

**INSTITUTO TECNOLÓGICO DE COSTA RICA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA**



“Diseño de un sistema de monitoreo de modos de falla para transformadores de tipo poste, empleados en la red de distribución de la Región Huetar (Caribe) del ICE (Cóncevas)”

Informe de práctica de especialidad para optar por el título de Ingeniería en
Mantenimiento Industrial, con el grado académico de Licenciatura

Roberto A. Guevara Torres

I SEMESTRE 2021

Carrera evaluada y acreditada por:



engineerscanada

Escuela Acreditada por el
Canadian Engineering Accreditation Board (CEAB)

Profesor asesor:

Ing. Luis Gómez Gutiérrez

Asesor Industrial

Luis Carlos Sánchez Madrigal

Profesores lectores:

Ing. Rosa Matarrita Chaves

Ing. Juan José Rojas Hernández

Coordinador de práctica:

Ing. Ignacio del Valle Granados

Información del estudiante y de la empresa

Nombre: Roberto Antonio Guevara Torres
Cédula: 304790665
Carné TEC: 2016100236
Dirección de residencia: Paraíso de Cartago
Teléfono: (+506) 86777679
Email: rgt130@gmail.com
Fax: N/A

Datos de la Empresa

Nombre: Instituto Costarricense de Electricidad
Actividad Principal: Distribución y Comercialización-Energía
Dirección: Plantel Cónovas, Paraíso de Cartago
Contacto: Ing. Ángelo Vargas Hernández.
Teléfono: 2000-4794/2000-5512



Dedicatoria

A mis padres, Eugenio y Lourdes, quienes se esforzaron de muchas formas para brindarme el apoyo y las oportunidades para lograr este sueño. Les agradezco por nunca haber dudado de mí manteniéndose siempre dispuestos a ayudarme.

Agradecimiento

A Dios por guiarme siempre, y permitirme alcanzar esta meta en mi vida.

A Marcela, por estar ahí siempre para ayudarme y animarme, gracias por acompañarme en todo el proceso para terminar este proyecto.

A todas aquellas personas; familiares, amistades, profesores y compañeros que me apoyaron en el transcurso no solo de este proyecto, sino también a lo largo de mis estudios.

Contenido

1	Resumen.....	1
2	Introducción.....	5
2.1	Reseña de la empresa.....	6
3	Antecedentes.....	7
4	Planteamiento del problema.....	11
4.1	Descripción del problema.....	11
4.2	Objetivos.....	12
4.2.1	Objetivo General.....	12
4.2.2	Objetivos Específicos.....	12
4.3	Justificación.....	13
4.4	Viabilidad.....	14
5	Alcances.....	15
6	Limitaciones.....	16
7	Marco teórico.....	17
7.1	Red Distribución Eléctrica del Instituto Costarricense de Electricidad.....	17
7.1.1	Estructura de red de distribución.....	20
7.2	Transformador de distribución.....	23
7.2.1	Fallas.....	23
7.3	Variables a considerar.....	24
7.3.1	Análisis de modo de fallo, efectos y su criticidad (AMFEC).....	24

7.4	Lógica Difusa	26
7.5	Internet de las cosas IoT	29
7.6	Software de análisis.....	30
7.7	Indicadores financieros.....	30
7.7.1	Valor actual neto (VAN)	30
7.7.2	Tasa interna de retorno (TIR)	31
7.7.3	Costo-Beneficio	31
7.7.4	Periodo de recuperación	31
8	Metodología.....	32
9	Situación actual de averías en la red de distribución de la Región Huatar	35
9.1	AMFEC.....	37
10	Monitoreo de condición de transformadores.	53
10.1	Variables a monitorear	53
10.1.1	Selección de variables a medir	53
10.1.2	Determinación de tiempo de sobrecarga.....	56
10.1.3	Combinación y relación de variables	62
10.1.4	Alarmas	66
10.2	Arquitectura de monitoreo.....	73
10.2.1	Hardware	74
10.2.2	Diagramas de flujo de los algoritmos.....	89
10.2.3	Validación y comprobación de resultados.	97
10.2.4	Resultados de campo	102

11 Análisis costo-beneficio del monitoreo y la implementación del sistema de sobrecarga.	108
11.1 Análisis de costos.....	108
12 Conclusiones	112
13 Oportunidades de mejora	113
14 Bibliografía	114
15 Anexos	117
15.1 Planos y diagrama de sistema de monitoreo	117
15.2 Fotos de resultados.....	119
A. Apéndices Formulario de avería	121

Contenido de Figuras

Figura 7.4.1 Desdifusión de regla difusa.....	29
Figura 9.1.1 Curva de demanda diaria.....	52
Figura 10.1.1 Esquema de modelo de cálculo térmico.....	57
Figura 10.1.2 Esquema de modelo de cálculo térmico IEC Exponencial.	59
Figura 10.2.1 Arquitectura empleada para el proyecto de medición de condición de sobrecarga.	73
Figura 10.2.2 Esquema de conexión de ESP32 TTGO V2 1.6.....	76
Figura 10.2.3 Sensor de voltaje AC ZMPT101B	77
Figura 10.2.4 Diagrama electrónico de módulo Sensor de voltaje AC ZMPT101B.	78
Figura 10.2.5 Transformador de corriente SCT013100.....	80
Figura 10.2.6 Curva característica del SCT013100 mV vs A.....	80
Figura 10.2.7 Diagrama electrónico de conexión módulo SCT-013-100	81
Figura 10.2.8 Modulo DTH21 AM2301	82
Figura 10.2.9 Esquema de conexión de componentes del medidor.	86
Figura 10.2.10 Ilustración demostrativa conexión de circuito..	87
Figura 10.2.11 Encapsulado del proyecto	88
Figura 10.2.12 Medidor de condición de sobrecarga	89
Figura 10.2.13 Diagrama de flujo de algoritmo principal.	91
Figura 10.2.14 Diagrama de flujo de adquisición de señales analógicas de voltaje y corriente.	92
Figura 10.2.15 Diagrama de flujo de adquisición de temperatura ambiente con DHT21	93

Figura 10.2.16 Diagrama de flujo del cálculo de potencia aparente.	94
Figura 10.2.17 Diagrama de flujo de registro de datos en microSD	95
Figura 10.2.18 Diagrama de flujo de publicación de datos.	96
Figura 10.2.19 Dashboard del sistema de monitoreo de condición de transformador.	97
Figura 10.2.20 Evaluación de variables de entrada en algoritmo difuso en el microprocesador.	100
Figura 10.2.21 Evaluación de variables de entrada Matlab.	100
Figura 10.2.22 Evaluación de variables de entrada en gráfico	101
Figura 10.2.23 Montaje de equipo medidor en transformador en circuito Cto.Río Macho-Poste 70.....	103
Figura 10.2.24 Transformador con sistema de monitoreo diseñado Cto.Río Macho-Poste 70.	104
Figura 15.2.1 Diagrama de pistas de circuito PCB.	117
Figura 15.3.1 Imagen de conexión interna de proyecto	119
Figura 15.3.2 Imagen de conexión interna de proyecto	120
 Contenido de Gráficos	
Gráfico 7.7.1 Pareto de averías con sustitución de elementos.	35
Gráfico 7.7.2 Causas de averías en la red de distribución.	36
Gráfico 9.1.1 Promedio anual de duración de avería por elemento.....	43
Gráfico 9.1.2 Promedio de averías anuales que requieren remplazo de elemento.	44
Gráfico 9.1.3 Promedio de clientes afectados por avería, según cada elemento.	45
Gráfico 9.1.4 Transformadores instalados, según la potencia de diseño.	50

Gráfico 9.1.5 Reemplazo de transformadores instalados y retirados en el periodo 2015-2021 según potencia.	51
Gráfico 10.1.1 Comparación de modelos térmicos para un transformador ONAN de 15kVA...60	
Gráfico 10.1.2 Carga sometida a transformador de 15kVA, durante el ensayo.	61
Gráfico 10.1.3 Comparación de modelos térmicos para un transformador ONAN de 37.5 kVA	61
Gráfico 10.1.4 Carga sometida a transformador de 37.5 kVA, durante el ensayo.	62
Gráfico 10.1.5 Curva de carga permitida para una pérdida de vida normal de transformadores de distribución con refrigeración ONAN a temperatura ambiente de 20 °C.	63
Gráfico 10.1.6 Corrección de temperatura, según temperatura ambiental.	64
Gráfico 10.1.7 Función de membresía de Sobrecarga (pu) vs Membresía(%).	68
Gráfico 10.1.8 Función de membresía de tiempo de sobrecarga (h) vs Membresía(%).	68
Gráfico 10.1.9 Función de membresía de Potencia nominal (pu) vs Membresía(%).	69
Gráfico 10.1.10 Condición de sobrecarga vs Membresía (%).	69
Gráfico 10.1.11 Superficie de salida de condición de sobrecarga, según t vs K2.	71
Gráfico 10.1.12 Superficie de condición de sobrecarga, según K1 vs K2.	72
Gráfico 9.2.1 Curva de demanda energética registrada en transformador Cto.Río Macho-Poste 70.	105
Gráfico 9.2.2 Corrientes de línea (A) en transformador Cto.Río Macho-Poste 70.	105
Gráfico 9.2.3 Voltajes de línea-neutro (V) en transformador Cto.Río Macho-Poste 70.....	106
Gráfico 9.2.4 comportamiento de temperatura ambiente en la zona.	106



2020-11-20
1410-0445-2020

Ing. Ignacio Del Valle Granados
Coordinador de Práctica Profesional de la carrera.
Carrera: Ingeniería en Mantenimiento Industrial
Instituto Tecnológico de Costa Rica ITCR

ASUNTO: Aceptación para desarrollo de práctica de Especialidad Sr Roberto Guevara

Reciba un cordial saludo.

La presente es para hacer de su conocimiento que el Instituto Costarricense de Electricidad, Negocio de Distribución y Comercialización de Energía, en su región Huetar Caribe se complace en indicarle que hemos ACEPTADO al estudiante Roberto Antonio Guevara Torres, carné 2016100236, cédula 304790665 para que pueda realizar su práctica de especialidad en la Institución.

Como es sabido cada empresa tiene una serie de proyectos por asignar a cada estudiante, de los cuales el que fue APROBADO y será EVALUADO para términos académicos ante el Instituto Tecnológico de Costa Rica se denomina «*Sistema experto para el diagnóstico del índice de salud en transformadores de distribución mediante IoT ICE*». Lo anterior, sin dejar de lado los otros proyectos que se le asignarán.

Dicha asignación será de provecho para nuestro Negocio, pues la herramienta por desarrollar nos permitiría de forma ágil y oportuna evaluar el estado de un Transformador antes de retirarlo de los diferentes almacenes para ser instalados en la red de distribución. Dándonos certeza del estado y evitando reprocesos costosos económicamente y con impacto en imagen e indicadores de desempeño evaluados por ARESEP.

Como parte de los estudios estadísticos para determinar el impacto de la mejora, se solicita confidencialidad de la información, no así de sus resultados.



Para información adicional, favor comunicarse a los teléfonos 2000-4790 o 2000-4794, o correos AVargasHe@ice.go.cr, LuSanc2@ice.go.cr, lmeza@ice.go.cr

Atentamente,

Negocio Distribución y Comercialización

**ANYELO
GERALD
VARGAS
HERNANDEZ
(FIRMA)**

Firmado digitalmente por ANYELO
GERALD VARGAS HERNANDEZ
(FIRMA)
Ubicación: Cartago
Fecha: 2020.11.20 10:35:25 -06'00'

Ing. Angelo Vargas Hernandez MSc²
Gestor del Activo Productivo
Región Huetaar Caribe

AVH/nvn

📁: Archivo

1 Resumen

La red de distribución eléctrica conforma una parte medular en lo que concierne al negocio de producción y transmisión eléctrica, principalmente para el Instituto Costarricense de Electricidad que se encarga de abastecer a un 77.5% del territorio nacional de Costa Rica.

Con el fin de evaluar los distintos componentes de la red de distribución se realiza un análisis de modo de falla, efectos y criticidad, con datos de averías brindados por el ICE de los últimos 5 años. En este análisis se evidencia que el elemento con mayor número de criticidad es el transformador y la principal causa de falla corresponde a las sobrecargas del elemento.

El proyecto se enfoca en el desarrollo de un sistema de monitoreo de la condición de sobrecarga del transformador, por medio del desarrollo de un sistema electrónico capaz de sensor y procesar las respectivas variables eléctricas por medio de un microcontrolador, el cual se encarga de evaluarlas con mecanismos de lógica difusa programados con los parámetros establecidos en la norma IEC 60076-2. Las alertas de condición se activan en el momento que la carga supere los valores permisibles según dicha norma.

El funcionamiento tanto del sistema de lógica difusa como del dispositivo son puestos a prueba. Primeramente, los valores sensados son comparados con las mediciones registradas por instrumentos de laboratorio, una vez calibrados y verificados los parámetros captados, se establecen distintos valores de entrada simulando varias condiciones de sobrecarga aleatorias con el fin de evaluar y comparar con el algoritmo de lógica difusa programado en Fuzzy Logic Desing de Matlab que permiten corroborar el adecuado funcionamiento del procesamiento del microcontrolador. A su vez las mismas variables aleatorias son evaluadas de forma manual en el gráfico propuesto por la norma IEC 60076-2, dando como resultado que el sistema proporciona una condición fiel a los modelos propuesto por esta norma.

Ya corroborado el funcionamiento del dispositivo es instalado en un transformador en operación en la red de distribución del ICE durante un periodo de 7 días, almacenando los datos

en la memoria SD. A partir de estos datos se elaboraron gráficas del comportamiento del transformador y se capturaron tres eventos de sobrecarga los cuales se mantuvieron dentro de los límites permitidos.

Una vez conformado el sistema, se analiza financieramente su viabilidad, contemplando la disminución de costos correspondientes a fallas relacionadas con la sobrecarga en transformadores, resultando un proyecto viable para la institución, recuperando la inversión en tres años y medio.

Palabras clave: Transformador de distribución, Hot Spot, IoT, lógica difusa.

Abstract

The electric power distribution forms a core part of the electricity production and transmission business, mainly for the Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), which is in charge for supplying electricity to 77,5 % of the Costa Rican territory.

To evaluate the different components of the distribution system, an analysis of failure mode, effects and criticality is carried out, with failure data provided by ICE in the last 5 years. This analysis shows that the most critically element is the distribution transformer, and the main cause of failure are overloads.

The project focuses on the development for a transformer overload condition monitoring system, through the development of an electronic device capable of sensing and processing electrical variables by a microcontroller, which oversees evaluating them with fuzzy logic mechanisms that are programmed with parameters established in the standard IEC 60076-2. The condition alerts are activated when the transformer's load exceeds allowable values according to this standard.

The functioning of both the fuzzy logic system and the device are put to test. First, the sensed values are compared with measurements obtained by laboratory instruments, and once the parameters are calibrated and verified, different input values are established simulating random overload conditions with the purpose of evaluating and compare with a fuzzy logic algorithm programmed in MatLab's Fuzzy Logic Design the proper functioning of the microcontroller processing. In other hand, the same random variables are evaluated manually based on the graph proposed by the IEC 60076-2. As a result, the system provides a faithful model based on the standard.

Once the operation of the device has been confirmed, it is installed in an operating transformer in ICE's electric power distribution for 7 days, storing data in a SD memory. Based

on the data, graphs of the behavior of the transformer were elaborated and three overload events were capture, which were kept in the allowed limits.

To conclude the project, the device viability is financially analyzed, considering the reduction of the failures related with transformer's overload. As a result, the project is viable for the institution, recovering the investment in three and a half years.

Key words: Distribution transformer, Hot Spot, IoT, Fuzzy logic.

2 Introducción

Continuamente la población costarricense demanda grandes cantidades de energía eléctrica y para que el trasiego de esta sea posible, se necesita de equipo eléctrico como los transformadores. La avería de estos dispositivos afecta la calidad del servicio de los clientes que estén en conexión con este, traduciéndose en pérdidas, tanto para el consumidor como para la empresa que brinda el servicio (ARESEP, 2019).

El proceso de gestión de activos, en este caso transformadores, es una labor crítica para las empresas que brindan servicios públicos, el establecer un balance entre el dar mantenimiento, reemplazar o esperar a que ocurra la falla y ser competitivos en el mercado es una labor que requiere cuidado extremo, ya que una decisión incorrecta puede traducirse en pérdidas millonarias. (Viveros, P, et al, 2013).

Dado lo anterior, es que el presente trabajo pretende desarrollar una herramienta que permita conocer la condición en transformadores de distribución críticos, permitiendo gestionar adecuadamente las labores de mantenimiento y, lo más importante, manteniendo un balance adecuado entre la condición técnica del equipo y el aspecto financiero. Sumado a esto se realizará un costo-beneficio de los equipos a monitorear, tomando en cuenta aspectos como: años de puesta en servicio, factor de carga y costos asociados al consumidor tras una posible interrupción.

Con el desarrollo de una propuesta de un sistema de monitoreo de modo de falla para transformadores, se logra establecer una herramienta que beneficie a la gestión de mantenimiento, lo cual se traduce en una intervención oportuna de los equipos teniendo un impacto positivo en el estado del sistema de potencia, generando una mayor confiabilidad en el suministro energético, además de optimizar los recursos asignados a labores de mantenimiento, lo cual se materializa en una mayor rentabilidad para la empresa.

El proceso de toma de decisiones basadas en datos es sumamente efectivo cuando se tiene una base de datos robusta, (L. Peng, C. Min, L. Qi-mao, S. Xin-ling y G. Shang-fei, 2012), lo que implica que conforme transcurra el tiempo se vaya fortaleciendo el sistema. Por lo que, en un inicio, lo primordial es disponer de un sistema de adquisición de datos, que permita monitorear los parámetros adecuados de un transformador y con ayuda de herramientas de análisis de datos y las normativas internacionales como IEEE C-57 y IEC 60067, realizar el diagnóstico de la condición de los equipos.

2.1 Reseña de la empresa

El Instituto Costarricense de Electricidad nació el 8 de abril de 1949, mediante el decreto-ley N° 449, con el mandato de aprovechar el recurso hídrico, de manera eficiente y responsable, para la electrificación del país.

Desde su fundación, la cobertura y la calidad del servicio eléctrico pasó de un 14% a 99,4% del territorio nacional. Su matriz eléctrica aprovecha el vapor de la tierra, el viento, la energía solar y la biomásica. Asimismo, se enfoca en el desarrollo de redes inteligentes y la movilidad eléctrica.

Dado el éxito en la electrificación, en 1963 se le asigna la administración y desarrollo de las telecomunicaciones. Desde entonces se han incorporado innovaciones, como la telefonía fija y pública, el servicio de fax, internet y la telefonía móvil para hoy ser consolidada en soluciones convergentes alineadas a la Revolución 4.0.

Misión

Mejorar la calidad de vida de la sociedad costarricense, contribuyendo al desarrollo sostenible del país con soluciones de energía, infocomunicaciones e ingeniería, de manera eficiente, inclusiva y solidaria.

Visión

El Grupo ICE, ágil, transparente, motor de desarrollo de la sociedad costarricense con presencia internacional, liderará y será referente en la transformación digital y en el desarrollo de soluciones integrales, innovadoras y oportunas en energía, infocomunicaciones e ingeniería.

3 Antecedentes

En el estudio realizado por el ARESEP durante 2019 en el sistema eléctrico nacional hubo un total de 7238 interrupciones por causas internas de las empresas de suministro, de esas interrupciones 4271 fueron forzadas, donde el 88% corresponde a fallos en equipos o materiales, dando como resultado un total de 3758 fallas; además, un 3% fueron por sobrecarga en los transformadores de distribución, el tiempo de atención general de estas fallas es de 2 horas y 48 minutos.

En el mismo informe se concluye que muchas de las interrupciones fueron momentáneas lo que para el sector residencial no es relevante; sin embargo, para la industria pueden llegar a ser aspectos críticos que afecten su nivel de calidad. Asimismo, en las recomendaciones se menciona que se debe solicitar a las empresas de servicios públicos un mecanismo para el registro y control de las fallas en materiales y equipos, esto con el fin de reducir las perturbaciones ocasionadas por estas fallas.

Como parte del programa de intervención de transformadores establecido en la Norma Técnica AR-NT-SUCAL, en el año 2018, se estudiaron alrededor de 900 puntos de transformación lo cual arrojó como resultado que 115 unidades presentaron alguna condición de tensión inadecuada (ARESEP, 2019). Este programa de intervención dio como resultado la figura 2.1 donde se muestran las causas de deficiencias de tensión correspondientes al transformador. Los puntos más significantes correspondieron a un 48% por regulación baja de tensión y un 19% de sobrecarga del transformador. Estas condiciones perjudican directamente la disponibilidad y

la calidad del servicio eléctrico nacional. Contar con un sistema que permita mitigar o identificar las condiciones inadecuadas permitirá actuar de acuerdo a la condición presentada en el momento idóneo.

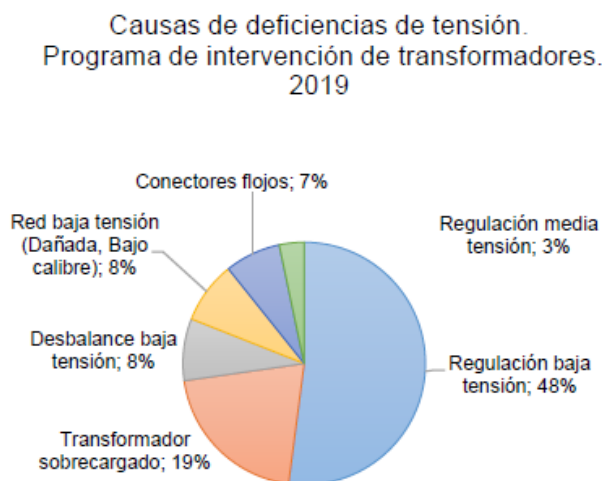


Figura 2.2.1.1 Causas de variación de tensión

Fuente: ARESEP (2019)

N. Avinash, J. Gajanan y B. Makarand, (2017) señalan que el monitoreo y diagnóstico en línea de transformadores es reconocido como necesario y beneficioso para las empresas eléctricas, constituyendo una de las acciones prioritarias para el desarrollo de las “Smart Grids” y, por consiguiente, de la generación distribuida. Para su implementación se debe tomar en cuenta lo siguiente:

- Condición técnica de los equipos (transformadores).
- Evolución en el tiempo de las características operativas (eventos accidentales, ubicación de fallas, causas y consecuencias).
- Determinación de la fiabilidad (probabilidad de buen funcionamiento) y criticidad de los equipos basado en criterios (impacto económico).
- Gestión y costos de mantenimiento.
- Alineación con tendencias mundiales.

Existen esfuerzos por parte del Grupo ICE por buscar llevar sostenibilidad, resiliencia y transformación por medio de cinco áreas planteadas que poseen una visión integral con mira a la estabilidad financiera, desarrollo de nuevos negocios e internacionalización. También el consejo directivo plantea elementos relevantes para el sector de mantenimiento como la transformación digital, sostenibilidad y reducción de costos operativos en busca a la eficiencia. Lo que denota la motivación por parte de la Dirección Corporativa de la institución de formar estrategias de mejora continua por medio de tecnologías dentro de la organización. (Grupo ICE, 2019)

Algunas de las estrategias nacionales y elementos a los cuales se alinea el Grupo ICE son el Plan Nacional de energía 2015-2030, Plan Nacional De Ciencia, Tecnología E Innovación 2019-2025, entre otros.

