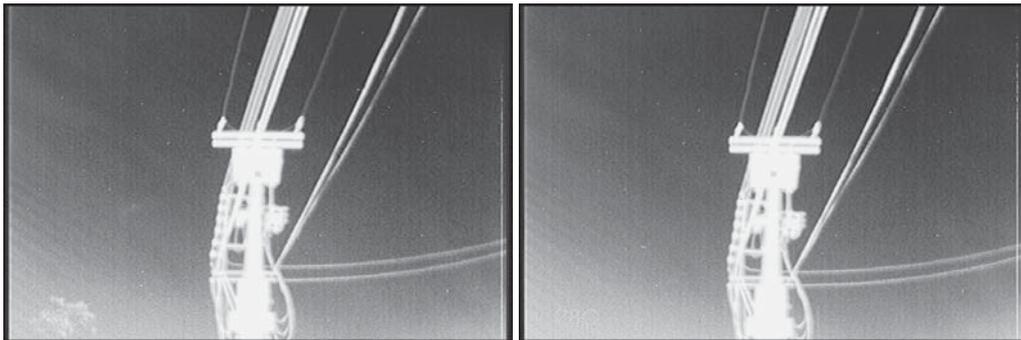


Figura A-12: Fotografía tomada a las 13:00 horas y 14:00 horas.

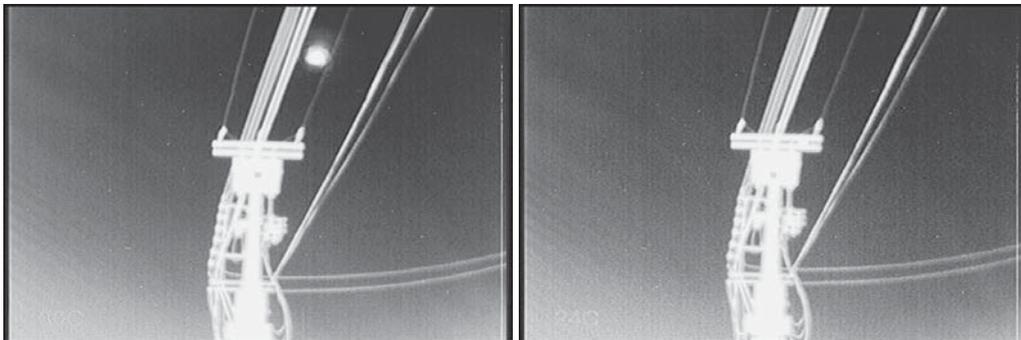


Figura A-13: Fotografía tomada a las 15:00 horas y 16:00 horas.

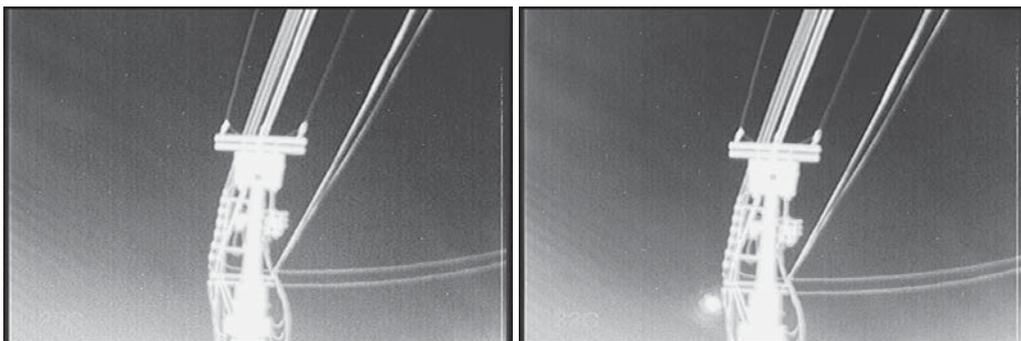


Figura A-14: Fotografía tomada a las 17:00 horas y 18:00 horas.

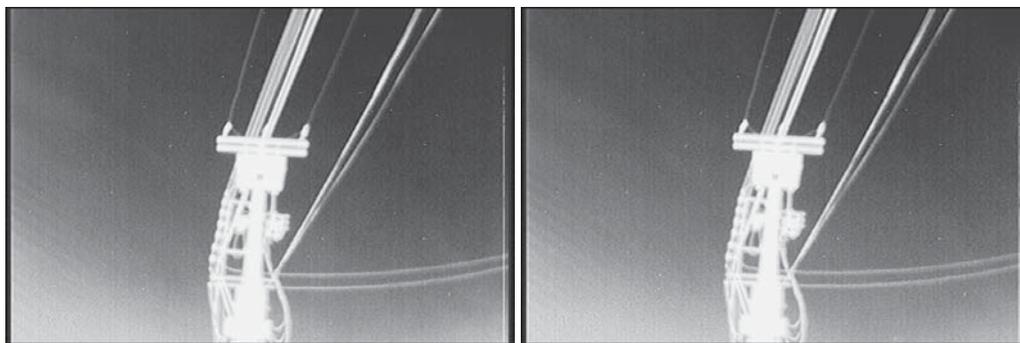


Figura A-15: Fotografía tomada a las 19:00 horas y 20:00 horas.



Figura A-16: Fotografía tomada a las 21:00 horas.

B Datos y fotografías del Transformador de prueba B

Datos del transformador ubicado en empresas carozzi S.A. en camino longitudinal sur 5201, Santiago, comuna de San Bernardo.

B.1 Dia 15/03/2017

B.1.1 Tablas

Tabla B-1: Temperatura y carga horaria del día 15/03/2017.

Hora	Temperatura del punto más caliente[°C]	Carga [KVA]
9:32	29,2	456,86
11:02	31,8	363,75
11:54	31,4	376,43
13:00	32,3	399,26

B.1.2 Fotografías

A continuación se presenta una selección de fotografías tomadas el día 15/03/2017.



Figura B-1: Fotografía tomada a las 9:32 horas y 11:02 horas



Figura B-2: Fotografía tomada a las 11:52 horas y 13:00 horas

B.2 Día 17/03/16

B.2.1 Tablas

Tabla B-2: Temperatura y carga horaria del día 17/03/2017.

Hora	Temperatura del punto más caliente[°C]	Carga [KVA]
9:56	30,2	423,411
10:34	30,9	473,101
10:57	31	479,002
13:01	36,2	530,342

B.2.2 Fotografías

A continuación se presenta una selección de fotografías tomadas el día 17/03/2017.



Figura B-3: Fotografía tomada a las 9:56 horas y 10:34 horas

B Datos y fotografías del Transformador de prueba B



Figura B-4: Fotografía tomada a las 10:57 horas y 13:01 horas

B.3 Día 20/03/2017

B.3.1 Tablas

Tabla B-3: Temperatura y carga horaria del día 20/03/2017.

Hora	Temperatura del punto más caliente[°C]	Temperatura del punto P0 [°C]	Temperatura del punto P1 [°C]	Carga [KVA]
10:06:01	28,6	26,9	22,2	398,029
10:06:12	28,4	26,6	22	398,643
10:06:36	29,4	27,9	23,1	412,57
10:06:56	29,2	27,7	23	410,522
10:56:58	30,2	28,8	24,5	447,629
10:57:20	29,7	28,5	24	430,502
12:01:43	32,6	31,4	27,6	444,608
12:01:55	32,2	31	27,4	435,904
12:02:21	33,1	31,9	28,1	435,533
12:02:57	32,6	31,2	27,6	428,339
13:02:01	33,9	33	29,7	446,08
13:02:11	33,7	32,8	29,6	440,371
13:02:20	33,6	32,2	29,1	432,026
13:02:32	33,3	32,6	28,8	433,446
13:47:23	36	34,8	31,6	484,365
13:47:31	36	34,7	31,4	489,536
13:47:44	35,6	34,7	30,8	464,41
13:47:51	35,5	34,6	30,8	449,024
15:10:41	38,8	37,4	34,5	490,445
15:10:52	38,7	37,3	34,1	482,726
15:11:07	38,2	37,1	33,5	473,613
15:11:19	38,2	37	33,4	478,554
15:58:21	39,6	38,3	34,8	498,867