El Foro Económico Mundial (WEF) describe que el futuro del sistema eléctrico debe incorporar un sistema de electricidad interactivo digital, donde se replantee el modelo de gestión, regulando indicadores y roles para los operadores de redes de distribución, innovación e integración total de recursos energéticos. (Foro Económico Mundial, 2017)

En la literatura se mencionan sistemas de monitoreo de transformadores que han sido realizados a nivel internacional a modo académico, donde se sensan variables pertinentes para identificar problemas previos a las fallas catastróficas, (R. Sajidur, K. D. Shimanta , K. Bikash y K. D. Nipu, 2017). Por otra parte, E. Chelaru y G. Gheorghe (2020), proponen un “sistema de soporte de decisiones” para determinar el remplazo de viejos transformadores con altas pérdidas de potencia. Debido a la complejidad de entrelazar algunas variables para el análisis de datos, se utilizaron Técnicas Difusas para resolver los modelos matemáticos.

Autores indican que el monitoreo del estado de los equipos eléctricos que utilizan Internet de las Cosas (IoT) puede ayudar a reemplazar el equipo antes de que ocurra la falla y se dé la interrupción de la continuidad de la energía. El sistema propuesto en la literatura incluye sensores

de temperatura, voltaje y corriente, la información se envía a un servidor y en la nube se analizan para tomar las acciones necesarias antes de que se interrumpa el suministro eléctrico. El sistema fue puesto a prueba y se encuentra funcionando satisfactoriamente. (D. Srivastava y M. M. Tripathi, 2018).

4 Planteamiento del problema

4.1 Descripción del problema

Actualmente no se cuenta un mecanismo para evaluar la condición de los transformadores de distribución en el país, por lo que las labores de mantenimiento se hacen basadas en eventos pasados, ya que es la estrategia que se ha seguido durante mucho tiempo por parte de la institución por razones de practicidad y por factores económicos; sin embargo, no existe un estudio reciente que contemple una actualización en la gestión de estos activos, según lo indicado por el personal del ICE.

Existe un vacío en la gestión de activos en las empresas de distribución y en el sistema que diagnostique la condición de los transformadores de distribución para actuar anticipadamente a la falla o a daños graves.

Disponer de un sistema que permita identificar la condición de operación de los transformadores con suficiente tiempo antes de que ocurra la avería, permitiría gestionar de forma oportuna las acciones de mantenimiento y con ello lograr un mejor manejo financiero, guiando a la institución con los objetivos al Plan Estratégico 4.0.

4.2 Objetivos

4.2.1 Objetivo General

Desarrollar un modelo para el análisis de modos de falla para el monitoreo de las condiciones de los transformadores de distribución a partir de técnicas de lógica difusa.

4.2.2 Objetivos Específicos

- 1) Realizar un análisis causa raíz de los transformadores de distribución para la determinación de los modos de falla a partir de técnicas de análisis de datos.
- 2) Diseñar una estructura de monitoreo de fallas recurrentes para la previsión de indisponibilidades temporales o continuas mediante la utilización de señalización y sensado.
- 3) Establecer un análisis de beneficio costo para la determinación de la viabilidad financiera del proyecto a partir de indicadores económicos.

4.3 Justificación

Este proyecto surge con la necesidad de investigar una forma de mejorar la calidad del servicio de las redes de distribución del ICE, tratando de impactar la competitividad de la institución por medio del mantenimiento y la gestión al incorporar IoT, dando resultados de estrategias de mantenimiento óptimo y adecuando al contexto operativo al que se enfrenta la empresa, fomentado la madurez del negocio reflejado en el desarrollo institucional. (Mercado et al., 2017)

La incorporación de sistemas IoT en la red permitiría evidenciar las oportunidades de mejora a nivel del ICE, ya que se beneficiarían las gestiones del mantenimiento y el stock de repuestos, lo que significa una mejora en el manejo de recursos institucionales designados para dichas asignaciones. Con este trabajo, se inicia un precedente hacia la implementación de matrices energéticas inteligentes, ya que se propone un sistema de monitoreo y análisis de datos con su respectivo costo-beneficio en la red.

La red eléctrica del ICE corresponde a un 77.5% de la distribución nacional de energía eléctrica, donde se alimenta a un 77.4% de los clientes nacionales (Serie Programa Visión, 2017), esto denota la relevancia de desarrollar herramientas que contribuyan con la gestión de las redes de distribución del ICE, que, en caso de resultar exitoso en su implementación, se beneficiaría tanto la institución proveedora del servicio como los clientes de dicha empresa, favoreciendo el desarrollo del país.

El proyecto va en función del Plan Nacional de Energías 2015-2030, principalmente con el tercer eje: “En la ruta de la sostenibilidad de la matriz eléctrica”, donde sus objetivos estratégicos pretenden asegurar la calidad y el abastecimiento eléctrico del país, gestionando la competitividad de los precios de la electricidad y fortalecer la capacidad de planificación en el mercado regional. Todo esto orientado a desarrollar una matriz energética que contribuya al desarrollo de la sociedad costarricense.

Según Prieto, R., Meneses, C., Vega, V. (2015) es primordial para las instituciones diferenciarse de la competencia contando con información de calidad y cantidad suficiente en la que puedan apoyarse en el proceso de toma de decisión para el negocio. Esto, en algunos casos, significa la ventaja con respecto a las demás empresas por el hecho de que se toman mejores decisiones para el negocio en un periodo de reacción menor.

4.4 Viabilidad

Para realizar este trabajo se contó con la disposición de registros e historial de equipos que posee la institución, estos contienen los datos relevantes para la determinación de recurrencias en el sistema; esta información se requirió para que el proyecto se ajustara a las necesidades de la institución.

Con el fin de lograr alcanzar el tercer objetivo y calcular el costo-beneficio del sistema de monitoreo se contó con la información de costos del ICE, principalmente los costos relacionados a los transformadores y sus fallos, para dar resultados de análisis confiables basados en datos.

Se contó con la disponibilidad de un laboratorio el cual contaba con equipo de medición y cargas para someter a pruebas los sistemas que fueron desarrollados.

5 Alcances

Este estudio tiene como alcance la identificación de los posibles modos de falla que se estén dando en la red de distribución del ICE región Huetar Caribe, por medio de la herramienta ingenieril de Análisis de Modos de Fallo, Efectos y su Criticidad (AMFEC) aplicada en los registros internos con una antigüedad no superior a 5 años de transformadores con una potencia inferior a 100kVA, considerando a que este periodo se presentaron más de 21000 averías, lo cual representa suficiente información para el respectivo análisis.

Se propone la arquitectura del sistema de monitoreo en tiempo real y del análisis de datos por medio de planos y diagramas electrónicos empleando herramientas de diseño de circuitos como Eagle o Pspice que permiten el modelado de estos sistemas de una forma versátil y funcional. Los diagramas facilitarán el desarrollo del sistema en caso de que se desearan implementarlos en futuros proyectos.

En el caso del análisis de datos se establecerá un algoritmo que analice los datos para indicar eventos de alerta y alarma, con respecto a comportamientos atípicos de la carga o condiciones de operación inadecuada del equipo según parámetros establecidos en respectivas normas.

El análisis de costos terminará la viabilidad económica del sistema, contemplando el impacto de la previsión de las averías, contrastado con el costo del sistema de monitoreo. Para lograr determinar la conveniencia se aplicará la técnica de costo beneficio.

6 Limitaciones

Para este proyecto no se podrá realizar el estudio de todos los registros de fallas de transformadores de distribución que se han presentado en la región de Huetar-Caribe, teniendo en cuenta que no se dispone del tiempo requerido para procesar tanta información ya que el ICE posee gran cantidad de equipos y datos.

Entre las limitantes de este proyecto se debe contemplar que no se dispuso de presupuesto por parte de la institución para el desarrollo del sistema, por lo que se pone a prueba un sistema de monitoreo a tiempo real desarrollado con componentes de bajo costo que afecten en menor forma la calidad de medición requerida.

Los distintos parámetros que conforma la distribución eléctrica son regulados por respectivos entes para asegurar un nivel de calidad a los clientes que satisfaga sus necesidades, que en el caso de Costa Rica es la ARESEP por medio de la normativa AR-NT-SUCAL. En esta se establece los valores de baja tensión eficaces para el contexto nacional, la tolerancia de los distintos efectos que influyen la calidad y también establecen cómo realizar las respectivas mediciones. Esta normativa también dedica el capítulo VIII para la clasificación de las interrupciones del servicio, dando como resultado las Tabla 7.1.1 y Tabla 7.1.2, clasificando por tiempo y por origen respectivamente.

Tabla 7.1.1

Clasificación de las interrupciones por duración

Tipo de interrupción	Duración
Momentánea	Menor o igual a un minuto.
Temporal	Superior a un minuto e inferior a cinco minutos.
Prolongada	Superior a cinco minutos.

Basado en ARESEP (2019)

Tabla 7.1.2

Clasificación de interrupciones por origen

Tipo de interrupción		Origen
Externas		Factores externos a la red de la empresa.
Internas	Forzadas	Eventos no programados en la red de la empresa.
	Programadas	Salidas programadas en la red propiedad de la empresa.

Basado en ARESEP (2019)

La normativa AR-NT-SUCAL también pone a disposición una serie de indicadores y fórmulas para la evaluación de las interrupciones basadas en la norma IEEE -1366-2012 “Guide for electric power distribution reliability indices”.

Tabla 7.1.3

Clasificación de las interrupciones, según topología

Tipo de interrupción	Ubicación
Nivel I	A nivel del interruptor principal de cada circuito alimentador o a nivel de barras MT de las subestaciones.
Nivel II	A nivel de ramales, equipados con protecciones de operación automática o remota.
Nivel III	A nivel de ramales, equipados con protecciones de reposición manual.
Nivel IV	A nivel de transformadores de distribución (Redes de baja tensión).

Basado en ARESEP (2019)

Para efectos de este proyecto y según la clasificación del ARESEP, las interrupciones por transformadores de distribución, que según topología (Tabla 7.1.3) se clasificarían como de NIVEL IV y serían de tipo Internas, principalmente las Forzadas que corresponden a fallos de equipo por las distintas condiciones y variables.

7.1.1 Estructura de red de distribución

La red de distribución es una de las cuatro áreas que conforman un sistema eléctrico nacional, es la encargada de suministrar la energía eléctrica que llega a las subestaciones (Trasmisión) hasta los distintos consumidores (Demanda). Corresponde a una parte crítica de todo el sistema ya que es el contacto directo con los distintos abonados, sumado a esto, hay que considerar la logística que conlleva mantener los estándares de calidad de la red según lo establecido con una alta disponibilidad, manteniendo el equilibrio del manejo de recursos adecuados.



Figura 7.1.2 Diagrama de ciclo eléctrico

Fuente: ICE (2019)

En la Tabla 7.1.4 se muestran los valores nominales de baja tensión en la red nacional junto con el sistema o tipo de tensión, donde los monofásicos son utilizados principalmente en el área residencial y los arreglos trifásicos se emplean para el área industrial.

Tabla 7.1.4

Valores eficaces de tensión nominal en redes de distribución (Baja Tensión, secundario)

Sistemas	Tensión	
	Entre líneas activas (V)	Entre líneas activas a neutro (V)
Monofásico bifilar		120
Monofásico trifilar	240	120
Bifásico trifilar	208	120
Trifásico, 4 conductores	208	120
Trifásico, 4 conductores	480	277
Trifásico, 3 conductores	240	
Trifásico, 4 conductores	240	120
Trifásico, 3 conductores	480	
Trifásico, 4 conductores	480	240

Basado en ARESEP (2019)

Las redes de transmisión eléctricas están compuestas por distintos dispositivos que permiten proveer el servicio eléctrico, de los que destacan los siguientes:

- Líneas de transmisión.
- Aislantes.
- Elementos de sujeción y elevación.
- Transformadores.
- Medidores.

Según el informe brindado por el ARESEP y como se observa en la Figura 7.1.3, el 3% de interrupciones forzadas (4761 interrupciones) corresponden a transformadores sobrecargados y el 88% a fallos de materiales y equipos.

Detalle de causas de interrupciones forzadas
2019. Datos Nacionales.

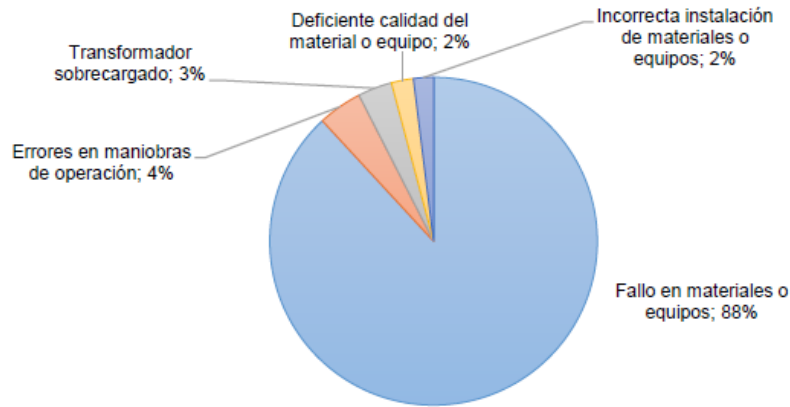


Figura 7.1.3 Diagrama causas de interrupciones forzadas

Fuente: ICE (2019)

El constante crecimiento urbanístico e industrial, sumado al constante aumento de la demanda eléctrica nacional dificulta la estrategia para seleccionar el equipo necesario para la regulación de voltaje, sobrecargando equipos y minimizando la vida útil del activo; además, este crecimiento de la red ocasiona que se deba velar por el mantenimiento de una mayor cantidad de activos, obligando al departamento de mantenimiento a mejorar su gestión.

7.2 Transformador de distribución

Los transformadores de distribución forman parte de una parte medular de los sistemas de transmisión de potencia, cuya función es transformar la tensión proveniente de la red de media tensión (19.9 kV y 34.5kV) a lo requerido en la zona que como ya se observó anteriormente, corresponde a monofásicos o trifásicos.

7.2.1 Fallas

Un transformador al ser una máquina eléctrica, está asociada a distintos modos de fallas, sin embargo, al ser un dispositivo que no posee elementos móviles y al estar totalmente sellado, sí es tratado con un mantenimiento adecuado durante su vida útil; difícilmente puede llegar a presentar daño grave a excepción que sea por efecto de terceros.

Entre estas fallas se pueden clasificar en dos grandes grupos:

Fallas incipientes: son aquellas que actúan de manera lenta y sutil, que si no es corregida adecuadamente pueden convertirse en falla grave.

Algunos ejemplos de este tipo de falla pueden ser:

- Sobrecalentamiento.
- Sobrepresión.
- Descargas Parciales.
- Sobre flujo magnético.

Fallas activas: corresponden a fallas súbitas que ocurren de maneras inesperadas que deben ser atendidas inmediatamente para evitar daños mayores.

Algunos tipos de fallas pueden ser:

- Cortocircuitos en los devanados.
- Sobre voltaje.
- Cortocircuitos de fase a fase en los transformadores trifásicos.
- Fallos en núcleo.
- Descargas eléctricas.

7.3 Variables a considerar

Es importante determinar qué variables son pertinentes para establecer cuando va a fallar el transformador de forma precisa, existen normativas y libros de metodología para el diagnóstico de condición de los transformadores, sin embargo, se cuenta con antecedentes de estudio en donde se enfoca al análisis de temperatura de operación, análisis de gases disueltos en el aceite, humedad del aceite y estudios de calidad de energía.

Una vez parametrizado las distintas pruebas y categorizado los rangos de operación se procede a analizarlas para dar un resultado. Se puede analizar de distintas maneras desde relaciones matemáticas lineales, hasta el procesamiento por métodos numéricos.

7.3.1 Análisis de modo de fallo, efectos y su criticidad (AMFEC)

El análisis de modo de fallo, efectos y su criticidad constituye una parte importante en la determinación del elemento y las variables a considerar, principalmente porque este permite evidenciar de una manera cuantificable la relevancia de escenarios que pueden representar un impacto adverso que se den en el sistema.

Este análisis se aplica como metodología de identificación de peligros para entender los riesgos y diseñar mejores acciones logísticas que permitan minimizar los efectos encontrados. Existen varias versiones de cómo aplicar un AMFEC; sin embargo, para este documento se aplica la metodología mostrada en la Figura 7.3.1, la cual consta de 5 etapas.

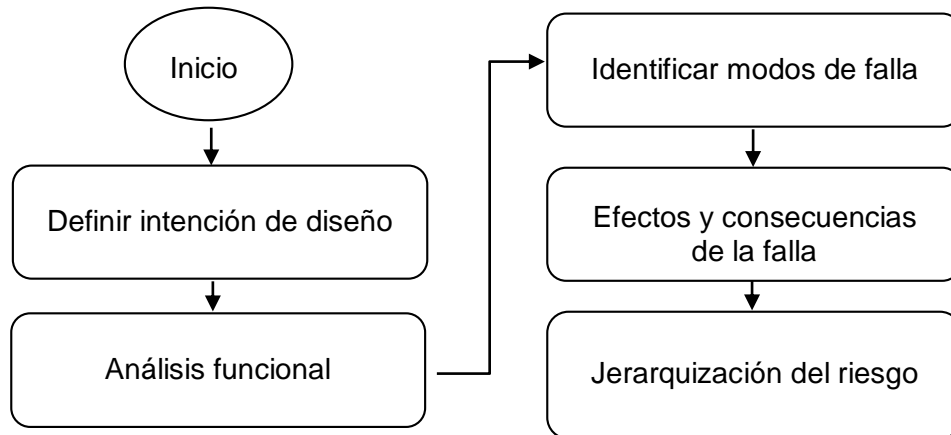


Figura 7.3.1 Diagrama de metodología de Análisis de modo de falla y sus efectos (AMFEC) Fuente: Aguilar J, Torres R, Magaña D.(2010)

7.3.1.1 *Definición de la intención de diseño*

En esta etapa se conoce y entiende la filosofía de operación del proceso, en el caso del sistema de transmisión de energía eléctrica, desde su diseño hasta la necesidad del cliente. La definición requiere un nivel de detalle en el que se establezcan niveles de operación, parámetros de operación, entre otros para así saber cómo es que debería desempeñarse el activo.

7.3.1.2 *Análisis funcional*

El análisis funcional consiste en identificar cuáles son aquellas funciones requeridas para la satisfacción del abonado. Esto es fundamental para iniciar adecuadamente el proceso de evolución.

7.3.1.3 *Identificación de modos de falla*

El modo de falla está definido como la forma en que un elemento pierde la capacidad de desempeñar su función. Esto sería la manera en que se dejaría de satisfacer al cliente.

Por lo general, a esta van dirigidas las acciones de mantenimiento para disminuir sus efectos.

7.3.1.4 *Efectos y consecuencias de la falla*

Esta es la forma en la que se ve afectado el sistema ante una falla del activo. Un modo sencillo de identificar los efectos de las fallas es observar qué evidencia o qué manifiesta la falla.

Algunos efectos de fallas pueden ser cambios de temperatura, cambios de niveles de fluidos, alarmas, cambios de niveles de operación, etc.

También se puede incluir el impacto a elementos terceros refiriéndose de las consecuencias de las fallas a la seguridad de las personas, medio ambiente y producción.

7.3.1.5 *Jerarquización del riesgo*

La jerarquización del riesgo consiste en ponderar los modos de fallo en tres rubros: frecuencia de ocurrencia, severidad y detectabilidad.

La multiplicación de estos factores permite relacionarlas entre sí y el resultado muestra la oportunidad de mejora de la misma. A este valor se le conoce como evaluación del número de riesgo de prioridad o RPN por sus siglas en inglés.

$$RPN = (Severidad) * (Ocurrencia) * (Detectabilidad) \quad (7.1)$$

Una vez obtenido el RPN se procede a establecer un método de mantenimiento, según se considere adecuado.

7.4 Lógica Difusa

La lógica difusa es un modelo matemático que se aplica en momentos donde no se tienen claras las fronteras que delimitan el conjunto, es decir, se aplica este método para expresiones que no son ni totalmente ciertas, ni totalmente falsas. Este método permite tratar información imprecisa como los rangos temperatura o corriente en los transformadores y entregar como resultado una condición con respecto a la entrada.

Un sistema de lógica difusa se representa en el diagrama de bloques presentado a continuación:

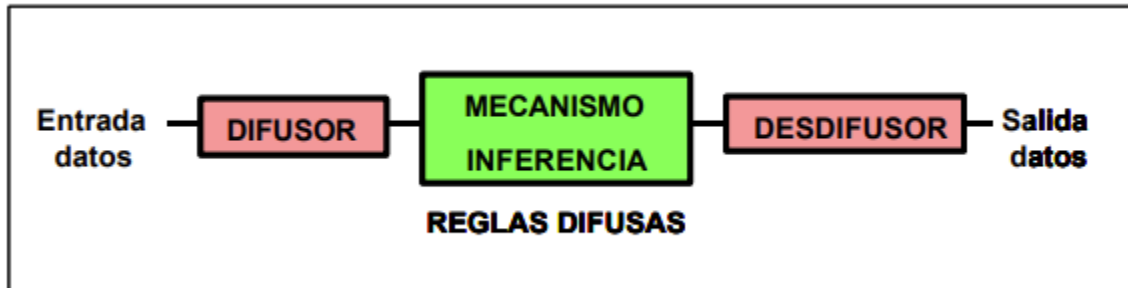


Figura 7.4.1 Esquema general de un sistema de lógica difusa. Fuente: D. Srivastava (2019)

Difusor: en esta etapa se le asigna un grado de pertenencia a los conjuntos difusos a cada variable de entrada, con la aplicación de funciones características, dando como resultado en las salidas del bloque grados de pertenencia.

Un ejemplo de cómo se observa un conjunto difuso de la variable de humedad, según la norma IEEE C57-152 (2013) se muestra en la Figura 7.4.2

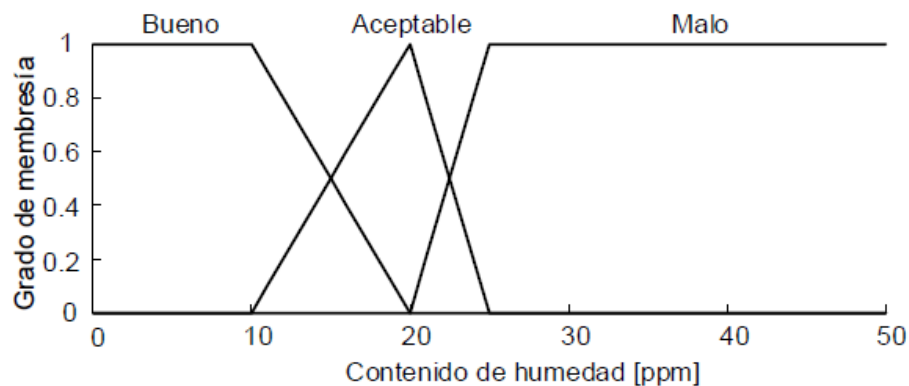


Figura 7.4.2 Conjunto difuso de variable de humedad Fuente: C. A. Farfan, (2018)

Los conjuntos difusos se componen de funciones de membresía de condiciones ponderadas con un porcentaje asociado según la variable que representen que para el caso de la humedad mostrado en la figura anterior, las funciones de membresía se demarcan con los términos lingüísticos de “Bueno”, “Aceptable” y “Malo”.

Cada uno de las funciones de membresía deben ser establecidos con respecto a algún criterio experto, puede tratarse de normas, personal experimentado, etc.

Bloque de inferencia: mecanismo que relaciona conjuntos difusos de entrada y salida por mecanismos de inferencia, dando en la salida resultado conjuntos difusos.

Métodos de inferencia: es el encargado de interpretar las reglas difusas planteadas, estas reglas combinan una o más conjuntos borrosos de entrada llamados antecedentes y se encargan de evaluarlas o asociarlas con un conjunto difuso de salida, llamado consecuente.

Una forma de representar de manera conceptual una regla difusa es la siguiente:

“Si u_1 es A_1 y u_2 es A_2 y u_3 es A_3 ENTONCES v es B “

Las reglas son proporciones que permiten formular el criterio experto en un resultado conforme a la relación entre antecedentes y consecuentes. El criterio se plasmaría de mejor manera entre más reglas existan.