B Datos y fotografías del Transformador de prueba B

Hora	Temperatura del punto más caliente[°C]	Temperatura del punto P0 [°C]	Temperatura del punto P1 [°C]	Carga [KVA]
15:58:32	39,4	38,2	34,7	493,619
15:58:42	40,4	39	36,2	493,542
15:58:56	40,7	38,6	35,9	503,68
15:59:24	40,2	38,4	35,9	502,221

B.3.2 Fotografías

A continuación se presenta una selección de fotografías tomadas el día 20/03/2017.



Figura B-5: Fotografía tomada a las 10:06 horas y 10:56 horas.



Figura B-6: Fotografía tomada a las 12:01 horas y 13:02 horas

B Datos y fotografías del Transformador de prueba B

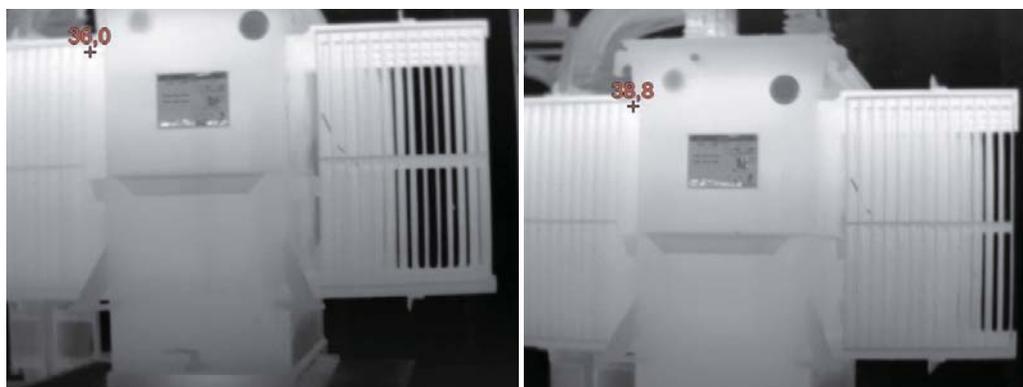


Figura B-7: Fotografía tomada a las 13:47 horas y 15:10 horas



Figura B-8: Fotografía tomada a las 15:58 horas.

B.4 Día 23/03/2017

B.4.1 Tablas

Tabla B-4: Temperatura y carga horaria del día 23/03/2017.

Hora	Temperatura del punto más caliente[°C]	Temperatura del punto P0 [°C]	Temperatura del punto P1 [°C]	Carga [KVA]
11:13:12	31,9	30,8	27,1	412,941
11:13:20	32	30,8	26,8	418,854
11:13:34	31,6	30,2	26,6	413,696
11:38:46	32,3	31,3	27,6	432,614
11:38:54	32,3	30,9	27,3	432,614
11:39:09	32	30,9	26,6	423,885
12:06:40	32,8	31,4	27,9	448,32
12:06:51	32,4	31,4	27,4	441,395
12:34:21	32,9	31,7	27,8	446,349
12:34:31	32,8	31,4	27,7	445,926
13:00:53	33,9	32,6	29	452,595

B Datos y fotografías del Transformador de prueba B

Hora	Temperatura del punto más caliente[°C]	Temperatura del punto P0 [°C]	Temperatura del punto P1 [°C]	Carga [KVA]
13:01:02	33,6	32,9	30	446,182
13:32:24	35	33,7	30,4	471,091
13:32:45	34,6	33,3	29,8	469,862
13:32:57	34,4	33,2	29,7	461,517
14:44:11	36,8	35,6	32,2	517,312
14:44:21	36,6	35,4	32,4	515,187
14:44:31	37,7	36,4	33,3	519,565
15:30:58	38,3	36,7	33,3	471,36
15:31:14	38,1	36,2	33,3	474,496
15:31:39	38,9	37,3	33,9	484,301
15:58:43	38,4	36,5	33,2	475,942
15:58:53	39,4	37,8	34,2	485,018
15:59:24	39,2	37,3	34,1	483,405
16:37:28	38,8	36,6	33,5	483,789
16:37:37	38,8	36,4	33,1	483,789
16:37:56	38,3	36,4	33,1	476,838
17:01:26	39,2	30,8	27,1	504,781
17:01:45	38,6	30,8	26,8	498,586
17:01:51	38,5	30,2	26,6	496,358
17:01:26	39,2	30,8	27,1	504,781

B.4.2 Fotografías

A continuación se presenta una selección de fotografías tomadas el día 23/03/2017.



Figura B-9: Fotografía tomada a las 11:13 horas y 11:38 horas.

B Datos y fotografías del Transformador de prueba B

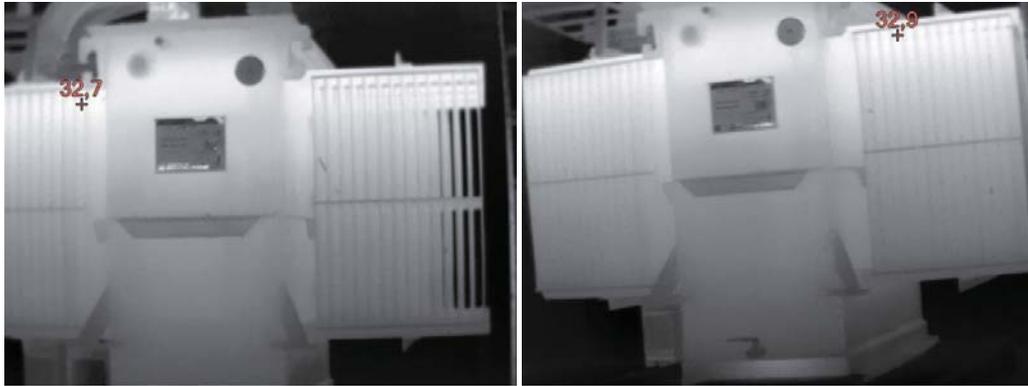


Figura B-10: Fotografía tomada a las 12:06 horas y 12:34 horas.



Figura B-11: Fotografía tomada a las 13:00 horas y 13:32 horas.



Figura B-12: Fotografía tomada a las 14:44 horas y 15:30 horas.

B Datos y fotografías del Transformador de prueba B



Figura B-13: Fotografía tomada a las 15:58 horas y 16:37 horas.



Figura B-14: Fotografía tomada a las 17:01 horas.

C Datos y fotografías del Transformador de prueba C

Datos del transformador ubicado en Facultad de Ingeniería de la Pontificia Universidad Católica de Valparaíso en Avenida Brasil 2147, Valparaíso.

C.1 Día 15/05/2017

C.1.1 Tablas

Tabla C-1: Temperatura y carga horaria del día 15/05/2017.

Hora	Temperatura [°C]	Carga [KVA]
11:00	43	383,21
11:04	43	383,21
11:07	44	390,98
12:07	44	393,08
12:11	41	383,21
12:15	44	383,21
12:20	44	389,07
12:57	43	379,68
13:00	43	379,68
14:10	37	326,97
15:06	40	366,72
15:10	46	387,09
16:03	43	355,44

C.1.2 Fotografías

A continuación se presenta una selección de fotografías tomadas el día 15/05/2017.