El método de inferencia difusa se encarga de calcular el resultado de las variables de salida del consecuente, obteniendo un conjunto difuso por cada regla, que posteriormente con las demás reglas difusas se obtendrá la salida del sistema. Entre los principales métodos según Diciembre S. (2017), se pueden mencionar: Mamdani por mínimos, producto de Larsen, inferencia del producto limitado.

Desdifusor: a los resultados difusos obtenidos en el proceso de inferencia se les aplica algún método matemático de desdifusión para obtener un valor concreto en la salida. El método más utilizado es el de centroide que consiste en transformar la salida difusa en un número real, este número es la coordenada en el eje “x” del centro de gravedad del conjunto difuso de salida, tal y como se muestra en la Figura 7.4.1. Cuyo valor es el resultado de salida del análisis.

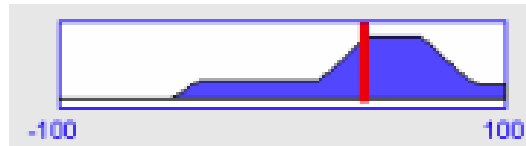


Figura 7.4.1 Desdifusión de regla difusa Elaboración propia. (MatLab)

7.5 Internet de las cosas IoT

El internet se ha posicionado como uno de los pilares del desarrollo más importantes a nivel mundial. Está presente en la mayoría de áreas en que se desempeña actualmente la humanidad, que se podría categorizar en hogar, ciudades, automotores, agricultura, industrial, medio ambiente, entre otros; gracias a la versatilidad que permite el desarrollo tecnológico. Un concepto que en la actualidad se está aplicando fuertemente es el de Internet de las cosas, que hace referencia a la interconexión de dispositivos para el trámite de datos y variables a través del internet. (Chanto, 2020).

La aplicación de tal concepto a nivel industrial crea un mundo de oportunidades que fomentan la eficiencia administrativa y productiva, gestionando y tomando decisiones en el momento adecuado para optimizar los recursos. El gran avance en las tecnologías de la información aumenta las oportunidades de que se den mejores desarrollos y aplicaciones que también llamadas Internet Industrial de las Cosas (IIoT) el cual va centrado enteramente en las industrias, fortaleciendo la eficiencia productiva y permiten la creación de nuevos modelos de negocio.

En el negocio de distribución de energía se puede llegar a aplicar el concepto, que con la captación de variables se logra gestionar los activos y equipos en la red interviniéndolos solo en casos que lo ameriten.

7.6 Software de análisis

En la actualidad existen programas que permiten desarrollar algoritmos donde integren modelos de lógica difusa que facilitan la implementación y simulación de estos sistemas. Estos permiten ingresar las variables, reglas difusas y conjuntos difusos.

Entre los programas más reconocidos se puede mencionar Python, Matlab, Labview o en el caso de que se requieran software libre, se pueden programar en código #C con librerías de acceso libre.

La interpretación de los datos es facilitada gracias al análisis de este tipo de software, donde con una adecuada interfaz, puede ser comprendido por usuarios que no son expertos en el tema.

7.7 Indicadores financieros.

En el mercado se emplean gran variedad de herramientas financiera con el fin de evidenciar la rentabilidad de implementar o no un proyecto, basándose en las ganancias generadas y en los recursos invertidos. Entre las utilizadas se pueden encontrar el valor actual neto, la tasa interna de retorno, costo-beneficio y periodo de recuperación.

7.7.1 Valor actual neto (VAN)

El valor actual neto o valor presente neto, es un método que ayuda a la evaluación de proyectos de inversión de forma que sumando flujos futuros y restando la inversión inicial, da como resultado las utilidades del proyecto. (Delgado Juárez & Pérez Akaki, 2013)

Si el VAN es mayor a 0 proyecto rentable.

Si el VAN es menor a 0 proyecto rechazable.

Si el VAN es igual a 0 no produce ni pérdidas ni ganancias.

7.7.2 Tasa interna de retorno (TIR)

Tal y como menciona Márquez D. y Castro M., (2015), también llamada como tasa interés de rentabilidad que ofrece una inversión y es la tasa efectiva anual a la cual se deben de descontar los flujos de efectivo para que iguallen a la inversión, o que todos los flujos de efectivo sean iguales a 0. Entre mayor sea el TIR, mayor es la rentabilidad del proyecto.

Si el $TIR = K$ el proyecto está generando lo mínimo esperado por el inversionista.

Si el $TIR > K$ el proyecto es aceptado.

Si el $TIR < K$ no se debe aceptar.

K = tasa de descuento esperada.

7.7.3 Costo-Beneficio

Esta es la razón o relación que existe de ganancia sobre la inversión inicial. Y es calculada dividiendo el valor de VAN entre la inversión inicial. Este valor representa el valor de ganancia, según cada colón invertido. (Solano O., 2017.)

7.7.4 Periodo de recuperación

Según Arroyo G. y Kleeberg H. (2013), periodo consta en la cantidad de periodos que dura el proyecto para recuperar la inversión inicial con respecto a los ingresos generados y se calcula restando a la inversión inicial los flujos calculados.

8 Metodología

Este proyecto es un estudio descriptivo del uso de elementos electrónicos y software con el fin de diseñar una herramienta que genere soluciones acordes a la gestión de mantenimiento con desarrollos de bajo costo, pero funcionales que permitan el acceso a la información de forma remota. Para realizar esto primeramente se priorizaron los modos fallas más significativos que puedan ser sensada, aplicando el Análisis de Modos de Fallos, Efectos y su Criticidad (AMFEC) en los registros de falla con una antigüedad no superior a cinco años que posea el ICE, en los elementos que constituyan la red de distribución energética.

Una vez identificado el modo de fallo con mayor número de criticidad evaluado según los registros, se procedió a establecer qué variables permiten anticipar la falla. Esto con el fin de establecer los niveles de alerta y alarma que presente el comportamiento del transformador, según lo indique la respectiva norma.

Para el diseño de la arquitectura del sistema, se propuso el uso de microcontroladores en kits de desarrollo con costos no superiores a los \$150 que permitan la factibilidad del sistema de monitoreo para transformadores y como lo es el ESP32, que permiten el sensado de las variables, la transmisión de datos y el procesamiento de información. Para la selección del tipo de sensor utilizado en el diseño se consultaron los distintos manuales de los fabricantes del mercado, con el fin de elegir cuál dispositivo se adapta de mejor manera a la aplicación. Luego de haber seleccionado los sensores se generó el diagrama para la construcción del sistema, para corroborar el funcionamiento de algunas partes de este por medio de software de simulación electrónica como Proteus o Multisim. Una vez corroborado el funcionamiento se implementó el prototipo básico para captar algunos datos durante una semana y lograr poner a prueba el desarrollo.

También se planteó y desarrolló el algoritmo correspondiente por medio de software de programación en lenguaje C/C++ para procesar la información con el mismo microcontrolador y

definir niveles de alerta por medio de lógica difusa para evidenciar la condición del elemento; esto basado en las respectivas normas. La información es presentada por medio de una interfaz tipo dashboard en la que se muestre un mensaje de alerta con acceso vía remota y capaz de utilizar protocolos mqtt. Para este caso se utilizó la página <https://io.adafruit.com/>.

Una vez que se establecieron los elementos que se necesitan para implementar el dispositivo, se procedió a consultar los costos a los proveedores nacionales, con el fin de estimar la inversión necesaria en la región y compararla con el costo que representa cada falla de los transformadores en estudio para la institución, por medio de un estudio de costo beneficio.

Fuentes de información

- Fuentes primarias:

Para este proyecto se utilizó información de normas para establecer los parámetros de operación para distintas variables.

Se tomaron en cuenta los registros históricos de fallas del ICE en la región, de transformadores para sustentar la determinación de variables críticas en el sistema.

- Fuentes secundarias:

Se accedió a artículos en bases de datos académicas y científicas a las que esté suscrita el Instituto Tecnológico de Costa Rica.

Sujeto de estudio:

El proyecto se desarrolló para el estudio de los transformadores monofásicos de distribución tipo poste instalados en la red del Instituto Costarricense de Electricidad con potencia inferior a 100 kVA.

Variables:

- **Pre analíticas:** estas variables hacen referencia a los factores que influyen en la integridad de los transformadores, como el tiempo de operación, carga instalada, eventos

que hayan afectado su funcionamiento nominal y las condiciones de operación, según su región.

- **Analíticas:** Cuando estas variables se presentan en la investigación, pueden afectar negativamente los resultados. Algunas de estas variables a considerar son, calidad de sensores y materiales, ubicación de transformador, exactitud de equipo, viabilidad del equipo de monitoreo tipo transformador y capacitación del personal.

Tabla 7.7.1

Descripción de los instrumentos o métodos de recopilación de datos de los transformadores.

Objetivo específico planteado	Actividad realizar	por	Fuente de información	de	Forma análisis de datos	Resultados esperados
Objetivo específico #1 Realizar un análisis causa raíz de los transformadores de distribución para la determinación de los modos de falla a partir de técnicas de análisis de datos.	Priorizar los modos más recurrentes en los transformadores de distribución		Historial de fallos y averías en transformadores internos de la institución.		Estos datos serán tomados del respectivo registro interno y se analizarán según sus efectos, criticidad y modos de falla (AMFEC)	Diagrama Pareto con modos de fallas.
Objetivo específico #2 Diseñar una estructura de monitoreo de fallas recurrentes para la previsión de indisponibilidades temporales o continuas mediante la utilización de sensores.	Modelar en la estructura sistema de recolección de datos con microcontrolador y el método de transmisión de los mismos. Todo esto por medio del respectivo software de simulación.		Base de datos de la Biblioteca José Figueres Ferrer Del Instituto Tecnológico De Costa Rica		Simulación del modelo desarrollado por medio de software con las librerías pertinentes según normas de transformadores. (IEC - 60076-7). (IEEE Std C57.12.00-2000).	Diagrama y estructura del dispositivo de monitoreo en tiempo real. Prototipo.
Objetivo específico # 3: Establecer un análisis de beneficio costo para la determinación de la viabilidad financiera a partir de indicadores económicos.	Calcular los costos de desarrollar el sistema e implementarlo en la red del ICE.		Información interna del departamento de datos de fallas, tiempos medios de reparación, costos de equipos y costos de reparación.		Contrastar los costos de falla y los tiempos de reparación de un transformador vs la implementación del sistema y el impacto que este tendría, según autores en un transformador.	Establecer según el estudio determinado si es viable o no aplicar este método en la red de distribución en el ICE.

9 Situación actual de averías en la red de distribución de la Región Huatar

Como primera parte del proyecto se realizó el análisis de la situación actual de cómo se compartan las averías en la región, se inicia un diagrama de Pareto con la cantidad de fallas promedio por año que se atendieron y requirieron un remplazo del componente. Este diagrama muestra que el 80% de las averías anuales corresponden a nueve elementos de la red, donde encabezan la cuenta las acometidas y las base para los medidores.

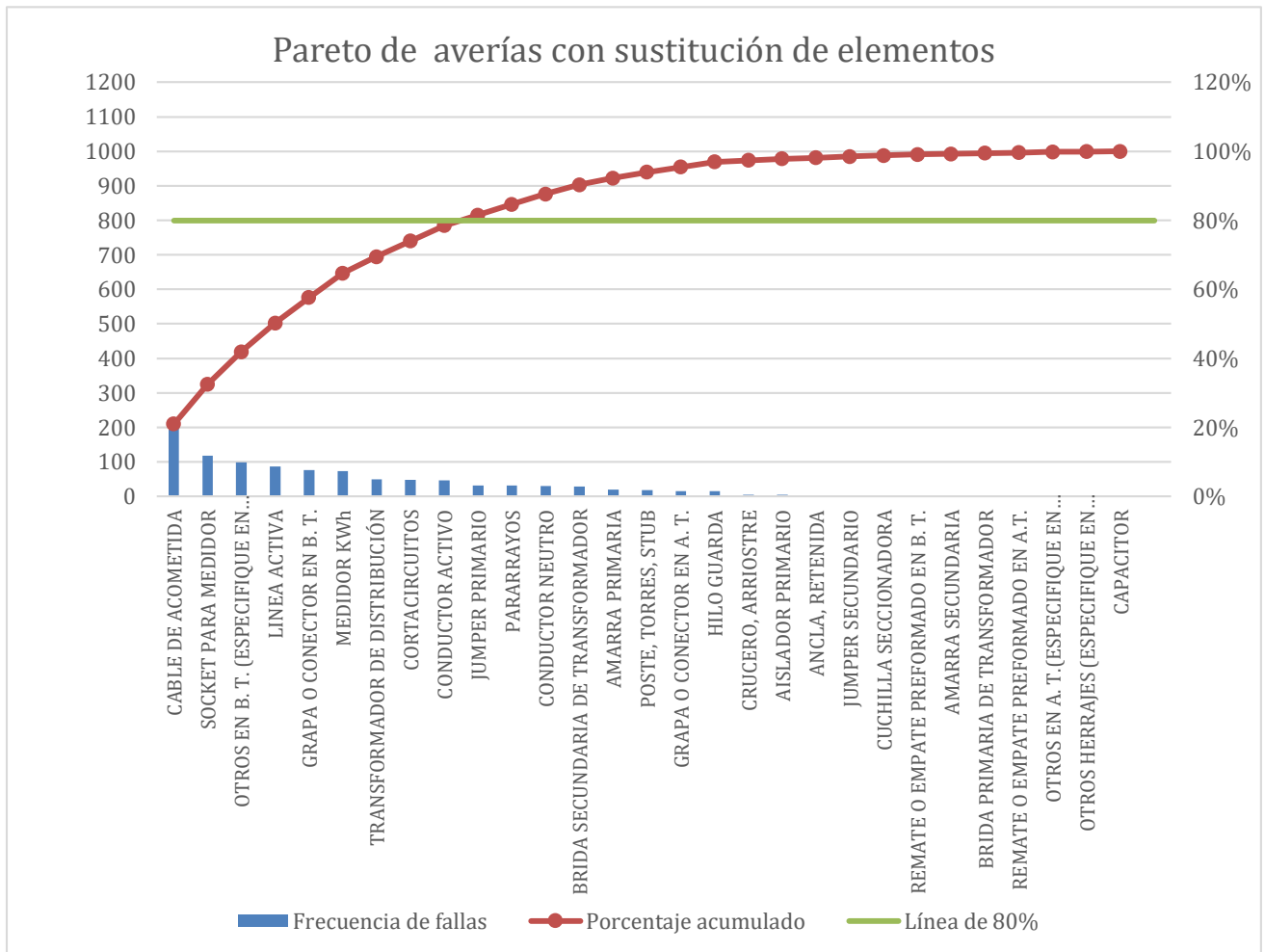


Gráfico 7.7.1 Pareto de averías con sustitución de elementos. Elaboración propia (Excel)

En la Gráfico 7.7.2 se observan las principales causas de las averías, mostrando que en el periodo estudiado, la flora tuvo una influencia en un 16% de las fallas que se lograron identificar; los reportes mencionan caídas de árboles, ramas, etc., que interfieren en el adecuado funcionamiento de la red. También de este análisis es importante considerar que las otras causas poseen porcentajes similares de ocurrencia.

Las averías no identificadas representan el 27% de todos las reportadas en el periodo. Su no identificación se debe principalmente a que al momento de atención no se encuentra la causa que pudo deberse a un evento fortuito como fenómenos climáticos, sucesos en instalaciones de los abonados, entre otros que imposibilitan su detección. A esto se le suman los eventos con demandas excesivas que ocasionan la operación de las protecciones del sistema.

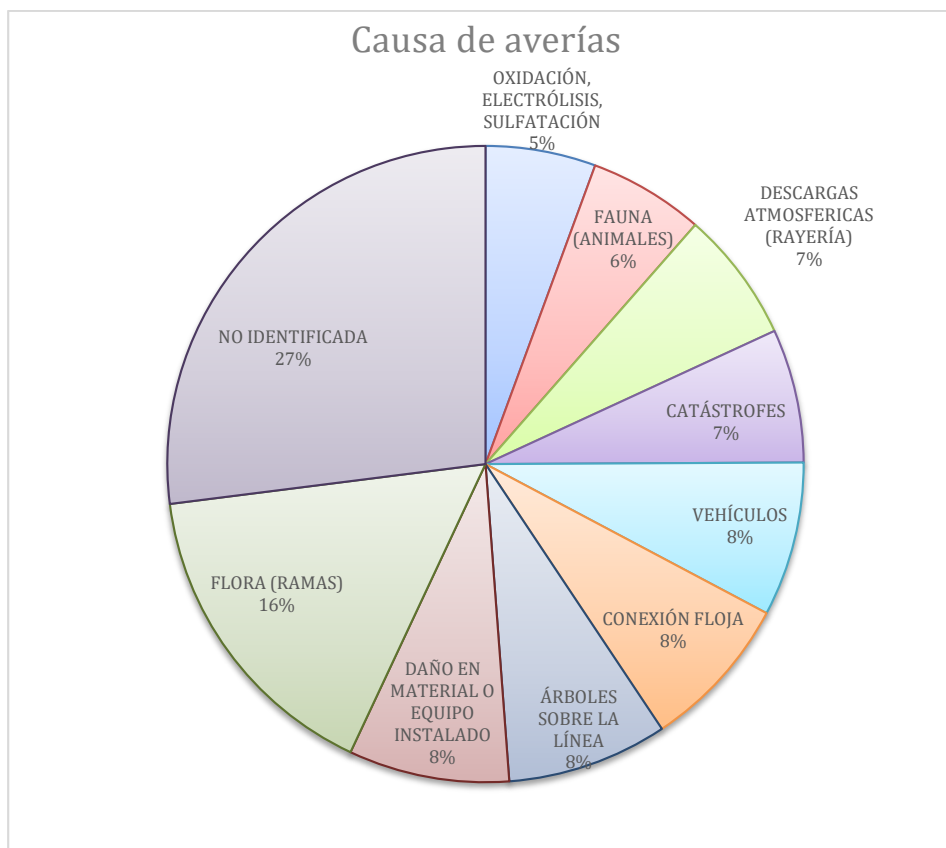


Gráfico 7.7.2 Causas de averías en la red de distribución. . Elaboración propia (Excel)

9.1 AMFEC

Se aplicó el análisis de efectos, modos de fallos y su criticidad en la red de distribución del ICE, específicamente en sector Huetar-Caribe, para evidenciar las oportunidades de mejora que se presentan actualmente en este sistema.

Para proceder con el análisis, se recopila la información del historial de averías brindado por los encargados del mantenimiento en el área. En el periodo del 2015 al 2021 se atendieron aproximadamente 21110 averías que afectaron el servicio de transmisión eléctrica.

Durante el análisis se identificaron 31 elementos que han presentado fallos y deben ser atendido en las líneas de transmisión; con el fin de identificar cuáles son los elementos más críticos se procede a establecer el análisis de efectos de falla y criticidad.

Para la primera etapa del AMFEC mostrada en la Figura 7.3.1 se define la función de cada uno de los elementos que constituyen el sistema. Estas funciones están mostradas en la Tabla 9.1.1.

Tabla 9.1.1*Funciones de los elementos del sistema de distribución eléctrica.*

Descripción de la unidad	Función
Tipo de componente	
Ancla, Retenida	Sujeción del equipo
Crucero, Arriostre	Sujeción de líneas
Otros Herrajes	Sujeción de equipo
Hilo Guarda	Protección del circuito y la red
Línea Activa	Transmisión de potencia, de subestación a clientes
Jumper Primario	Conexión entre líneas de media tensión
Amarra Primaria	Sujeción de línea primaria al poste
Brida Primaria De Transformador	Conexión del transformador y la línea activa primaria
Remate O Empate Preformado En A. T.	Sujeción de la línea con el aislador alta tensión
Aislador Primario	Sujetar líneas al poste e impedir el flujo de corriente por medio del poste
Grapa O Conector En A. T.	Sujeción entre líneas de media tensión con transformador (fargo) alta tensión
Otros En A. T.	Elementos de conexión mecánicas de las líneas
Conductor Activo	Transmitir potencia de las líneas de fase del secundario al abonado
Conductor Neutro	Transmitir la línea de neutro del sistema del transformador al abonado
Jumper Secundario	Conectar el borner del transformador con el cable del conductor activo
Amarra Secundaria	Sujeción de línea primaria al poste
Brida Secundaria De Transformador	Conectar los componentes internos del transformador con el jumper secundario
Cable De Acometida	Comunicar la conexión del medidor del abonado con la línea del conductor activo en baja tensión
Remate O Empate Preformado En B. T.	Sujeción de la línea con el aislador baja tensión
Grapa O Conector En B. T.	Sujeción entre líneas de conductor jumper secundario con transformador baja tensión
Medidor kWh	Registrar el consumo del abonado y transmitirlo
Socket Para Medidor	Soportar el montaje del medidor
Transformadores De Distribución	Variar la tensión de la línea primaria a el estándar nacional requerido por los abonados, mantenido la potencia requerida.
Capacitor	Corregir efectos en reactivos de la línea
Cortacircuitos	Protección de circuitos de alta tensión
Pararrayos	Evitar el daño de equipos por efectos de atmosféricos como rayos
Cuchilla Seccionadora	Conexión entre líneas de media tensión

Una vez identificadas las funciones de cada uno de los elementos se procede a identificar los modos de fallas de cada uno de los elementos, para esto se utilizó como referencia el registro de averías, donde la institución cuenta con el registro digital de las acciones empleadas en cada falla, en esta se selecciona qué materiales se utilizaron, duración de la falla, daño del equipo, entre otros. El formato de la misma se puede encontrar en el Apéndice A.

Algunos elementos poseen diversos modos de fallo, mientras otros solamente cuentan con uno registrado. Uno de los elementos que posee más modos de fallo es el transformador; por este motivo, el análisis se dividió en dos etapas, la primera en el AMFEC como un elemento más de la red de distribución y otra en un AMFEC como un sistema independiente por separado.

Con los reportes de averías también se procedió a ponderar los atributos necesarios para el AMFEC, obteniendo como resultado la Tabla 9.1.2 con frecuencia de fallas, según la cantidad de averías promedio reportados por año.

Tabla 9.1.2

Frecuencia de fallas

Frecuencia de fallas (FF)	Valor
Menor a 20	1
De 20 a 50	2
De 50 a 70	3
De 70 a 90	4
De 90 a 110	5
De 110 a 130	6
De 130 a 150	7
De 150 a 200	8
De 200 a 220	9
Más de 220	10

La Tabla 9.1.3 con detectabilidad, ponderadas según la capacidad de detección de averías por parte de los colaboradores y los clientes.

Tabla 9.1.3

Detectabilidad de fallas

Detección (D)	Valor
Casi seguro	1
Muy alto	2
Alto	3
Moderado alto	4
Moderado	5
Bajo	6
Muy bajo	7
Remoto	8
Muy remoto	9
Absolutamente seguro	10

El siguiente ponderado, mostrado en la Tabla 9.1.4, corresponde a la severidad de la avería; para determinar la calificación de cada modo de falla se estableció con respecto al tiempo promedio que conlleva la reparación.

Tabla 9.1.4*Severidad de falla*

Severidad (S)	Horas (h)	Valor
Sin efecto	Menos a 1	1
Muy mínimo	De 1 a 2	2
Mínimo	De 2 a 3	3
Mínimo	De 3 a 4	4
Muy bajo	De 4 a 5	5
Bajo	De 5 a 6	6
Moderado	De 6 a 7	7
Moderado alto	De 7 a 8	8
Alto	De 8 a 9	9
Muy Alto	Mayor a 9	10

Adicionalmente se está agregando otro rubro que corresponde a la afectación que también se asocia con la severidad, ya que entre más abonados se vean afectados por la falla más severa es la avería. Se propuso este ponderado, según la cantidad promedio de clientes que son afectados por avería.

Tabla 9.1.5

Afectación de falla		
Afectación (A)	Abonados afectados	Valor
Sin efecto	0	1
Muy mínimo	De 1 a 20	2
Mínimo	20 a 50	3
Mínimo	50 a 100	4
Muy bajo	100 a 150	5
Bajo	150 a 200	6
Moderado	200 a 225	7
Moderado	225 a 250	8
Alto	250 a 500	9
Muy Alto	Más de 500	10

Para proceder con el análisis, se filtró la información según rubro para comparar y lograr calificar cada modo de falla. En los siguientes gráficos se muestra esta clasificación. Es importante considerar que para estos gráficos solamente se consideró aquellas averías en donde se necesitó el cambio de algún elemento. Sin embargo, se toman en cuenta todas las averías para el estudio del elemento con mayor número de riesgo de prioridad (RPN), refiriéndose al elemento con mayor valor de resultado con la aplicación de la fórmula (4.1).

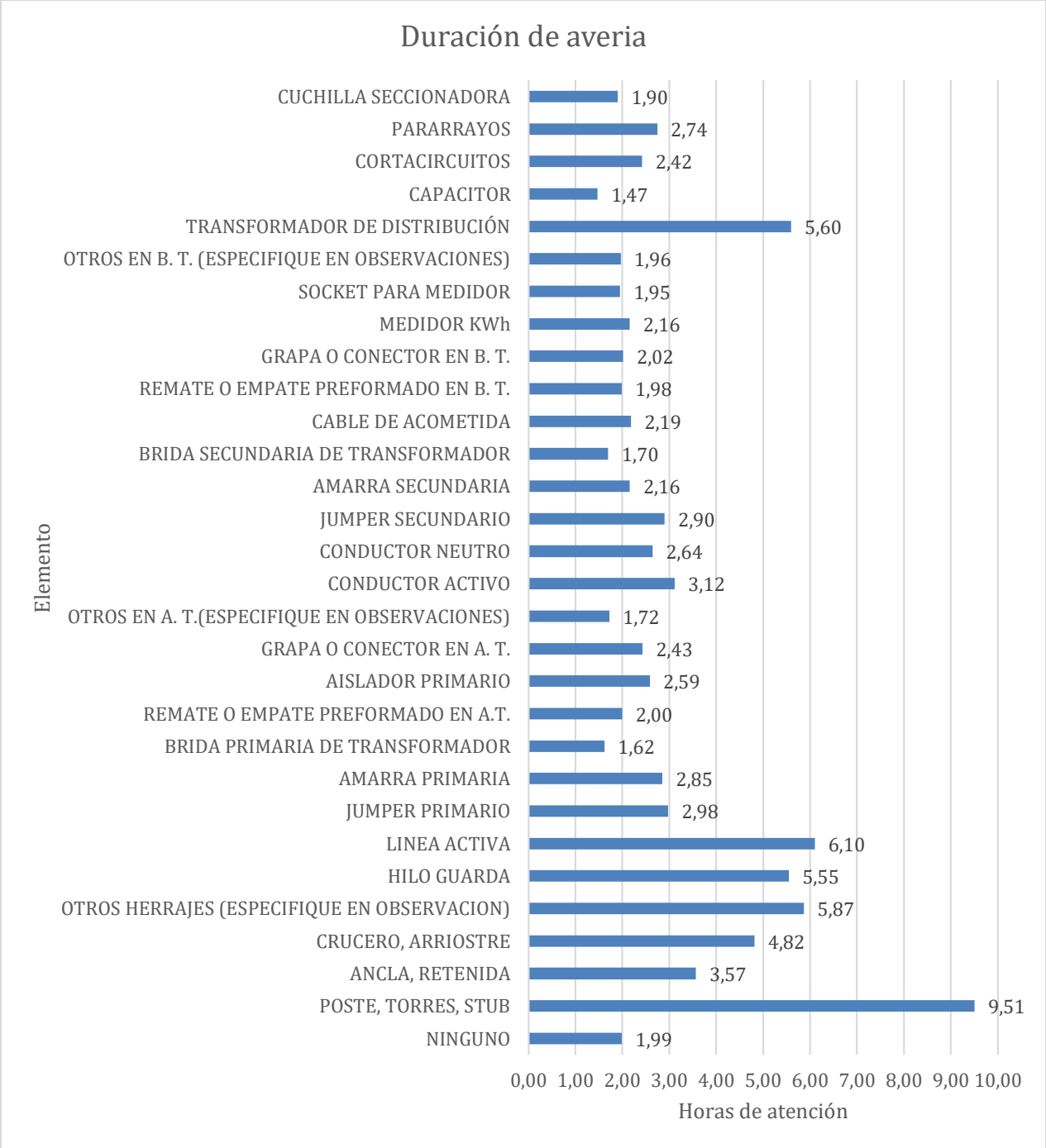


Gráfico 9.1.1 Promedio anual de duración de avería por elemento. Elaboración propia (Excel)

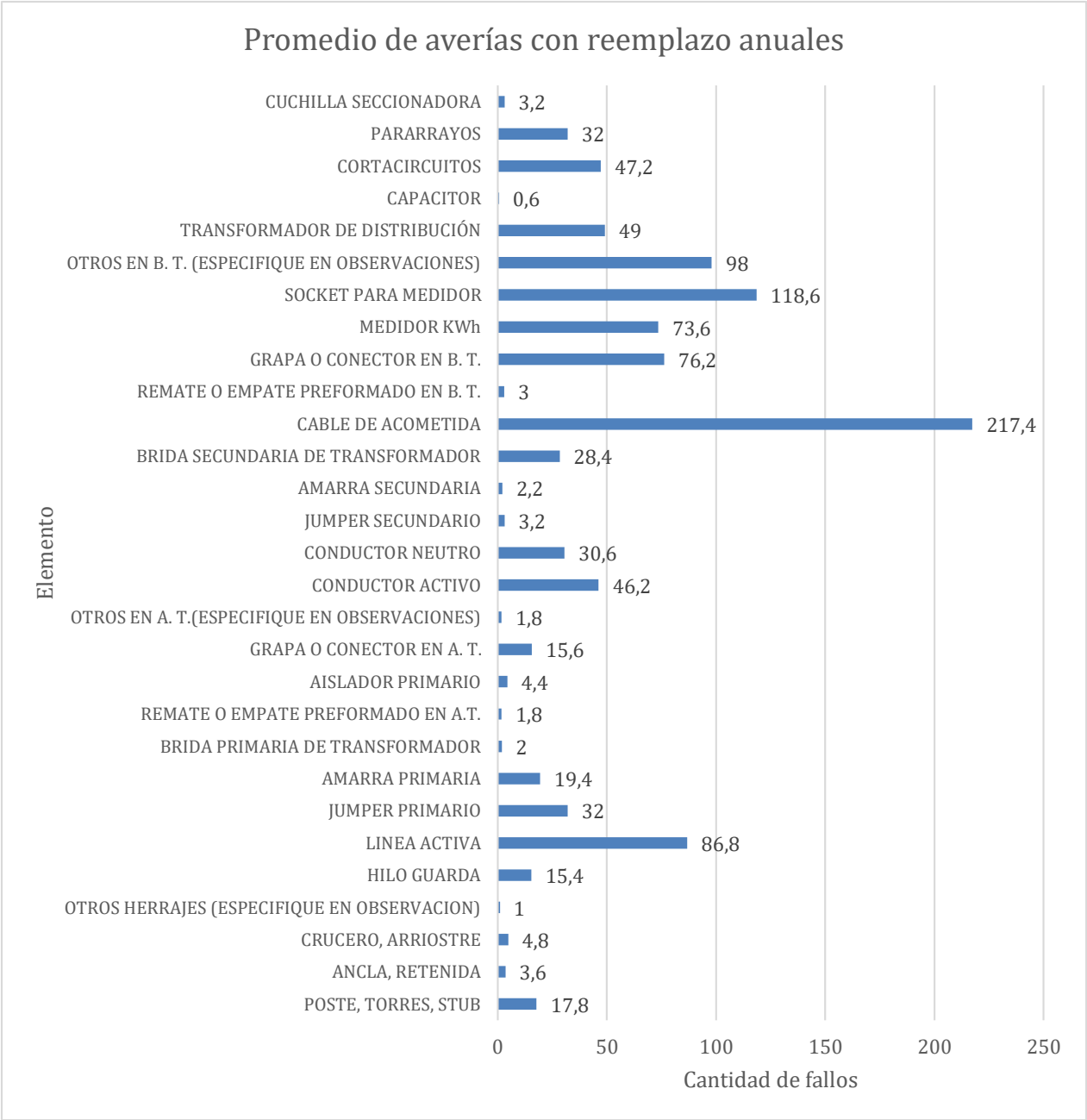


Gráfico 9.1.2 Promedio de averías anuales que requieren reemplazo de elemento. Elaboración propia (Excel)

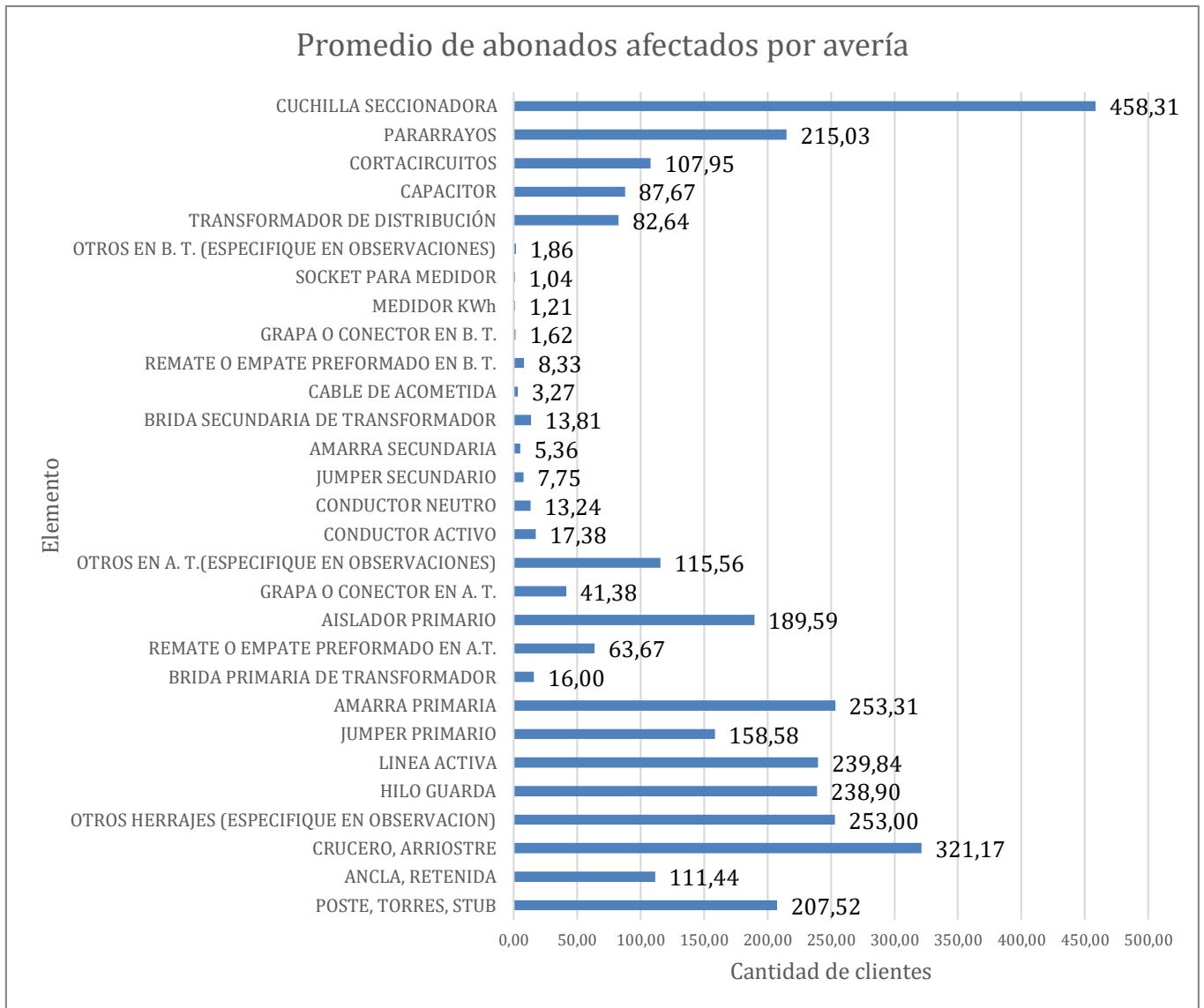


Gráfico 9.1.3 Promedio de clientes afectados por avería, según cada elemento. Elaboración propia (Excel)

Como resultado de la evaluación de los elementos y sus respectivos modos de fallo se presenta la Tabla 9.1.6 donde el valor más crítico es el de los transformadores con un número de riesgo de prioridad de 504, esto se debe a que su ponderado de $F=3$ $S=6$ $A=4$ y $D=7$. Por lo que se procede a detallar más su AMFEC, para esto se desarrolla la Tabla 9.1.7 con los modos de fallos específicos del transformador que se tienen registrados por la empresa.

Tabla 9.1.6

Análisis de modos de falla, efectos y criticidad (AMFEC) de la red de distribución del ICE (Región Huetar)

Descripción de la unidad									
Tipo de componente	Función	Modo de fallo	Causa de falla o mecanismo que desencadena el fallo	Frecuencia de fallo (F)	Rango de severidad (S)	Afectación (A)	Capacidad de detección (D)	Riesgo(RPN)= A*S*F*C	
Ancla, Retenida	Sujeción del equipo	Desgaste o daño en elementos mecánicos	Intervención de factores externos	1	4	5	6	120	
Crucero, Arriostre	Sujeción de líneas	Desgaste o daño en elementos mecánicos	Factores externos como descargas atmosféricas, accidentes automovilísticos o flora.	1	5	9	4	180	
Otros Herrajes (Específico)	Sujeción de equipo	Daño mecánico	Factores externos como descargas atmosféricas, accidentes automovilísticos o flora.	1	6	9	6	324	
Hilo Guarda	Protección del circuito y la red	Ruptura de conductor	Factores externos como descargas atmosféricas, accidentes automovilísticos o flora.	1	6	8	3	144	
Línea Activa	Transmisión de potencia, de subestación a clientes	Ruptura de conductor	Factores externos como descargas atmosféricas, accidentes automovilísticos o flora.	1	7	8	3	168	
Jumper Primario	Conexión entre líneas de media tensión	Ruptura de conductor	Sobrecarga deteriora los conductores	2	3	6	3	108	
Amarra Primaria	Sujeción de línea primaria al poste	Recalentado	Falso contacto por elementos desgastados u oxidados	1	3	6	6	108	
Brida Primaria De Transformador	Conexión del transformador y la línea activa primaria	Daño mecánico	Desgaste en elemento y/o oxidados	1	3	9	4	108	
Remate O Empate Preformado En A. T.	Conexión del transformador y la línea activa primaria	Reventada	Factores externos como descargas atmosféricas, accidentes automovilísticos o flora.	1	2	2	5	20	
Remate O Empate Preformado En A. T.	Sujeción de la línea con el aislador alta tensión	Fundida	Sobrecarga desencadena desgastes y oxidación	1	2	2	4	16	
Aislador Primario	Sujeción de la línea con el aislador alta tensión	Desgaste o daño en elementos mecánicos	Factores externos como descargas atmosféricas, accidentes automovilísticos o flora.	1	2	4	7	56	
Aislador Primario	Sujetar líneas al poste e impedir el flujo de corriente por medio del poste	Material desgastado o dañado	Contaminación y deterioro del material ocasionan fallo	1	3	6	5	90	
Aislador Primario	Sujetar líneas al poste e impedir el flujo de corriente por medio del poste	Quebrado	Factores externos como descargas atmosféricas, accidentes automovilísticos o flora.	1	3	6	3	54	
Grapa O Conector En A. T.	Sujeción entre líneas de media tensión con transformador (fargo) alta tensión	Grapa se abre	Daño mecánico en el elemento debido a factores externos como ráfagas, descargas atmosféricas etc.	1	3	3	1	9	
Grapa O Conector En A. T.	Sujeción entre líneas de media tensión con transformador (fargo) alta tensión	Fargo fundido	Falsos contactos y óxidos ocasionan sobrecalentamiento de elementos	1	3	3	3	27	
Otros En A. T.	Elementos de conexión mecánicas de las líneas	Daño mecánico de elemento	Factores externos como descargas atmosféricas, accidentes automovilísticos o flora.	1	2	5	6	60	
Conductor Activo	Transmitir potencia de las líneas de fase del secundario al abonado	Reventado	Factores externos como descargas atmosféricas, accidentes automovilísticos o flora.	2	4	2	1	16	
Conductor Neutro	Transmitir la línea de neutro del sistema del transformador al abonado	Reventado	Factores externos como descargas atmosféricas, accidentes automovilísticos o flora.	2	3	2	1	12	
Jumper Secundario	Conectar el borner del transformador con el cable del conductor activo	Reventado	Factores externos como descargas atmosféricas, accidentes automovilísticos o flora.	1	3	2	1	6	
Jumper Secundario	Conectar el borner del transformador con el cable del conductor activo	Recalentado	Falsos contactos y óxidos ocasionan sobrecalentamiento de elementos	1	3	2	3	18	
Amarra Secundaria	Sujeción de línea primaria al poste	Quebrado	Factores externos como descargas atmosféricas, accidentes automovilísticos o flora.	1	3	2	4	24	
Amarra Secundaria	Sujeción de línea primaria al poste	Reventada	Factores externos como descargas atmosféricas, accidentes automovilísticos o flora.	1	3	2	3	18	
Brida Secundaria De Transformador	Conectar los componentes internos del transformador con el jumper secundario	Fundida	Falsos contactos y sobrecargas ocasionan sobrecalentamiento de elementos	2	3	2	2	24	
Brida Secundaria De Transformador	Conectar los componentes internos del transformador con el jumper secundario	Circuito abierto	Factores externos como descargas atmosféricas, accidentes automovilísticos o flora.	8	3	2	2	96	
Cable De Acometida	Comunicar la conexión del medidor del abonado con la línea del conductor activo en baja tensión	Fundida	Falsos contactos y sobrecargas ocasionan sobrecalentamiento de elementos	3	3	2	2	36	
Remate O Empate Preformado En B. T.	Sujeción de la línea con el aislador baja tensión	Desgaste o daño en elementos mecánicos	Factores externos como descargas atmosféricas, accidentes automovilísticos o flora.	1	2	2	7	28	
Remate O Empate Preformado En B. T.	Sujeción de la línea con el aislador baja tensión	Grapa se abre	Daño mecánico en el elemento debido a factores externos como ráfagas, descargas atmosféricas etc.	1	3	2	5	30	
Grapa O Conector En B. T.	Sujeción entre líneas de conductor jumper secundario con transformador baja tensión	Fargo fundido	Falsos contactos y óxidos ocasionan sobrecalentamiento de elementos	4	3	2	4	96	
MEDIDOR Kwh	Registrar el consumo del abonado y transmitirlo	Quemado	Cortocircuitos en instalación del abonado daña el equipo	4	3	2	3	72	
Socket Para Medidor	Soportar el montaje del medidor	Quemado	Deterioro del material y mala calidad del mismo provocan falsos contactos ocasionado sobrecalentamiento	6	2	2	3	72	
Otros En B. T	Sujeción de línea con el aislador baja tensión	Desgaste o daño en elementos mecánicos	Factores externos como descargas atmosféricas, accidentes automovilísticos o flora.	10	2	2	6	240	
Transformadores De Distribución	Variar la tensión de la línea primaria al estándar nacional requerido por los abonados, manteniendo la potencia requerida.	Dañado	La principal causa de este modo de falla se da por el deterioro del aislamiento y el daño de los bobinados.	3	6	4	7	504	
Capacitor	Corregir efectos en reactivos de la línea	Quemado	Deterioro por calidad del material y por fenómenos de perturbaciones en la red	1	2	4	6	48	
Cortacircuitos	Protección de circuitos de alta tensión	Fundida	Óxidos en el elemento y falsos contactos ocasionan que el elemento no opere en el momento que se dé un cortocircuito en la red.	2	3	5	4	120	
Pararrayos	Evitar el daño de equipos por efectos de atmosféricos como rayos	Abierto/Desconexión	Factores externos como descargas atmosféricas, accidentes automovilísticos o flora.	2	3	7	7	294	
Cuchilla Seccionadora	Conexión entre líneas de media tensión	Fundida	Óxidos en el elemento y falsos contactos ocasionan que el elemento no opere en el momento que se dé un cortocircuito en la red.	1	2	10	6	120	

Tabla 9.1.7

Análisis de modos de falla, efectos y criticidad en los transformadores de distribución en la región de estudio, según averías registradas.

Descripción de la unidad		Descripción del fallo			Efecto del fallo				
Tipo de componente	Función	Modo de fallo	Causa de falla o mecanismo que desencadena el fallo	Capacidad de detección del fallo	Frecuencia de fallo	Rango de severidad (S)	Afectación (A)	Efectos producido en el sistema	Riesgo
Transformador de distribución	Variar la tensión de la línea primaria a el estándar nacional requerido por los abonados, manteniendo la potencia requerida.	Quemado	Daño en el aislamiento que recubre los devanados ocasiona cortocircuitos que abren el circuito	6	3	3	4	No transmisión de energía eléctrica	216
		Protección abierta	Sobrecarga de la red ocasiona la operación de las respectivas de las protecciones.	4	2	2	2	No transmisión de energía eléctrica	32
		Recalentado	Sobrecarga a la capacidad instalada ocasiona elevadas temperaturas.	8	2	5	2	Intermitencia en la transmisión e interrupciones.	160
		Bajo voltaje	Desajuste o daño interno de Tabes ocasionan variaciones en el voltaje de entrega.	7	1	3	3	Perdida de potencia en transmisión de potencia	63
		Intermitencia de voltaje	Circuito del transformador presenta falsos contactos	5	1	4	3	Fluctuaciones en la transición de energía	60

En el análisis específico del transformador se encontró que se registran cinco modos de fallo, entre los que se registran se encuentran:

- Quemado/ sin voltaje en fases.
- Protección abierta.
- Recalentamiento.
- Nivel de voltaje bajo.
- Intermitencia de voltaje.

De estos, el de mayor criticidad, según el AMFEC, corresponde al de transformadores quemados; lo cual representa la ruptura de ambos o alguno de los devanados del transformador, esto se debe al deterioro del aislamiento; entre los principales factores que propician esto se pueden mencionar el aumento excesivo de temperatura, los eventos de sobrecarga, nivel bajo de aceite, desgaste de las propiedades del aceite, ingreso de humedad, entre otros. (Grisales D. 2017). Este modo de falla está seguido por los transformadores recalentados; lo que produce este efecto está relacionado con la sobrecarga.

Algunos modos de falla que se presentan son prevenidos o disipados por sistemas de protección los cuales operan en el momento que se den condiciones anormales; no obstante, no siempre son disipados por completo, esto con el tiempo genera deterioro en el dispositivo, principalmente en el aislamiento de las bobinas. (Grisales D. 2017) El factor sobrecarga es un tema a tratar, ya que este es variable y dependiente de las condiciones de los abonados y fundamentalmente con el creciente incremento de desarrollo y de demanda energética requerida por los abonados.

Analizando los datos correspondientes al historial de fallas de transformadores en la región Huetar Caribe del ICE, se plantea la Tabla 9.1.8 con los valores promedio anual más relevantes de la situación actual.

Tabla 9.1.8

Representación de fallas asociadas a sobrecarga en transformadores.

Falla Relacionadas A Sobrecarga	Cantidad de averías	Horas totales	Clientes afectados
Bajo Voltaje	6	15,49	23
Dañado	59	288,12	4380
Disparo	126	180,23	1668
Fase Dañada	1	3,95	18
Quemado	4	9,19	186
Sobrecarga	116	479,97	3857
Total	312	976,95	10132
Promedio anual	62,4	195,39	2026,4

Actualmente, la institución cuenta con 887 transformadores de distribución en la región, estos se dividen en dos tipos de transformador: convencional y auto-protegido los cuales rondan con capacidades de entre 10KVA hasta los 2000KVA.