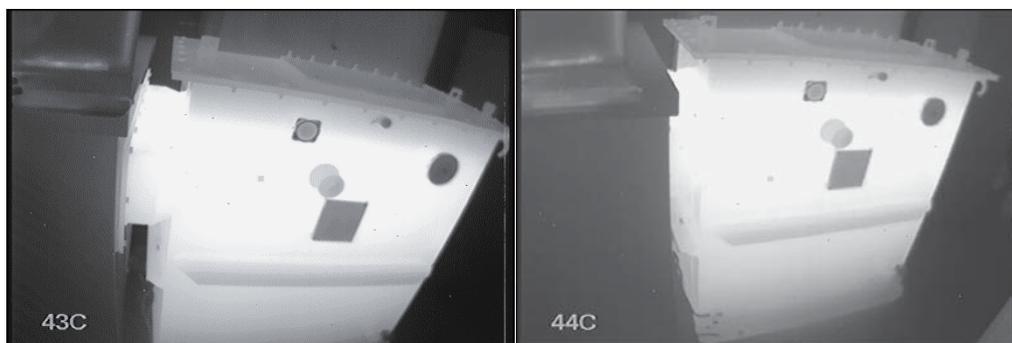


Figura C-1: Fotografía tomada a las 11:00 horas y 12:07 horas.

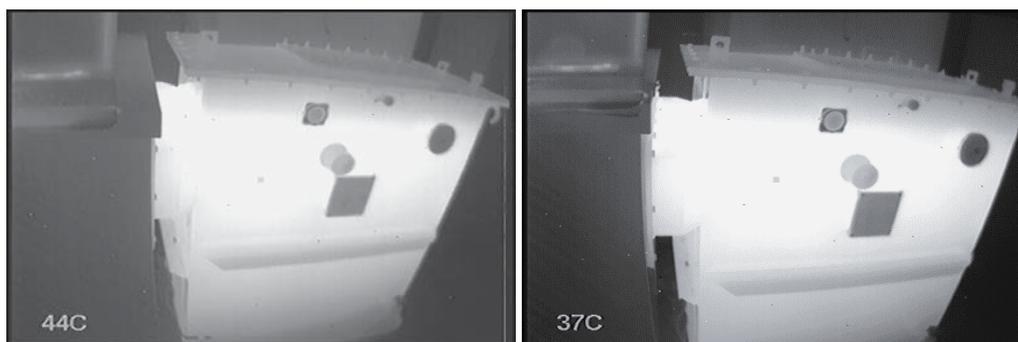


Figura C-2: Fotografía tomada a las 13:00 horas y 14:15 horas.

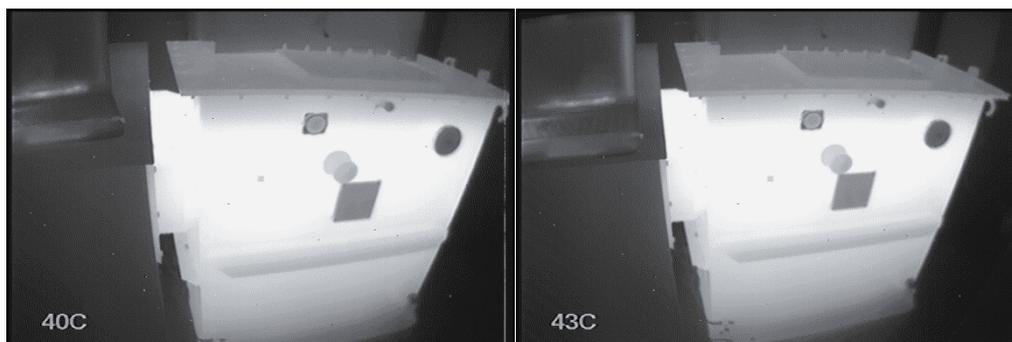


Figura C-3: Fotografía tomada a las 15:06 horas y 16:03 horas.