En el Tabla 9.1.9 se observa la cantidad de unidades instaladas, según su capacidad. Para el caso de la región se necesitan mayormente transformadores con potencia de 10kVA con 335, seguido de los transformadores de 25kVA con 199 de estos elementos.

Para este caso de estudio, se seleccionaron los transformadores con potencias menores a los 100 kVA lo que corresponde a un 98% de los transformadores de distribución instalados en la región.

Tabla 9.1.9

Transformadores instalados en las áreas, según potencia

Capacidad (kVA)	0	10	15	25	38	50	75	100	150	333	750	2000	Total general
Atlántico	1	255	115	163	5	108	47	5	2	1	1	10	713
Turrialba	1	80	25	36	8	18	4	2					174
Total general	2	335	140	199	13	126	51	7	2	1	1	10	887

La mayor cantidad de clientes que posee la institución en la región corresponde al área del atlántico con 713 unidades instaladas y en donde la potencia más utilizada es la de 10 kVA como se representan en Gráfico 9.1.4

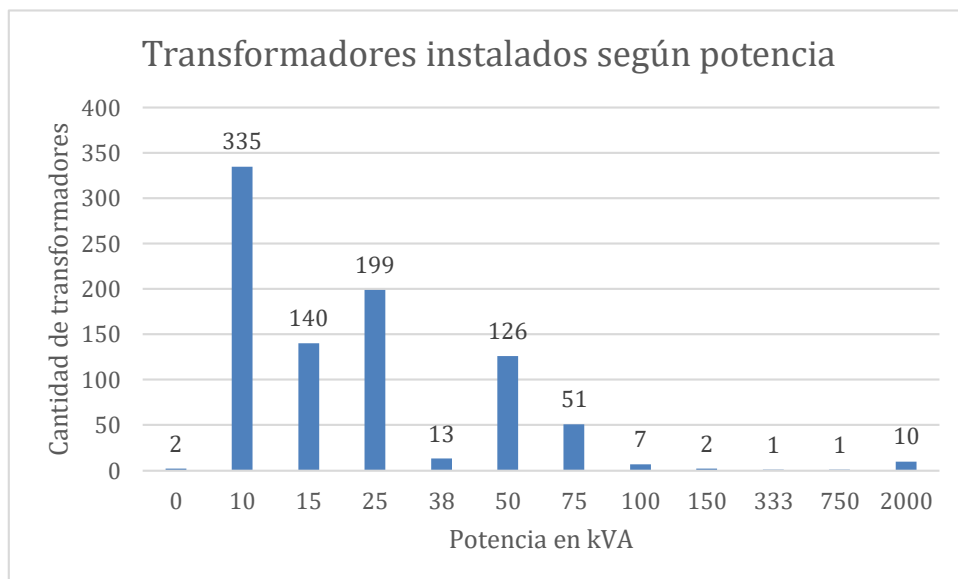


Gráfico 9.1.4 Transformadores instalados, según la potencia de diseño. Elaboración propia.

En el Gráfico 9.1.5 que corresponde al periodo 2015-2021 se refiere a la cantidad de remplazos o retiros de transformadores que se necesitaron según la capacidad, en estos datos se logra evidenciar que los equipos de 10 kVA representan a los activos más dinámicos con respecto a las demás potencias. En este se requirió el remplazo o sustitución de 836 unidades.

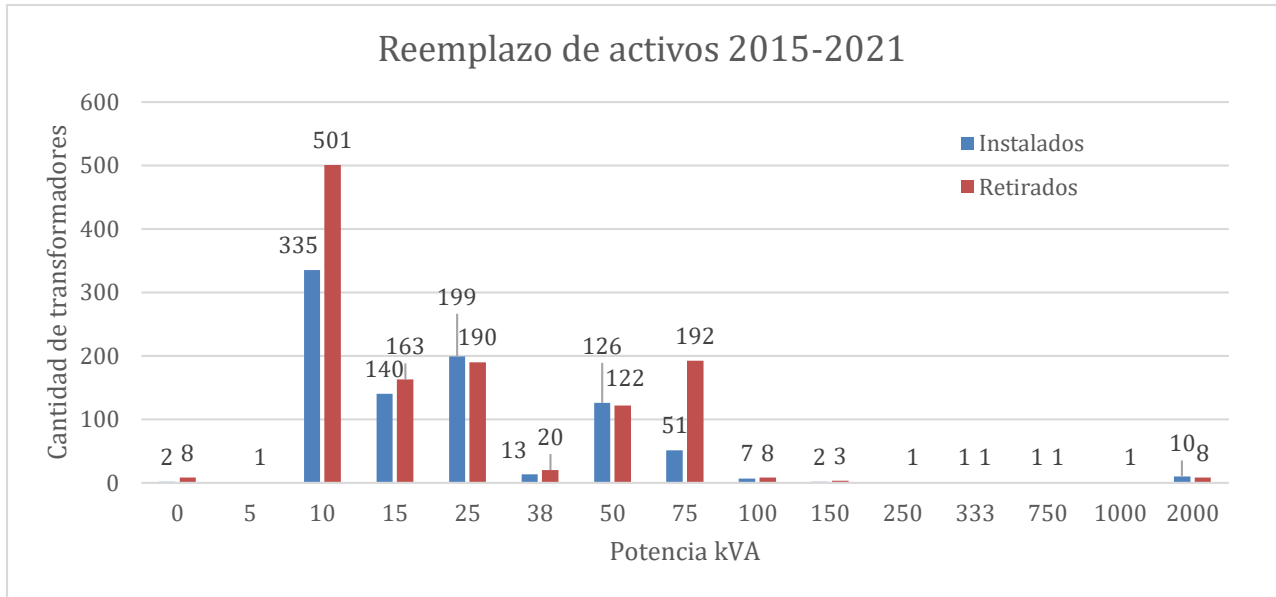


Gráfico 9.1.5 Reemplazo de transformadores instalados y retirados en el periodo 2015-2021 según potencia. Elaboración propia (Excel)

Con esta información se logra sintetizar la relevancia de atender las fallas de los transformadores de distribución, ya que representan un punto crítico del sistema que está en condiciones dinámicas que lo hacen vulnerable a fallos, donde la principal causa, según el AMFEC, es la sobrecarga del elemento y el deterioro del aislamiento de los devanados.

El constante aumento de demanda energética y el crecimiento residencial fomentan este tipo de condiciones poco saludables para el equipo. En la norma IEEE C57.91 se establecen cuáles son las expectativas de vida normal en un transformador con una carga continua con potencia nominal de salida en condiciones nominales. La Figura 9.1.1 muestra la demanda normalizada de la red en dos zonas, residencial y comercial, esta permite observar el comportamiento de los clientes en ambos panoramas y evidencia las variaciones a las que está sometida la red.

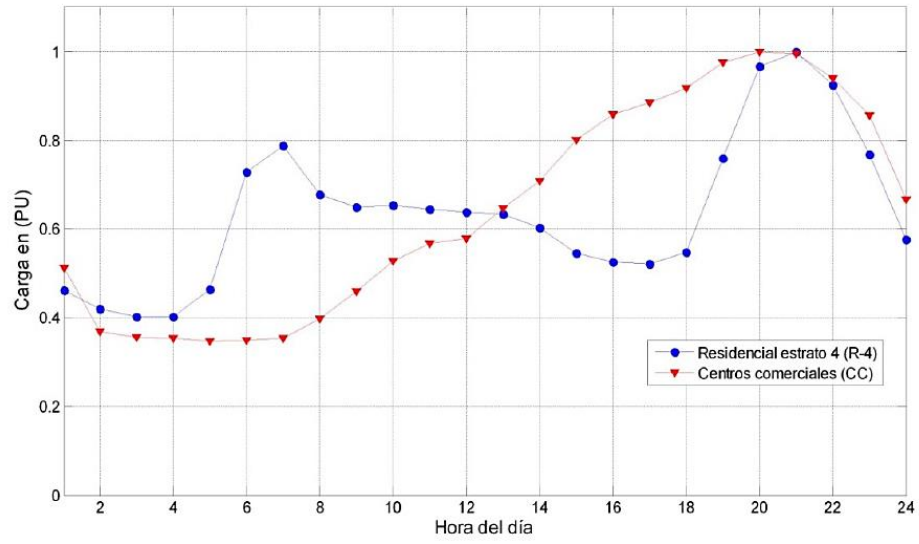


Figura 9.1.1 Curva de demanda diaria. Fuente: IEEE C57.91

10 Monitoreo de condición de transformadores.

El objetivo del presente proyecto consiste en el diseño de un modelo para el análisis de modos de falla por medio del monitoreo de la condición del transformador, para esto se requiere el desarrollo de un sistema de monitoreo que permita transmitir los datos relevantes y las alertas que prevean y anticipen un posible fallo.

10.1 Variables a monitorear

Según los resultados mostrados en el AMFEC, uno de los elementos más críticos presente en los sistemas de distribución, corresponde a los transformadores en los cuales se presenta como predominante el modo de falla “quedado” haciendo referencia a la incapacidad de transmisión de energía eléctrica. Seguido por el modo de fallo de “recalentado” lo que se puede interpretar cómo se dificulta la capacidad de transmitir energía eléctrica por motivos de desperfectos en los materiales internos, posiblemente debido a la elevación de temperatura interna del activo. Estos dos modos de fallo son mayormente asociados a la sobrecarga en la capacidad eléctrica para lo que fueron diseñados. Por lo que, para este caso de estudio, se procederá con el monitoreo de sobrecargas eléctricas para un transformador de 10kVA.

10.1.1 Selección de variables a medir

Las sobrecargas en los transformadores son perjudiciales ya que disminuyen el tiempo de vida del activo, principalmente por el deterioro de los devanados y su aislamiento. Sin embargo, en algunas ocasiones, el transformador puede operar en condición de sobrecarga sin que se vea afectado el tiempo de operación, que según la guía de cargabilidad de la IEEE, la expectativa de vida de un transformador de distribución con aislamiento Clase térmica (A) tipo ONAN, debe ser de aproximadamente de 20.55 años o 18000 horas trabajando a una carga de 1 pu.

Existen diversos factores que determinan si una sobrecarga atenta contra la integridad del transformador, entre los principales se mencionan:

1. Carga nominal de operación instalada.
2. Temperatura en punto caliente (*Hot spot*).
3. Tiempo de sobrecarga.
4. Temperatura ambiente.
5. Altitud de instalación sobre el nivel del mar.
6. Tipo de refrigeración del transformador.
7. Características propias de los materiales del transformador.

La norma IEC 76-1 establece las condiciones normales de servicio para los transformadores inmersos en aceite con respecto a ensayos de pérdidas y de sobreelevación de temperatura. En esta se pueden destacar parámetros como el de la altitud a la que debe operar el dispositivo en la normalidad, esta no debe ser de 1000 msnm, entre una temperatura ambiente de -25 °C y 40 °C. En caso de que esto no se cumpla, deben realizarse los ajustes pertinentes, según cada caso de operación.

En la norma IEC 60076-7 se establecen cuáles son los ciclos de carga permisibles para cada tipo de transformador. Esta norma fue desarrollada principalmente para transformadores de potencia; sin embargo, establece cuáles deben ser los principales regímenes de carga para tres tipos de transformadores:

1. Transformadores de distribución (menor a 2.5 MVA).
2. Transformadores de media potencia (mayor a 2.5 MVA).
3. Transformadores de alta potencia (mayor a 100 MVA).

En la Tabla 10.1.1 se presentan los datos tomados de una forma más detallada de dicha norma donde se muestran los límites de temperatura y corriente, según la sobrecarga que se presente.

Tabla 10.1.1*Condiciones de operación normal de transformadores, según norma IEC 60076-7*

Tipo	Transformador de distribución	Transformador de media potencia	Transformador de alta potencia
Ciclo de carga nominal			
Corriente (pu)	1,5	1,5	1.3
Temperatura en el punto bobinado caliente y aislante (°C)	120	120	120
Temperatura más caliente en otros metales (°C)	140		
Temperatura en la capa superior de aceite (°C)	105		
Sobrecarga de larga duración			
Corriente (pu)	1.8	1.5	1.3
Temperatura en el punto bobinado caliente y aislante (°C)	140	140	140
Temperatura más caliente en otros metales (°C)	160	160	160
Temperatura en la capa superior de aceite (°C)	115	115	115
Sobrecarga de corta duración			
Corriente (pu)	2,0	1,8	1,5
Temperatura en el punto bobinado caliente y aislante (°C)	Nota	160	160
Temperatura más caliente en otros metales (°C)	Nota	180	180
Temperatura en la capa superior de aceite (°C)	Nota	115	115

Nota: Los límites de temperatura en sobrecarga en corta duración para los transformadores de distribución son difíciles de controlar por la duración de la sobrecarga en este caso. Se debe resaltar que cuando la temperatura del punto más caliente sobrepasa los 140°C las burbujas de gas que pueden aparecer en el aceite, pueden comprometer la rigidez dieléctrica (IEC 60076-7-2005).

La nota adjunta el pie de la Tabla 10.1.1 indica que los valores máximos de temperatura son muy variables en situaciones de sobrecargas elevadas en tiempos cortos, principalmente por la variedad de panoramas en los que operan los transformadores. Como este proyecto consiste en el estudio de los transformadores de distribución, se torna de gran relevancia determinar las variables que deben considerarse para establecer una condición de sobrecarga bajo los límites permisibles, según métodos y literatura ingenieril.

10.1.2 Determinación de tiempo de sobrecarga

Para el caso de este proyecto se tomarán en cuenta las referencias de los transformadores de distribución. Por este motivo es crítico establecer los parámetros que definen las temperaturas para sobrecarga de corta duración, principalmente el porcentaje de sobrecarga y los tiempos de duración del evento.

Según Yébenes J. (2009) las sobrecargas que superen los límites de duración aumentan el riesgo de fallo, principalmente porque pueden causar puntos calientes en los devanados provocando una reducción del tiempo en que la rigidez dieléctrica opere en la condición adecuada.

La reducción de la rigidez dieléctrica se da por la posible presencia de burbujas en el aceite cercano al punto caliente excede los 140 °C para los transformadores con contenidos menores al 2% de humedad en el aislamiento. La elevación de temperatura a su vez ocasiona que se acumule presión y estrés mecánico en las bornas ocasionando pérdidas en los sellos así como en el nivel de aceite.

La reducción de rigidez se traduce como pérdida de vida útil con la degradación de los aislamientos sólidos a base de celulosa. Tal y como lo mencionan los autores García D y Navas D. (2016), esta degradación se da por tres fenómenos: oxidación, pirólisis e hidrólisis. Basándose en la suposición de que un transformador en operación normal posee los sellos adecuados, el

oxígeno y la humedad dentro de los niveles normales de operación; la pirólisis es el fenómeno más recurrente que degrada el aislamiento y se define como la descomposición química de materia orgánica en ausencia de oxígeno.

Por este motivo es importante evitar el aumento de la temperatura sobre los límites, el principal punto en donde se propician las altas temperaturas corresponden al punto caliente (Hot Spot). La medición del punto más caliente del transformador es complicada, primeramente, porque se da entre los bobinados y no se presenta en la misma ubicación ya que varía según la carga. Las normas IEEE C57.91, IEC 60076-2 e IEC 60076-7 plantean modelos matemáticos que determinan la temperatura del punto más caliente según las condiciones en las que opere el dispositivo a partir del grado de carga, características de los materiales con que está construido, pérdidas eléctricas y temperatura ambiente.

En la Figura 10.1.1 se muestra el modelo esquemático térmico del transformador de acuerdo a la guía de cargabilidad de la IEEE C57.91, donde se estima la temperatura del punto más caliente del transformador en cada hora ($\theta_{h,i}$)

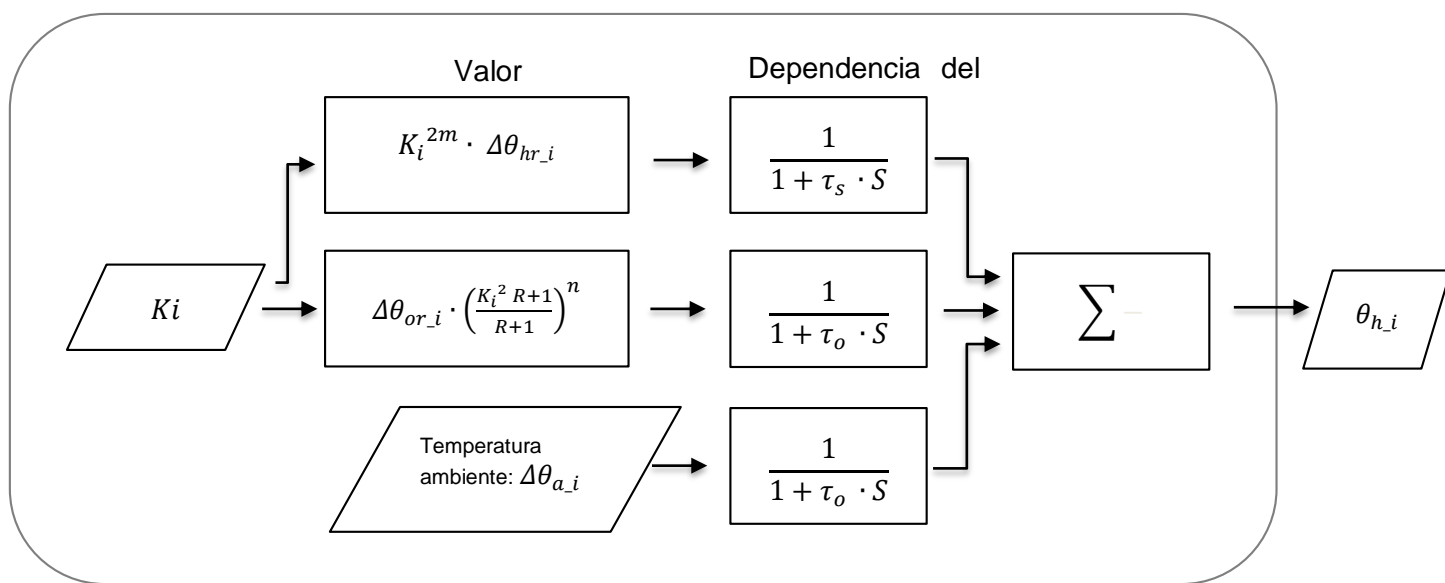


Figura 10.1.1 Esquema de modelo de cálculo térmico IEEE Exponencial. Elaboración propia.

La simbología:

K_i : Es el factor de carga del transformador para la hora i , $K_i = D_i / S_n$.

R : Relación entre las pérdidas con carga y las pérdidas de vacío del transformador, $R = P_{cc} / P_0$.

$\Delta\theta_{hr}$: Incremento de la temperatura del punto caliente respecto de la temperatura del aceite en la parte superior para la hora i .

$\Delta\theta_{or}$: Incremento de la temperatura del aceite en la parte superior respecto de la temperatura ambiente para la hora i .

θ_{a_i} : Temperatura ambiente para la hora i .

τ_h : Constante de tiempo térmica de los devanados.

τ_o : Constante de tiempo térmica del aceite.

m, n : Coeficientes dependientes del tipo de refrigeración del transformador.

Sin embargo, el método propuesto por la IEEE C57.91 no es el único utilizado para determinar la temperatura del punto más caliente, otro método empleado consiste en el propuesto por la IEC 60076-7, parte 2: Calentamiento de transformadores sumergidos en aceite, este método consiste en relacionar las variables mediante las siguientes ecuaciones diferenciales.

El modelo para el cálculo de temperatura por parte estipulado por ecuaciones exponenciales (UNE-IEC, 2010), se determina como lo mostrado en la figura

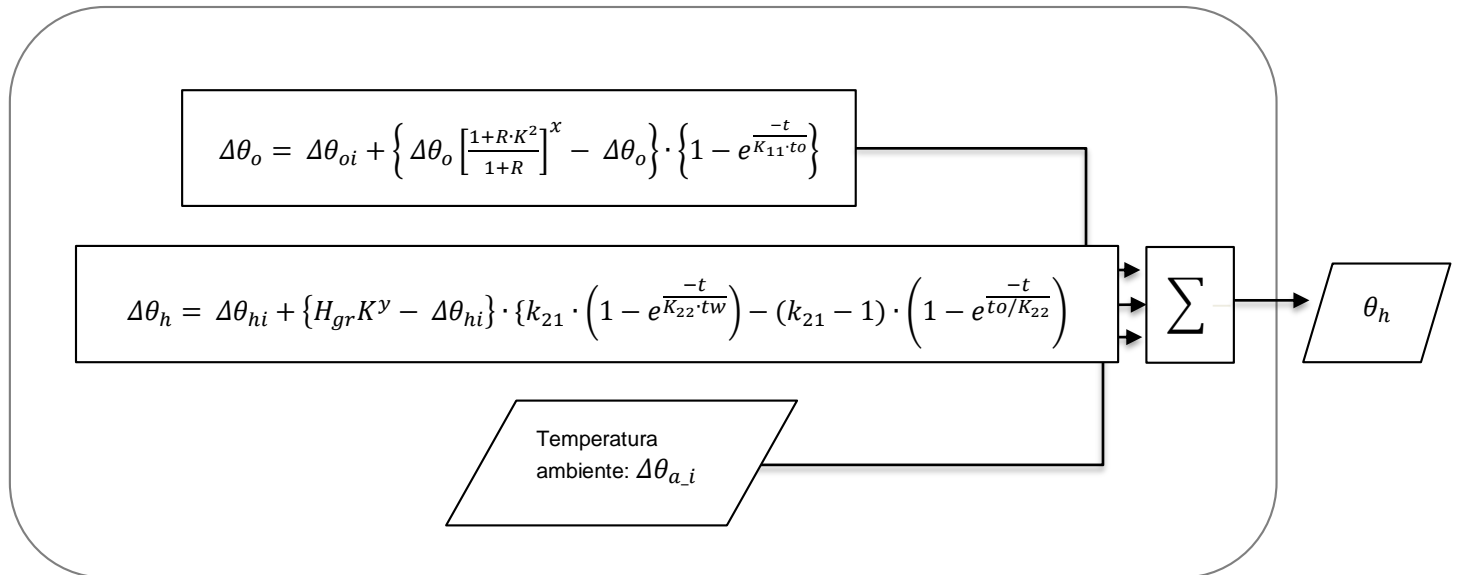


Figura 10.1.2 Esquema de modelo de cálculo térmico IEC Exponencial. Elaboración propia.

θ_h = Temperatura de punto caliente (IEC).

θ_{a_i} = Temperatura ambiente promedio del intervalo estudiado.

$\Delta\theta_o$ = Elevación de la temperatura del aceite superior.

$\Delta\theta_h$ = Elevación de la temperatura de punto caliente respecto a la del aceite superior.

$\Delta\theta_{oi}$ = Elevaciones de temperatura del aceite superior.

$\Delta\theta_{hi}$ = La temperatura de punto caliente al inicio.

$\Delta\theta_{or}$ = Elevación de la temperatura del aceite superior a pérdidas totales.

τ_0 y τ_w = Constantes de tiempo para la respuesta térmica del aceite y el devanado.

k = Factor de carga.

R = Relación entre el valor de pérdidas bajo carga y pérdidas sin carga.

k_{11} , k_{21} , k_{22} = Constantes empíricas propias del modelo.

x , y = Constantes empíricas que dependen del tipo de refrigeración del transformador.

Los autores Martínez D., Céspedes A y García D. (2018) realizaron la comparación entre los modelos térmicos más utilizados, obteniendo como resultado el comportamiento en el Gráfico 10.1.1 y Gráfico 10.1.3 según la carga; el estudio se dio para dos casos, un transformador ONAN de 15 kVA y para otro de 37.5 kVA.

En este artículo, los autores establecen porcentajes de error para cada uno de los ensayos realizados, concluyendo que el modelo más conveniente de aplicar es el de ecuaciones diferenciales de IEC 60076-7 y presenta resultados porcentajes de error aceptables. No obstante, la IEC 60076-2 presentó menor porcentaje de error entre los tres métodos comprobados.