C.2 Dia 17/05/2017

C.2.1 Tablas

C Datos y fotografías del Transformador de prueba C

Tabla C-2: Temperatura y carga horaria del día 17/05/2017.

Hora	Temperatura [°C]	Carga [KVA]
11:00	42	383,11
11:05	43	383,11
11:10	43	387,09
12:00	44	369,67
12:01	44	369,67
12:05	43	378,38
12:05	44	378,38
13:00	41	370,6
14:00	37	295,03
14:02	37	293,03

C.2.2 Fotografías

A continuación se presenta una selección de fotografías tomadas el día 17/03/2017.

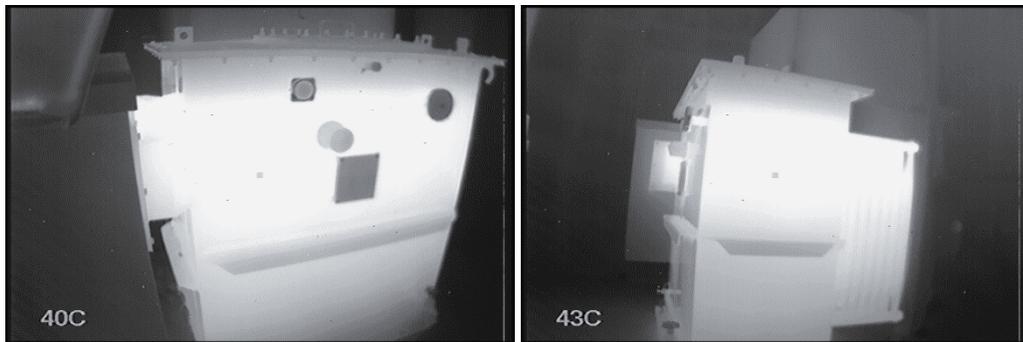


Figura C-4: Fotografía tomada a las 11 horas en una toma frontal y otra lateral.

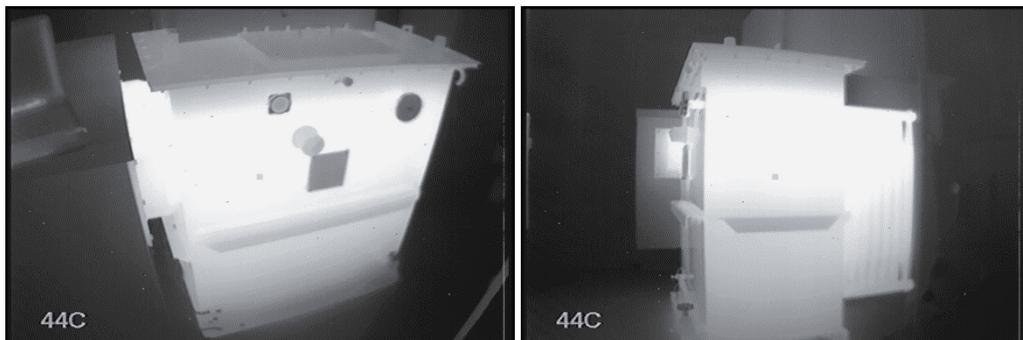


Figura C-5: Fotografía tomada a las 12 horas en una toma frontal y otra lateral.