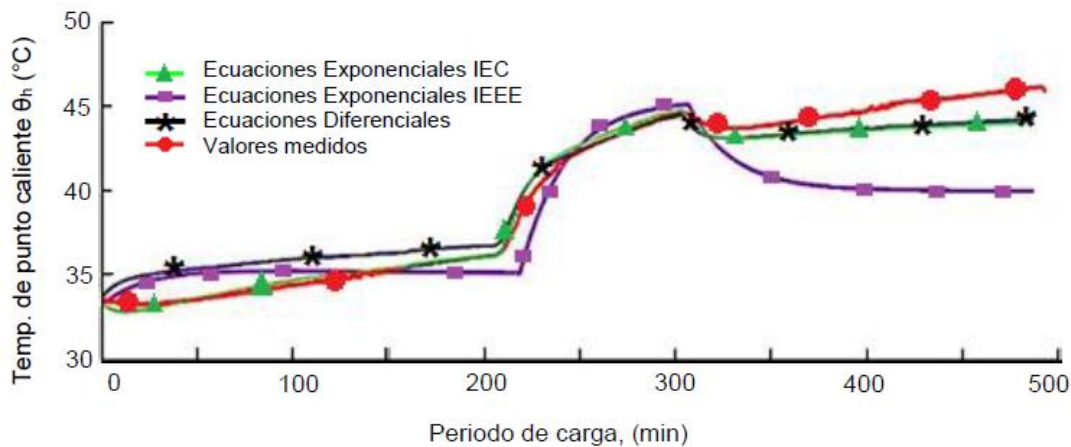


Gráfico 10.1.1 Comparación de modelos térmicos para un transformador ONAN de 15kVA.

Fuente: Martínez D., Céspedes A y García D (2018)

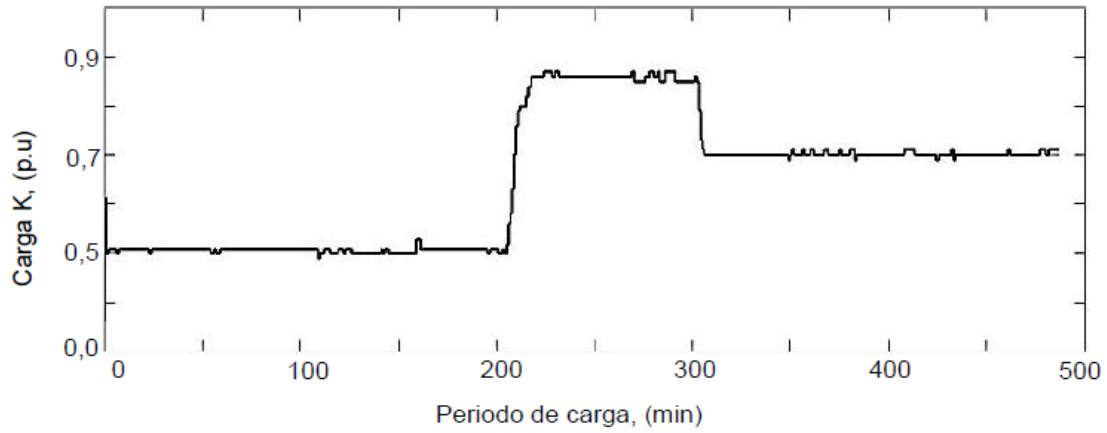


Gráfico 10.1.2 Carga sometida a transformador de 15kVA, durante el ensayo.

Fuente: Martínez D., Céspedes A y García D (2018)

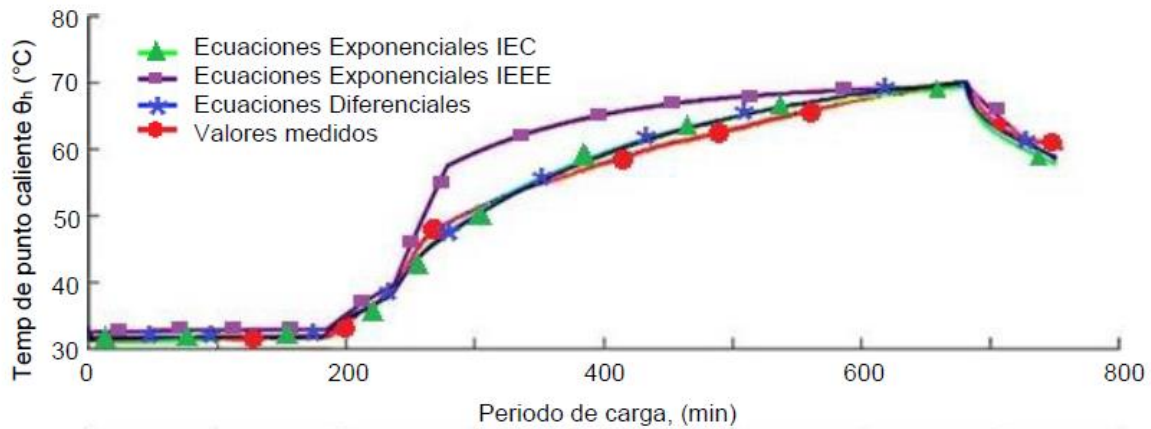


Gráfico 10.1.3 Comparación de modelos térmicos para un transformador ONAN de 37.5 kVA

Fuente: Martínez D., Céspedes A y García D (2018)

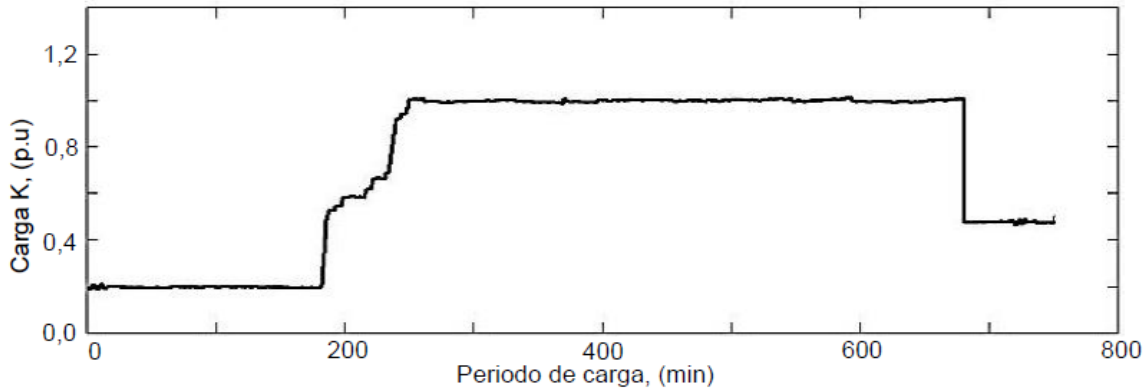


Gráfico 10.1.4 Carga sometida a transformador de 37.5 kVA, durante el ensayo.

Fuente: Martínez D., Céspedes A y García D (2018).

Dada la comparación realizada por los autores de los tres modelos de determinación de temperatura de Hot Spot, el que presenta menor precisión con respecto a la medición es la ecuación de IEEE; sin embargo, requiere menor cantidad de variables, mientras que el modelo de la IEC, posee menor porcentaje de error, pero requiere de al menos el conocimiento de una de las temperaturas iniciales. De esto se resalta que ambos modelos requieren de un modo elevado de cálculo asociado a su complejidad.

10.1.3 Combinación y relación de variables

Como parte fundamental del desarrollo del proyecto se procede a sensar la corriente y el voltaje de cada una de las líneas de baja tensión para así calcular la respectiva potencia en la que esté operando. Aparte de esto, se debe registrar el tiempo en que sucedan los eventos y sumado a esto se capta la temperatura ambiente del lugar.

El monograma mostrado en la Gráfico 10.1.5 consiste en la modelación visual del método térmico la IEC 60076-2, donde se compara la carga nominal (K_1) con la sobrecarga (K_2) esto en valores potencia por unidad (pu), se utiliza esta unidad con el fin de globalizar el algoritmo y facilitar la aplicación de este para los casos en que los transformadores de distribución con mayores potencias .Para una temperatura ambiente de 20 °C de operación en un transformador tipo ONAN de distribución. Con este monograma se logra establecer los rangos de tiempos (t) en horas de sobrecarga permisibles sin atentar contra la vida útil del elemento según K_1 y K_2 . Este monograma facilita aplicación del método con el inconveniente de que se debe ajustar los valores con respecto a la temperatura ambiente.

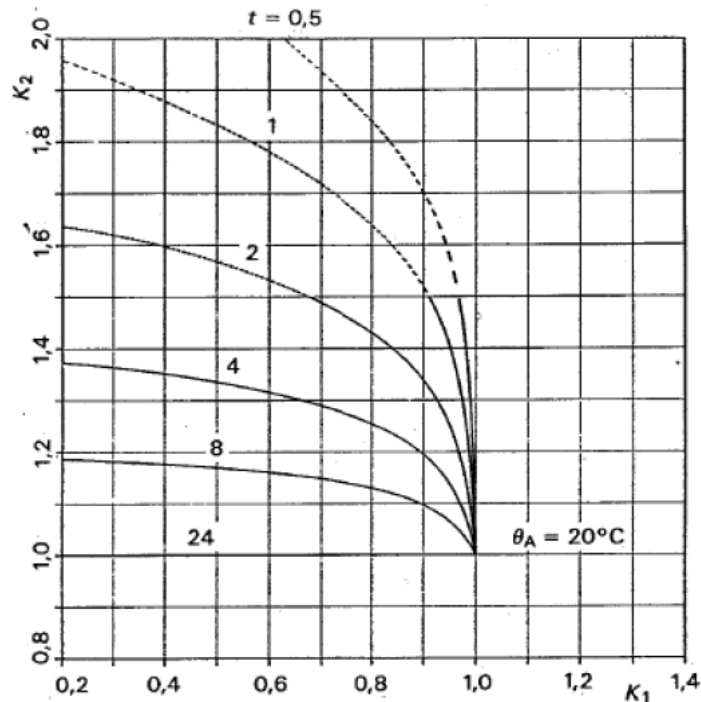


Gráfico 10.1.5 Curva de carga permitida para una pérdida de vida normal de transformadores de distribución con refrigeración ONAN a temperatura ambiente de 20 °C. Fuente: IEC 60076-2

La norma IEC 60076 proporciona los valores respectivos para la corrección de la cargabilidad, según la temperatura ambiente promedio a la que se expone el transformador, tal y como se muestra en el Gráfico 10.1.6.

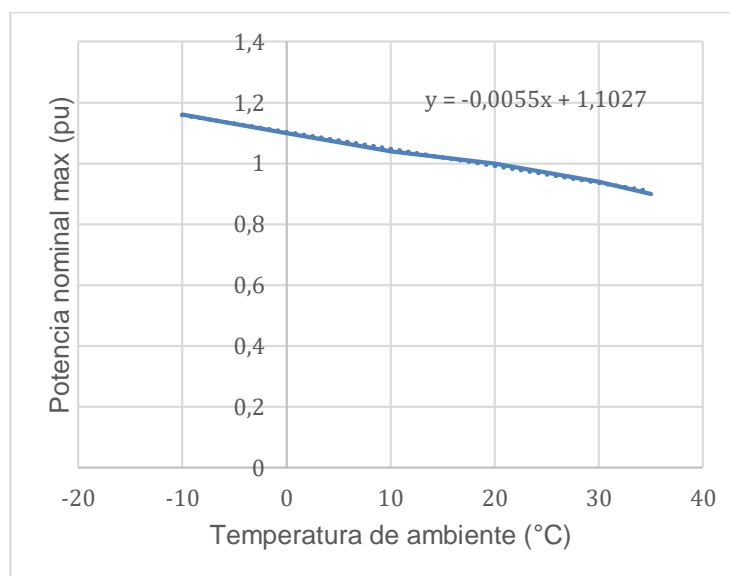


Gráfico 10.1.6 Corrección de temperatura, según temperatura ambiental. Elaboración propia

Una vez seleccionados los parámetros que afectan la integridad del transformador se procede establecer cuáles son los métodos a utilizar a la hora de realizar la medición.

Para el desarrollo la arquitectura del dispositivo de medición con las respectivas alarmas, según la condición de operación, establece que el punto más caliente es la base para indicar si la sobrecarga es permisible o no. Tomando de referencia el Gráfico 10.1.5 el cual está modelado para evitar que el punto más caliente no supere los 140 °C perjudiciales para la integridad del aislamiento.

Potencia demandada

Es importante proporcionar un valor con mayor proximidad a la condición del transformador por lo que se procede a calcular la potencia aparente demandada. La potencia aparente (S) es el voltaje del sistema de corriente alterna multiplicado por la corriente que fluye.

Se puede calcular como el producto del voltaje RMS y la corriente RMS, se muestra en ecuación (10.1) expresada en voltio-amperios (VA). Los valores V_{RMS} y I_{RMS} se calculan usando las ecuaciones (10.2) – (10.3), donde N es el número de muestras e i_n y v_n son las muestras de las señales instantáneas de tensión y corriente eléctrica.

$$S = V_{RMS} \times I_{RMS} \quad (10.1)$$

$$I_{RMS} = \sqrt{\sum_{n=0}^{N-1} \frac{i_n^2}{N}} \quad (10.2)$$

$$V_{RMS} = \sqrt{\sum_{n=0}^{N-1} \frac{v_n^2}{N}} \quad (10.3)$$

Potencia nominal (K1) y potencia de sobrecarga (K2)

Una vez calculada la potencia aparente, deben cambiarse los resultados a valor de porcentaje por unidad con el fin de facilitar el análisis y lograr compararlo con el Gráfico 10.1.6.

El valor de potencia nominal (K1) corresponde al valor promediado anual al que ha operado el transformador sin superar a sobrecarga o no mayor a 1 pu. Sin embargo, debido a que no se cuenta con el registro de operación con el que operó nominalmente durante un año el transformador en prueba, para este proyecto se obtuvo por utilizar el método de estimación de carga que emplea el ICE, este consiste en asignar 1kVA de suministro para cada cliente conectado al respectivo transformador.

Se tomará como valor de potencia de sobrecarga (K2) a la potencia demandada que supere a 1 pu. Este valor se analizará como factor en los respectivos análisis de la condición de sobrecarga.

Temperatura ambiental

La temperatura ambiental debe ser tomada mediante algún sensor que permita corregir los valores de sobrecarga, según el Gráfico 10.1.6, de este se toma la ecuación (10.4) para la corrección de potencia nominal de operación del transformador.

$$Potencia(pu) = 0.0015 \times T_{amb} + 1,1027 \quad (10.4)$$

Tiempo

En el Gráfico 10.1.6 se presenta el rango de operación en sobrecarga de 0 a 24 horas. Es fundamental registrar el momento en el que inicia el evento para consultarlo conforme avance en el tiempo. El evento inicia en el momento en que K2 sea mayor a 1 pu.

10.1.4 Alarmas

Como se estableció anteriormente, en este proyecto se utilizó el Gráfico 10.1.6, tomado de la norma IEC 60076-2 para transformadores de distribución que será interpretado por medio del método de lógica difusa para evaluar las variables que se estén presentando en tiempo real. Estas variables son potencia de sobrecarga, potencia nominal y tiempo de sobrecarga.

Para el desarrollo del motor de análisis difuso se utiliza la herramienta del software MatLab “Fuzzy Logic Design”; esta permite establecer las respectivas funciones de membresía para cada variable y procesarlas según la entrada. La herramienta permite establecer las reglas difusas que generarán un valor de salida correspondiente a la condición de entrada.

Las funciones de membresía y el respectivo “conjunto discurso” para cada una de las variables es mostrada en la Tabla 10.1.2 lo cual es fundamental establecerlas para utilizar la lógica difusa, estos parámetros se establecieron según los valores del Gráfico 10.1.6 seccionando y evaluando en las áreas de cada caso de manera gráfica. Se optó por seccionar las variables de entrada en tres partes cada una, dando como resultado tres membresías por

variable con su respectivo término lingüístico. Así como una variable de salida con cuatro términos para evaluar la operación del transformador.

Tabla 10.1.2

Variabes lingüísticas de las funciones de membresía para las variables de entrada y salida.

Función	Universo discursos	Término lingüístico	Cód.	Tipo
Entrada	Sobrecarga	Sobrecarga Leve	ScL	Trap. abierta izq.
		Sobrecarga Elevada	ScE	Trapezoidal
		Sobrecarga Severa	ScS	Trap. abierta dec.
Entrada	Tiempo sobrecarga	Tiempo Sc Espontáneo	TSE	Trap. abierta izq.
		Tiempo Sc Medio	TSM	Trapezoidal
		Tiempo Sc Crítico	TSC	Trap. abierta dec.
Entrada	Potencia normal de operación (K1)	Carga libre	CL	Trap. abierta izq.
		Carga Media	CM	Trapezoidal
		Carga Total	CT	Trap. abierta dec.
Salida	Condición de sobrecarga	No activa	NA	Trap. abierta izq.
		Dentro de los límites	DA	Trap. abierta izq.
		Sobrepasando límites	SL	Trapezoidal
		Peligro condición de transformador	OL	Trap. abierta dec.

Como primer paso para utilizar el software se procede a establecer las respectivas funciones de membresía representadas en los siguientes gráficos.

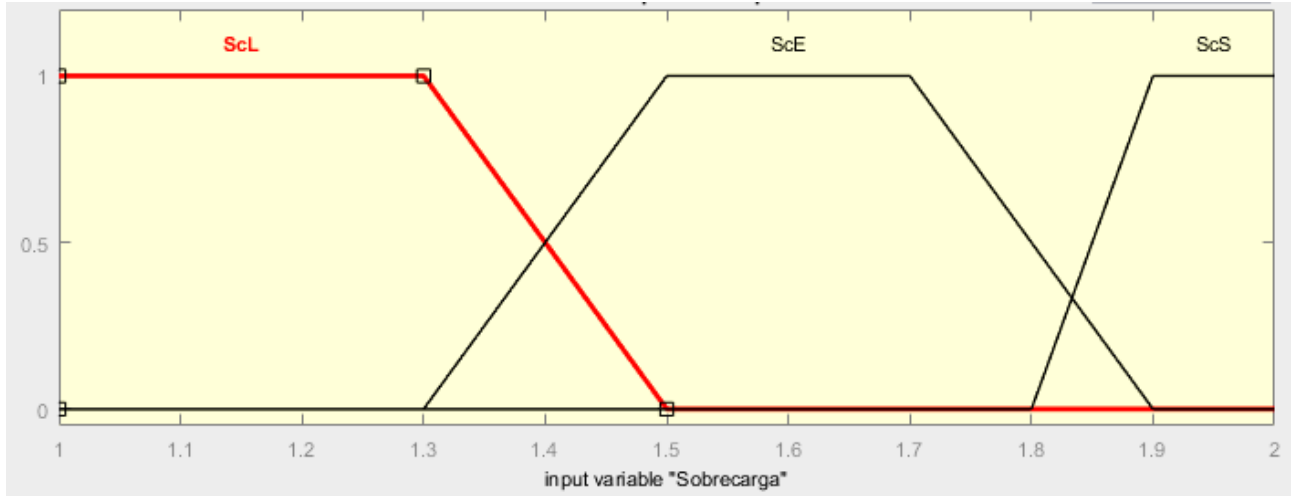


Gráfico 10.1.7 Función de membresía de Sobrecarga (pu) vs Membresía(%). Elaboración propia.
(MatLab)

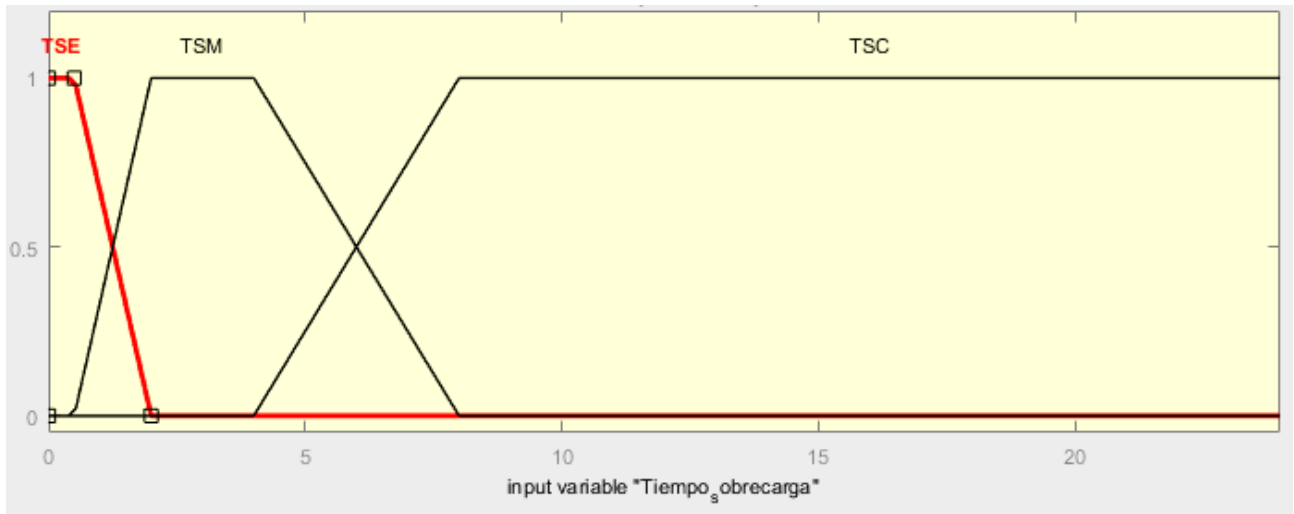


Gráfico 10.1.8 Función de membresía de tiempo de sobrecarga (h) vs Membresía(%).
Elaboración propia. (MatLab)

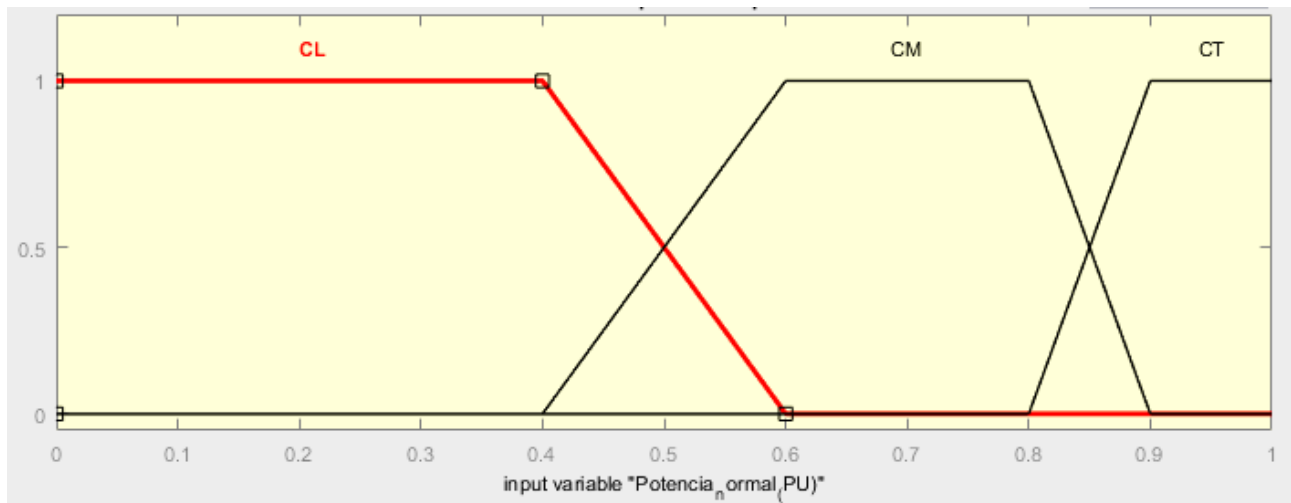


Gráfico 10.1.9 Función de membresía de Potencia nominal (pu) vs Membresía(%). Elaboración propia. (MatLab)

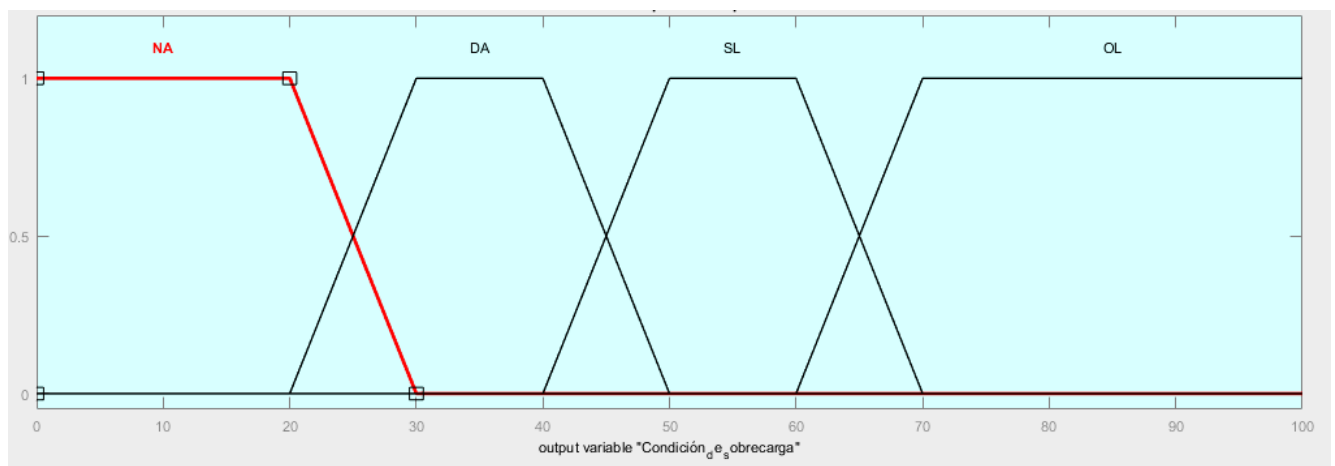


Gráfico 10.1.10 Condición de sobrecarga vs Membresía (%). Elaboración propia. (MatLab)

Una vez establecidos estos parámetros se procede a establecer las respectivas reglas difusas, para este caso se establecieron 27 reglas difusas presentadas en la Tabla 10.1.3, estas marcan los antecedentes para obtener el comportamiento de la salida. La simbología de esta tabla concuerda con los códigos establecidos en la Tabla 10.1.2.

Tabla 10.1.3 Conjunto de reglas difusas del sistema de diagnóstico de sobrecargas

N.	Regla							
1	Si	ScL	y	TSE	y	CL	entonces	DA
2	Si	ScL	y	TSM	y	CL	entonces	DA
3	Si	ScL	y	TSC	y	CL	entonces	SL
4	Si	ScL	y	TSE	y	CM	entonces	DA
5	Si	ScL	y	TSM	y	CM	entonces	DA
6	Si	ScL	y	TSC	y	CM	entonces	SL
7	Si	ScL	y	TSE	y	CT	entonces	DA
8	Si	ScL	y	TSM	y	CT	entonces	SL
9	Si	ScL	y	TSC	y	CT	entonces	OL
10	Si	ScE	y	TSE	y	CL	entonces	DA
11	Si	ScE	y	TSM	y	CL	entonces	SL
12	Si	ScE	y	TSC	y	CL	entonces	OL
13	Si	ScE	y	TSE	y	CM	entonces	DA
14	Si	ScE	y	TSM	y	CM	entonces	SL
15	Si	ScE	y	TSC	y	CM	entonces	OL
16	Si	ScE	y	TSE	y	CT	entonces	SL
17	Si	ScE	y	TSM	y	CT	entonces	SL
18	Si	ScE	y	TSC	y	CT	entonces	OL
19	Si	ScS	y	TSE	y	CL	entonces	DA
20	Si	ScS	y	TSM	y	CL	entonces	OL
21	Si	ScS	y	TSC	y	CL	entonces	OL
22	Si	ScS	y	TSE	y	CM	entonces	SL
23	Si	ScS	y	TSM	y	CM	entonces	OL
24	Si	ScS	y	TSC	y	CM	entonces	OL
25	Si	ScS	y	TSE	y	CT	entonces	OL
26	Si	ScS	y	TSM	y	CT	entonces	OL
27	Si	ScS	y	TSC	y	CT	entonces	OL

Por último, se establece qué método de inferencia será utilizado por el sistema, que para este caso, se seleccionó el método de Mamdani por ser uno de los más utilizados para el control difuso. (Diciembre S. 2017).

Luego de haber establecido estos parámetros se procede a visualizar el comportamiento de la salida o alerta, según sus valores, con la ayuda de la herramienta grafica del “Surface Viewer”

Considerando que se trata de un sistema de 4 dimensiones con 3 variables de entrada y una de salida, se procede a presentar los resultados del sistema en dos secciones; primeramente se cuenta con el Gráfico 10.1.11 que representa la condición de sobrecarga,, según el tiempo y el valor de esta. Y en el Gráfico 10.1.12 se muestra la condición de sobrecarga relacionando la magnitud y la potencia nominal de operación.

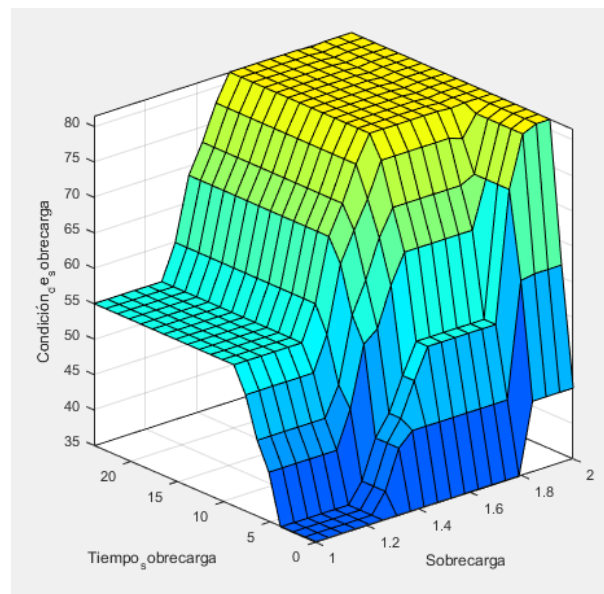


Gráfico 10.1.11 Superficie de salida de condición de sobrecarga, según t vs K2. Elaboración propia. (MatLab)

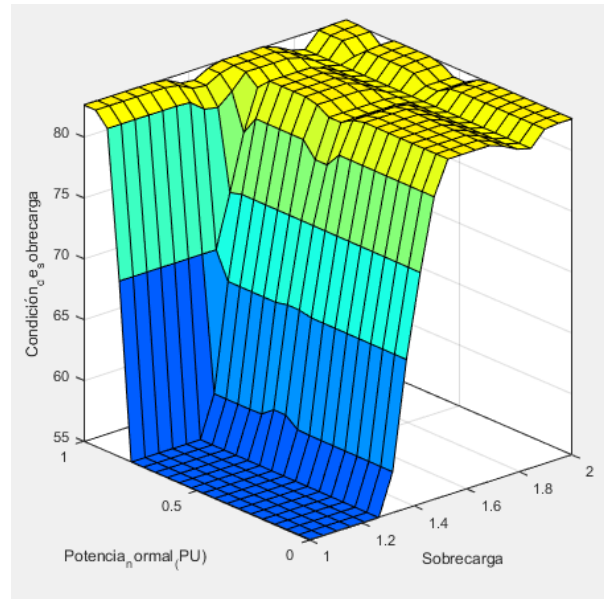


Gráfico 10.1.12 Superficie de condición de sobrecarga, según K1 vs K2. Elaboración propia.

(MatLab)

El punto de operación del transformador se puede desplazar a través de la superficie y dar un valor resultado como referencia entre 0 y 80 que facilite la interpretación de esta.

10.2 Arquitectura de monitoreo

El modelo incluye el monitoreo de 6 variables las cuales deben ser procesadas posterior al ser captadas. Esto con el fin de obtener la potencia aparente demandada por el sistema y la temperatura ambiente. Una vez ingresadas las señales se deben de procesar por el motor difuso para emitir el respectivo valor de condición, y luego proceder a publicar y almacenar la respectiva información procesada. En la Figura 10.2.1 se muestra la arquitectura que se empleó para el desarrollo del proyecto. Primeramente, los datos son muestreados, luego de procesados por el microcontrolador, para después ser enviados a un servidor en línea con protocolo MQTT en el que se puedan almacenar los datos y mostrarlos en un tablero por medio de gráficos. Este tablero puede ser accedido por medio de algún sitio web desde algún dispositivo con acceso a internet.

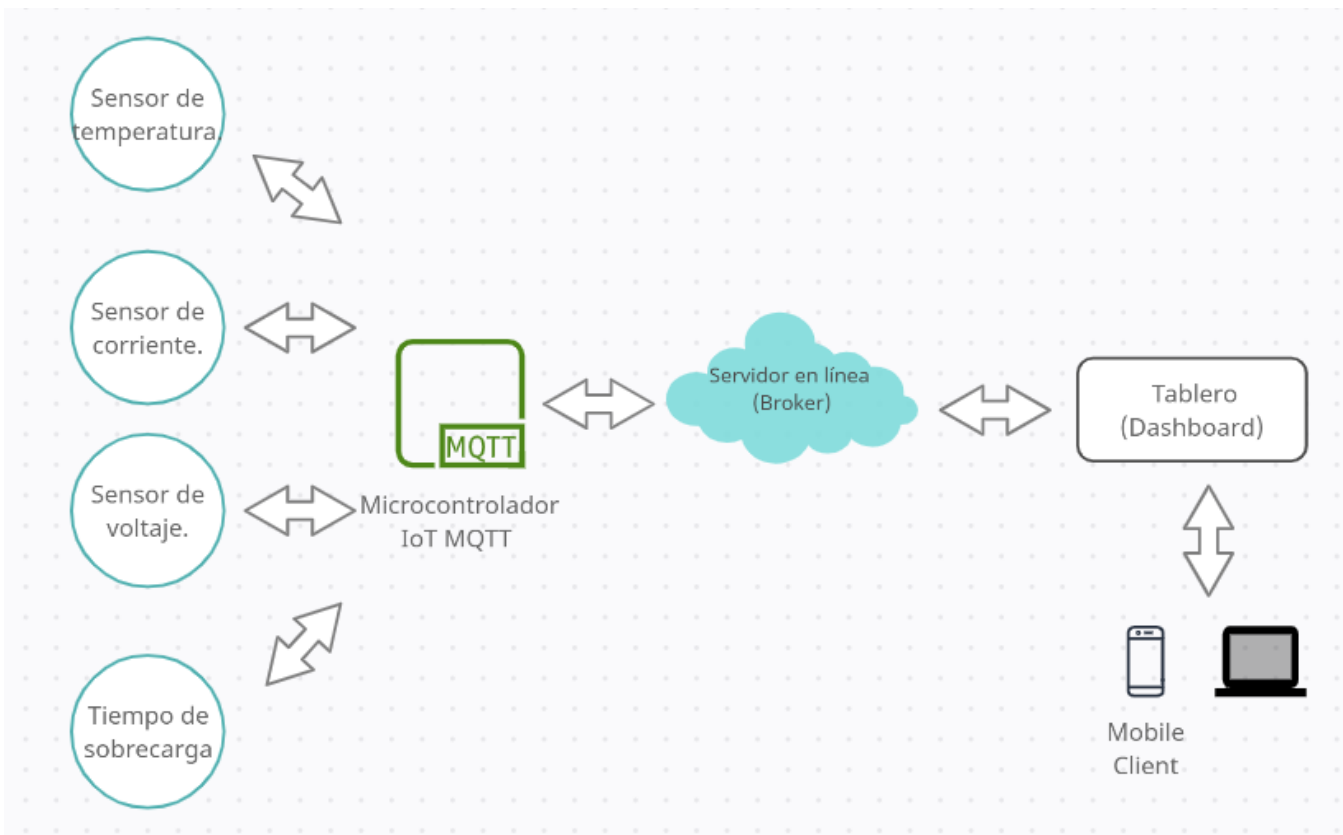


Figura 10.2.1 Arquitectura empleada para el proyecto de medición de condición de sobrecarga.

Elaboración propia. (Creately)

10.2.1 Hardware

10.2.1.1 Microcontrolador

Para la arquitectura del sistema de monitoreo se requiere de un dispositivo con gran capacidad de procesamiento, con múltiples entradas analógicas para así captar las respectivas variables y a su vez que cuente con la capacidad de transmitir los datos analizados. Se seleccionó el microprocesador ESP32 de la marca Espressif por sus propiedades elevadas tanto de procesamiento como versatilidad respecto a la gran cantidad de información y contenido al que se puede acceder. Las principales características de este microcontrolador se muestran a continuación:

Tabla 10.2.1

Especificaciones técnicas del microcontrolador ESP32

Especificación	ESP32
MCu	Xtensa Dual-Core 32-bit LX6 600 DMIPS
802.11 b/g/n Wi-Fi	Sí, HT40
Bluetooth	Bluetooth 4.2 e inferior
Frecuencia de operación	160 MHz
SRAM	512 kBytes
Flash	SPI Flash, hasta 16 MBytes
GPIO	36
Hardware / Software PWM	1 /16 Canales
SPI / I2C / I2S / UART	4/2/2/2
ADC	12-bit
CAN	1
Ethernet MAC Interface	1
Sensor de temperatura	Sí
Temperatura de trabajo	-40°C a 145°C

La compañía LilyGO ofrece la placa de desarrollo TTGO T3 V1.6; esta posee el microcontrolador ESP32 seleccionado previamente, esta placa cuenta con una serie de módulos que facilitan tanto el uso de funciones, así como la disminución de conexiones que se deben realizar; entre los módulos que se destacan se encuentran:

- Chip principal: ESP32-Pico-D4 – con 4 MB de memoria flash integrada
- Chip LoRa: Semtech SX1276
- Puente USB / UART: Silicon Labs CP2104
- Chip cargador de batería LiPo: Top Power TP4054
- Pantalla OLED de 128 x 64: SSD1306
- Toma miniatura para MicroSD (anteriormente TransFlash).

El diagrama de conexión de los respectivos pines de entradas y salida se muestran en la Figura 10.2.2. En este diagrama se observan las entradas analógicas correspondientes a los dos convertidores analógico digital, ADC1 con cuatro canales de entrada analógicas y ADC2 con 7 canales de entradas analógicas fundamentales para el desarrollo de este proyecto.

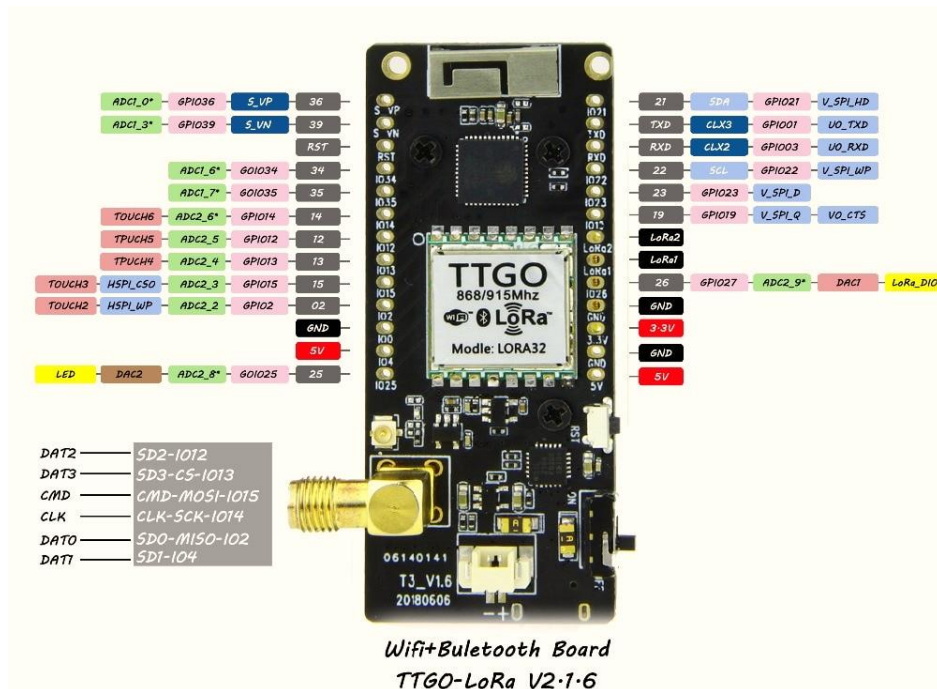


Figura 10.2.2 Esquema de conexión de ESP32 TTGO V2 1.6 Fuente: LilyGO.

El uso de este elemento facilita el desarrollo del prototipo por los factores antes mencionados sobre la variedad de módulos incorporados y sumado a esto, el microcontrolador es programado con lenguaje C/C++, compatible con la Arduino IDE, lo que simplifica el diseño y desarrollo del proyecto.

Es importante aclarar que por motivos de diseño interno del ESP32, los canales de las entradas analógicas del convertidor ADC2 deben ser desactivadas al instante en que se utiliza el módulo WI-FI y reactivadas posterior a la publicación, por este motivo se ve interrumpida la medición de dichas entradas.

10.2.1.2 Sensor voltaje

Para la medición del voltaje rms se necesita un sensor con la capacidad de medición de voltaje alterno de entre 250 V y 0V. En el mercado se ofrecen diversos desarrollos y módulo que cumplen con la función, sin embargo, para este proyecto se seleccionó el módulo sensor de voltaje AC ZMPT101B mostrado en la Figura 10.2.3, su desarrollo se basa en un transformador

de voltaje de alta precisión y cuenta con un potenciómetro de ajuste de múltiples vueltas con el fin de calibrar los valores de la salida analógica.

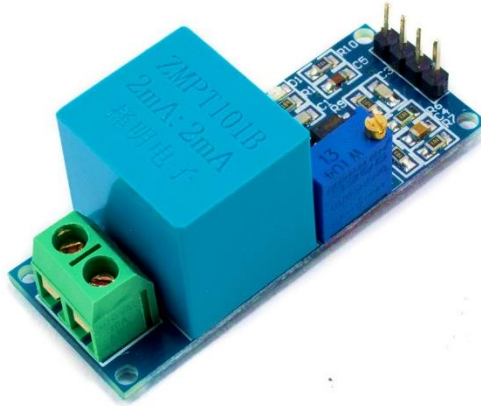


Figura 10.2.3 Sensor de voltaje AC ZMPT101B

Fuente: makemyproduct.in

En el diagrama electrónico del módulo de la Figura 10.2.4 se puede apreciar que este elemento cuenta con dos amplificadores operaciones. En la primera etapa en que cumplen la función de ser filtros pasa banda y a la vez amplificadores de señal, ya que el transformador de precisión proporciona una señal de intensidad de corriente en rango de 0 μ A a 300 μ A, que son convertidos a un rango de voltaje de entre 0 mV y 30 mV. En la segunda etapa la señal de entrada es agregada a un offset un valor de 1.65 V, este arreglo es incorporado al circuito porque por lo general los microcontroladores no poseen la capacidad de leer señales negativas. Es de consideración tomar en cuenta el semi-ciclo negativo de la onda de voltaje para aumentar la precisión en los resultados, este nivel se debe ajustar de forma digital en la señal de entrada de microcontrolador.

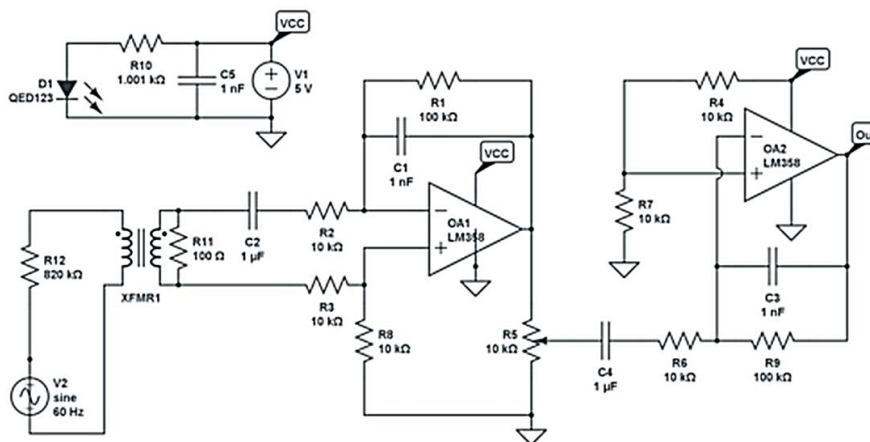


Figura 10.2.4 Diagrama electrónico de módulo Sensor de voltaje AC ZMPT101B. Fuente: circuitlab.com

La red de distribución de la institución proporciona valores de tensión alrededor de 110V a 150V esto con respecto a neutro, dependiendo de la derivación en que esté operando el transformador. Estos valores son “rms” por lo que el sensor se expondrá a valores instantáneos entre 155 V y 200V. Por este motivo se utilizarán dos módulos para la medición del voltaje de las líneas con respecto al neutro evitando que se sobrecargue el dispositivo, aunque el fabricante especifique que tienen la capacidad de sensar hasta 250V.

Se ajustó el nivel de amplificación del módulo por medio de un osciloscopio, estableciendo aproximadamente para una relación de 169V: 200mV, la señal ajustada a este nivel puede ser procesada por el microcontrolador sin problema alguno.

10.2.1.3 Sensor corriente

Durante la investigación se encontraron distintos tipos de sensores y métodos de sensado, en los que se pueden clasificar en dos grandes grupos según los autores Moreno, J. F. C., Gonzaga, C. F. T. (2018), primeramente, los invasivos los cuales son aquellos que por lo general requieran la interrupción de la alimentación eléctrica el circuito a medir y además de una

conexión en serie. Estos captan el voltaje de la caída de tensión ocasionada por el flujo de corriente. Y el grupo de los no invasivos, los cuales son los que poseen un mecanismo de apertura del sensor y funcionan por inducción eléctrica generalmente utilizado para la medición de corrientes superiores a 10 A, existen en gran variedad y en grandes capacidades en el mercado.

Por la facilidad de montaje y el rango de operación, el sensor seleccionado para la medición de corriente es el SCT-013-100 que corresponde a un transformador de corriente no invasivo con una relación de 100 A: 50 mA.

Este elemento al proporcionar una señal de intensidad de corriente como salida se debe trabajar y convertir en un nivel de voltaje de igual forma como lo realiza el módulo de medición de voltaje, esto se logra conectando una resistencia de 22 Ω en paralelo al transformador de corriente. Este valor permite obtener una señal de voltaje con una relación de 100 A: 1.1 V.

Se seleccionó este transformador de corriente por motivo a que el diseño desarrollado es para un transformador que opere con potencias de sobrecarga no superior a 24 kVA o con corrientes no mayores a 100 A.