C Datos y fotografías del Transformador de prueba C

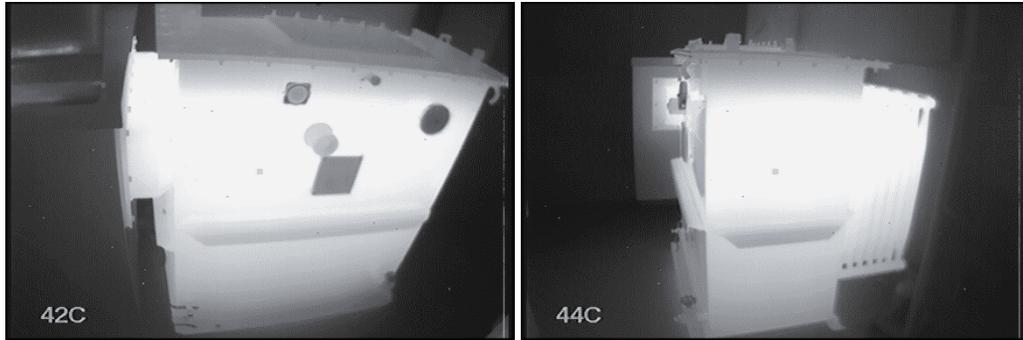


Figura C-6: Fotografía tomada a las 13 horas en una toma frontal y otra lateral.

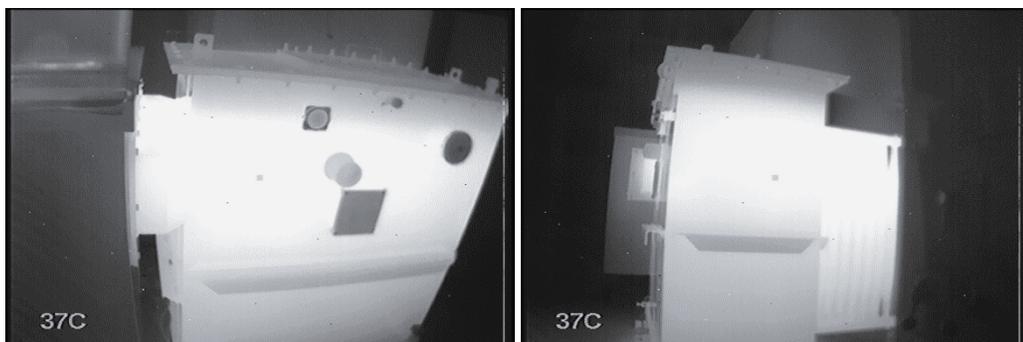


Figura C-7: Fotografía tomada a las 14 horas en una toma frontal y otra lateral.

C.3 Dia 18/05/2017

C.3.1 Tablas

Tabla C-3: Temperatura y carga horaria del día 18/05/2017.

Hora	Temperatura [°C]	Carga [KVA]
11:00	39	360,11
11:04	41	360,11
11:08	40	357,08
11:10	41	357,08
12:10	45	385,27
12:15	44	380,5
12:17	44	380,5
13:10	43	373,57
13:15	44	378,38
14:06	37	287,22

C.3.2 Fotografías

A continuación se presenta una selección de fotografías tomadas el día 18/03/2017.

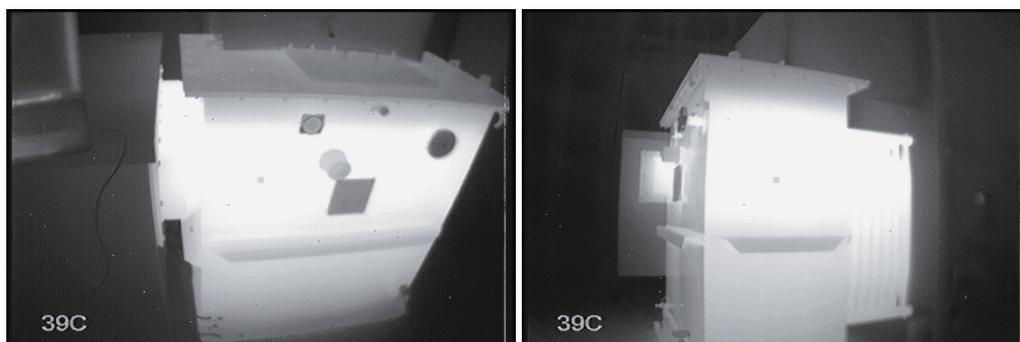


Figura C-8: Fotografía tomada a las 11 horas en una toma frontal y otra lateral.

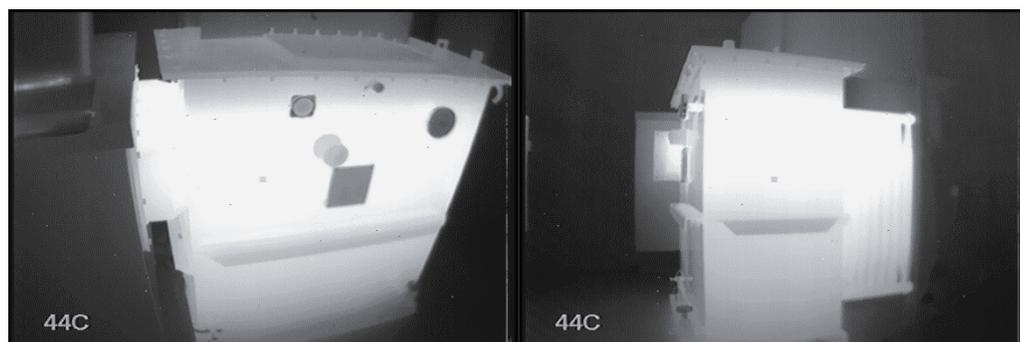


Figura C-9: Fotografía tomada a las 12 horas en una toma frontal y otra lateral.

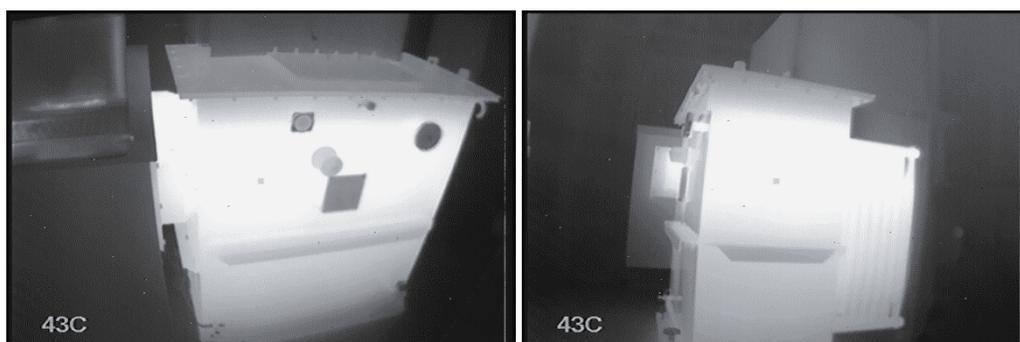


Figura C-10: Fotografía tomada a las 13 horas en una toma frontal y otra lateral.

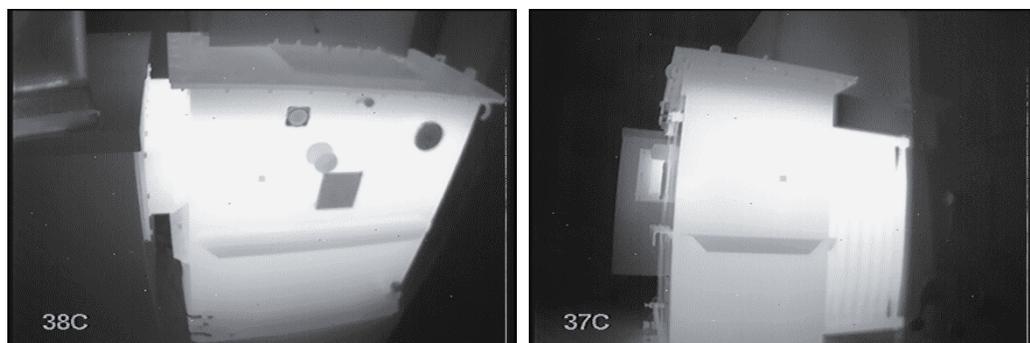


Figura C-11: Fotografía tomada a las 14 horas en una toma frontal y otra lateral.