Figura 10.2.5 Transformador de corriente SCT013100 Fuente: yhdc.com

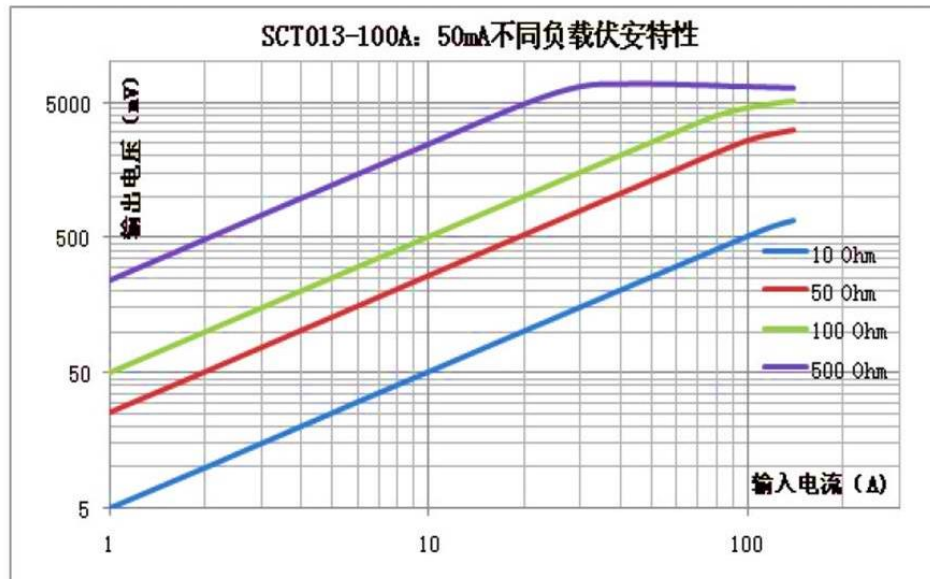


Figura 10.2.6 Curva característica del SCT013100 mV vs A Fuente: yhdc.com

Por otra parte, a esta señal se le debe agregar un nivel de offset para que la totalidad de la señal sea captada por el convertidor analógico digital de microcontrolador. Considerando la

simplicidad de conexión se decidió realizar el offset con un divisor de tensión con dos resistencias de 100 k Ω como el que presenta en el diagrama de la Figura 10.2.7, cuya señal de la línea 1 de salida se conecta al pin ADC1- 36 y la línea 2 al pin ADC2-12.

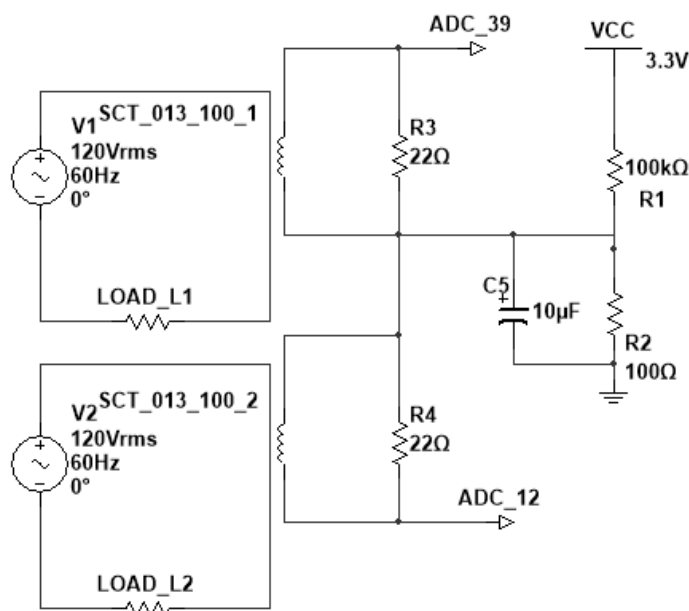


Figura 10.2.7 Diagrama electrónico de conexión módulo SCT-013-100

Para la calibración de ambas entradas debe tomarse en cuenta el valor exacto de las resistencias de 22 Ω y del valor offset. Se realizó la comprobación del valor de resistencia con un multímetro y se obtuvieron como resultado los valores de la Tabla 10.2.2.

Tabla 10.2.2

Comparación de valor de resistencia teórico vs valor real.

Etiqueta	Valor teórico Ω	Valor real Ω	% Error
R1	100.0 k	97.0	3.00
R2	100.0 k	97.0	3.00
R3	22.0	21.7	1.36
R4	22.0	21.6	1.82

10.2.1.4 Sensor temperatura ambiente

Es fundamental para el proyecto realizar la corrección de carga según la temperatura ambiente, lo cual generó que se analizaran gran variedad de elementos de medición de temperatura, desde módulos analógicos como los termistores o integrados con el LM35, considerando que las entradas analógicas del microcontrolador presentan limitantes en cuestiones como la calibración o la sensibilidad con respecto a los ruidos. Se analizaron opciones de sensores digitales entre los que destacan las termo-cuplas con amplificadores de comunicación digital o módulos de desarrollo que mezclan termo-resistores con convertidores digital, como la serie DTH desarrollada por Adafruit.



Figura 10.2.8 Modulo DTH21 AM2301 Fuente: Adafruit.com

En este caso se optó por el módulo DTH21 AM3201 que en su circuito está conformado por un termistor y un microcontrolador que se encarga de la conversión analógica digital, además de un sensor capacitivo como sensor de humedad relativa. Este módulo es utilizado en aplicaciones a la intemperie a pesar de no ser a prueba de agua.

Las características de módulo DTH21 AM3201 son las siguientes:

- Voltaje de Operación: 3.5V - 5.5V DC
- Consumo corriente: 1mA - 1.5mA
- Tiempo de sensado: 2s
- Protocolo digital: Single bus (1 cable)
- Rango de Temperatura: -40 hasta 80°C
- Resolución Temperatura: 0.1°C
- Precisión Temperatura: +- 0.5°C
- Rango de Humedad Relativa: 0 a 100% RH
- Resolución Humedad: 0.1%RH
- Precisión HR: +- 3%

La selección de este sensor se basó, según sus características de precisión, en la medición y el rango de operación, cuya única función consiste en la medición de temperatura ambiente y los valores varían dentro del rango. Además, este módulo cuenta con protección a ráfagas de aire y a la radiación.

10.2.1.5 Alimentación

El sistema requiere de una fuente de alimentación que suministre un servicio continuo sin importar las variaciones en la red. Sumado a esto se debe tomar en cuenta que el dispositivo estará ubicado cerca del transformador a medir, por este motivo se decide suministrar la energía al prototipo por medio de la red a evaluar; además, se agregará una batería de respaldo para prevenir la no operación del sistema en caso de que el fluido electro falle.

Se emplea un transformador con entrada de ~120V con regulador de voltaje de salida 5 V DC, 1 A. Esta fuente es suficiente para suplir el consumo demandado por el desarrollo que según lo estima el fabricante es de 67 mA.

La batería de litio seleccionada posee una capacidad de 850 mAh a 3.7 V, lo cual permite una autonomía de 12 horas aproximadamente en consumo normal y en caso de que el microcontrolador se coloque en modo "Sleep" en el cual demanda 350 μ A la autonomía se extiende a 2428 h aproximadamente. La energía de la batería sería requerida en el momento en que surja una avería, en este momento se emite la señal de alerta para que sea atendida, una vez sensado el nivel de voltaje inferior a los 50 V el dispositivo lo publica y ajusta su configuración para ingresar al modo de bajo consumo.

10.2.1.6 *Conexión y Montaje*

En la Figura 10.2.9 se presenta el esquema de conexión para el circuito y la adquisición de datos con los respectivos sensores seleccionados en las secciones anteriores. Se establecen las entradas correspondientes al microcontrolador que de igual forma están presentadas en la tabla . Se toma en cuenta que el kit de desarrollo cuenta con módulos integrados como el de carga para baterías o de la pantalla, por lo que no se realizó la conexión de estos en el diagrama, solamente se estableció la conexión de la ranura para microSD ya que requiere de cinco canales GPIO para su funcionamiento.

Tabla 10.2.3*Conexión de pines del microcontrolador.*

Sensor	Pin de conexión	Código
Voltaje Línea 1	GPIO 34	PIN_V1J
Voltaje Línea 2	GPIO 35	PIN_V2J
Corriente Línea 1	GPIO 36	PIN_I1J
Corriente Línea 2	GPIO 12	PIN_I2J
DHT21 Sensor temperatura	GPIO 23	DHTPIN
MicroSD CS	GPIO 13	SD_CS
MicroSD SCK	GPIO 14	SD_SCK
MicroSD MOSI	GPIO 15	SD_MOSI
MicroSD MISO	GPIO 02	SD_MISO

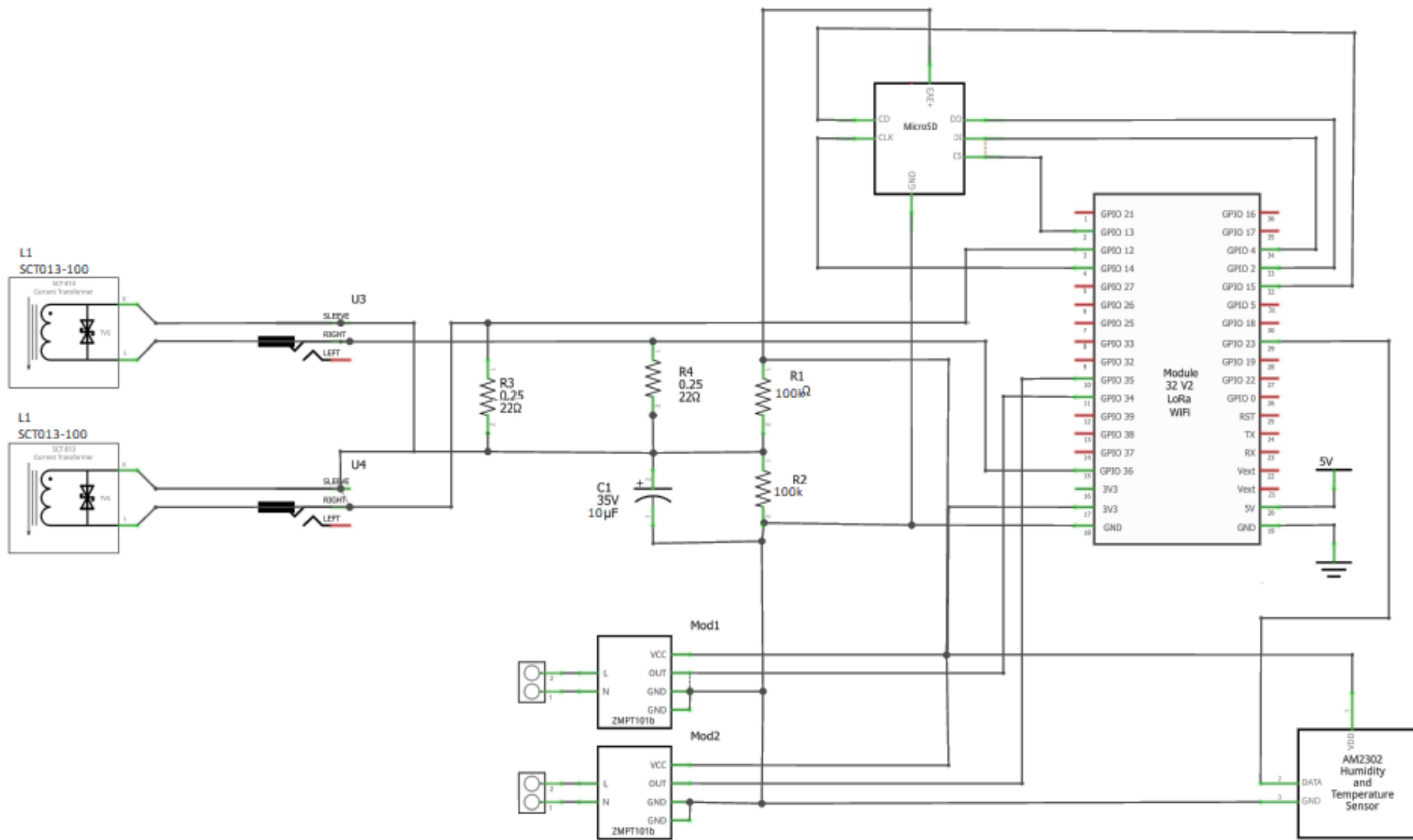


Figura 10.2.9 Esquema de conexión de componentes del medidor.

Elaboración propia. (Fritzing)

El medidor de condición debe estar a la intemperie expuesto a un ambiente de humedad, por este motivo los componentes electrónicos deben estar resguardados en algún tipo de encapsulado que impida el ingreso de humedad.

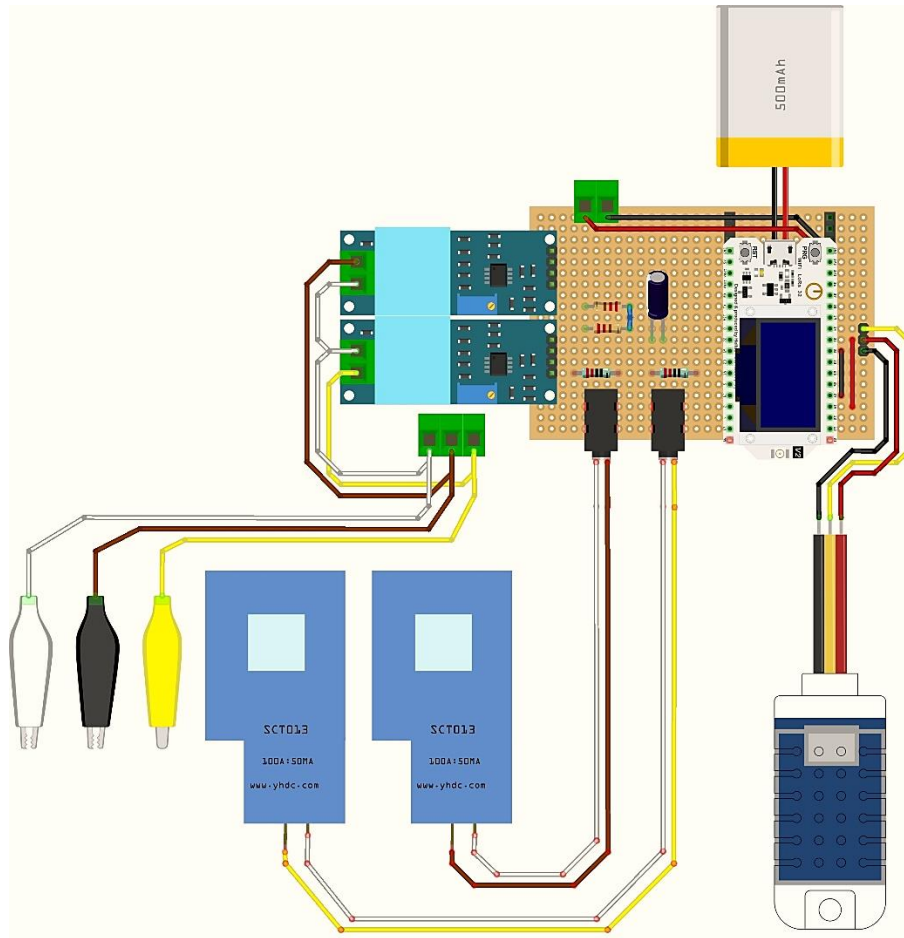


Figura 10.2.10 Ilustración demostrativa conexión de circuito. Elaboración (Fritzing).

En el mercado se ofrecen cajas con grado de protección IP65, las cuales cuentan con sellos mecánicos que impiden el ingreso de humedad, lo que la hacen idónea para este proyecto. Sumado a esto, se utilizan conectores de chasis que facilitan la conexión de los respectivos cables.

En las Figura 10.2.11 Figura 10.2.12 se muestra el resultado final del hardware desarrollado en el proyecto.



Figura 10.2.11 Encapsulado del proyecto Elaboración propia.



Figura 10.2.12 Medidor de condición de sobrecarga Elaboración propia.

10.2.2 Diagramas de flujo de los algoritmos.

A continuación, se presentan los algoritmos con los cuales se desarrolló la programación para captar y procesar las señales del dispositivo de medición diseñado. Primeramente, el flujograma principal con sub rutinas y procesos secundarios se presenta en la Figura 10.2.13.

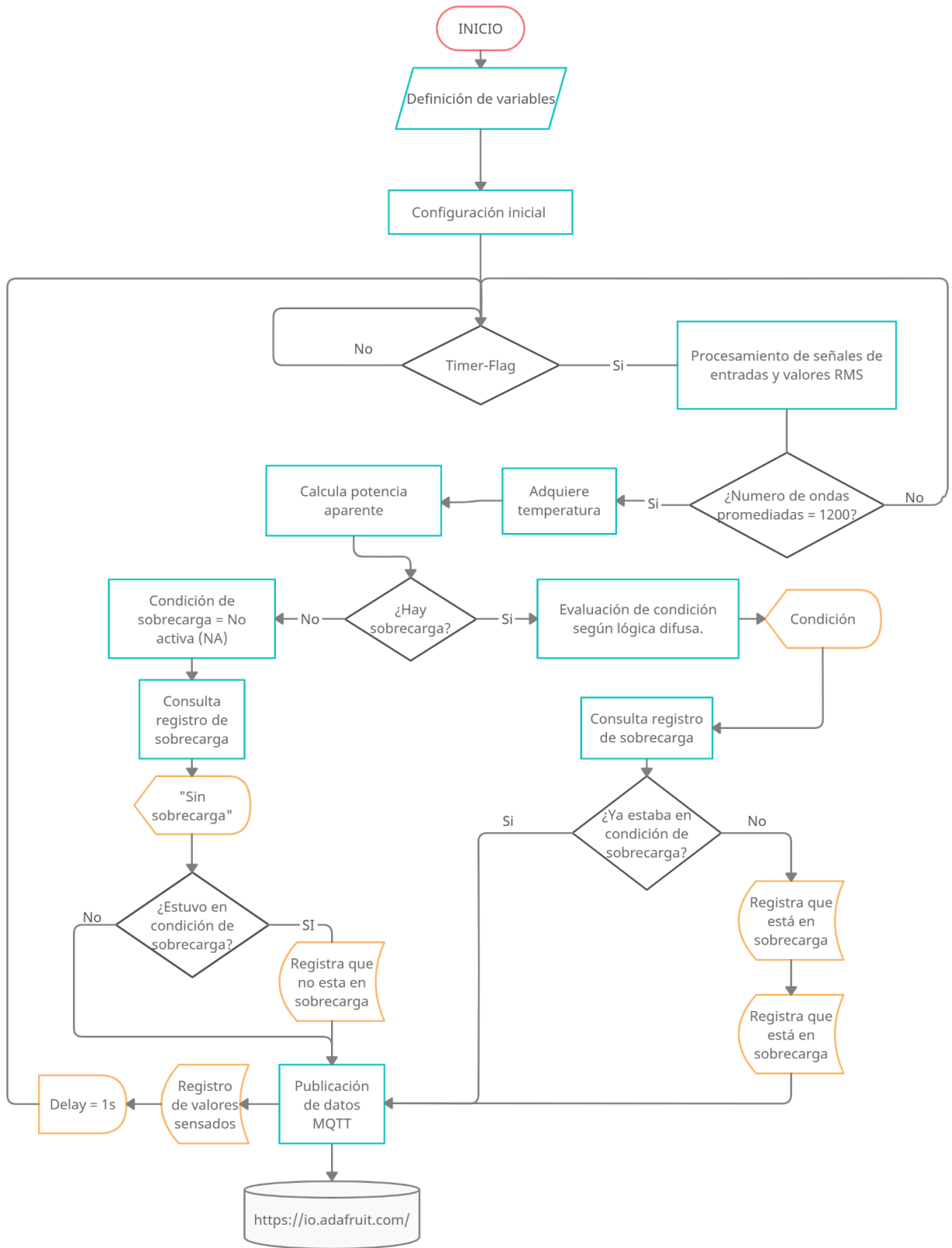


Figura 10.2.13 Diagrama de flujo de algoritmo principal.
(Creately)

Elaboración propia

En la Figura 10.2.14, se muestra el diagrama de flujo del proceso de adquisición de señales analógicas de voltaje y corriente de ambas líneas, luego que se dé la condición de medición llamada en la programación como “timer_flag” cada 370 us se procede a captar los cuatro valores instantáneos de las respectivas entradas, para luego acumular el valor rms con las fórmulas 7.2 y 7.3. Aproximadamente se realizan 45 muestreos cada ciclo y ese valor rms es promediado con 1200 ondas medidas consecutivamente, este proceso representa alrededor de 20 segundos.

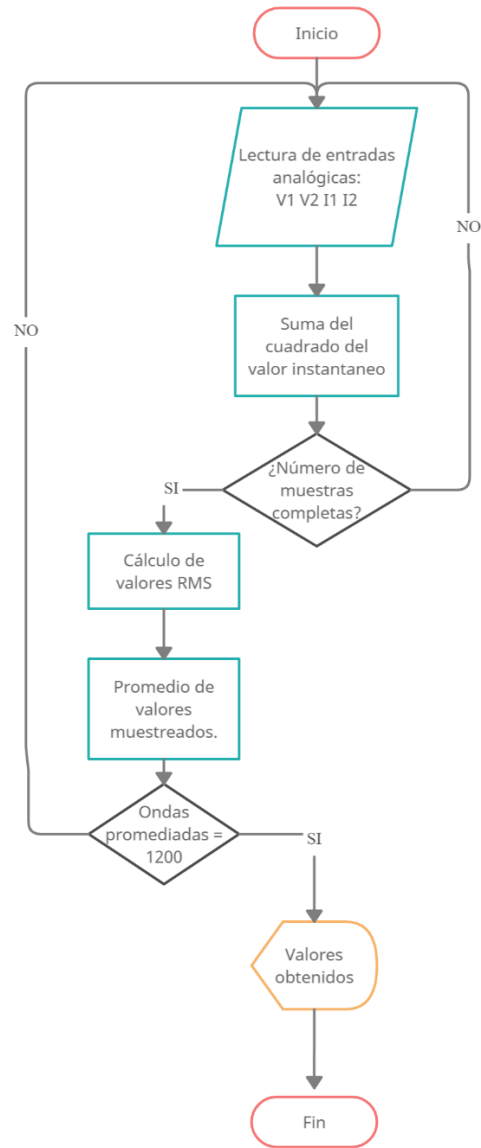


Figura 10.2.14 Diagrama de flujo de adquisición de señales analógicas de voltaje y corriente.
Elaboración propia (Creately)

El flujograma de la Figura 10.2.15 corresponde al proceso de adquisición de temperatura ambiente, en este caso la temperatura es sensada una vez que concluya el proceso de promediado de las señales analógicas.

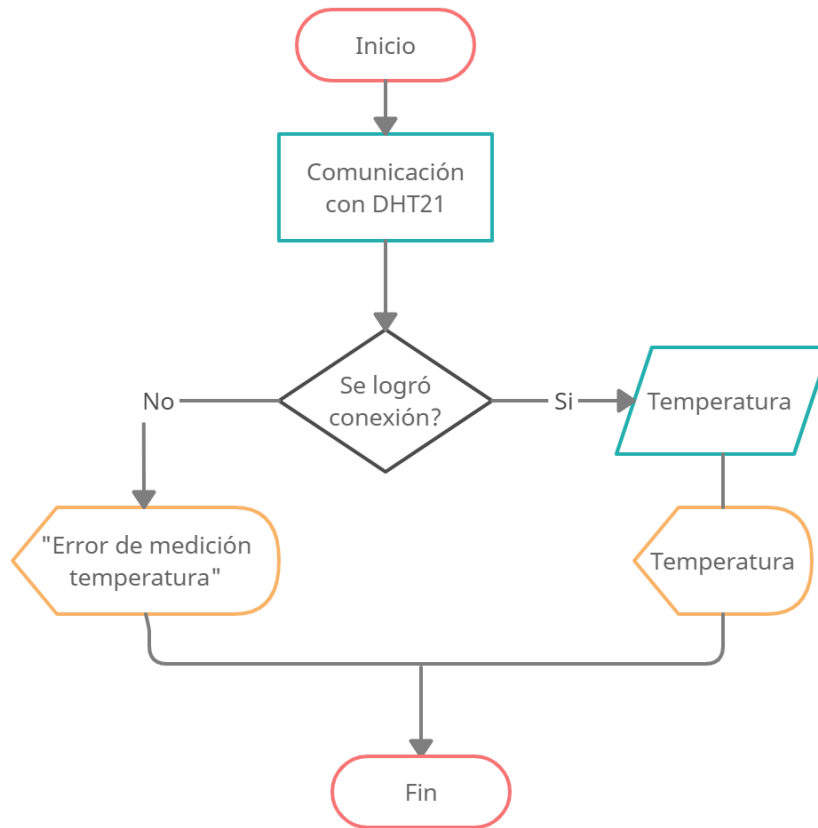


Figura 10.2.15 Diagrama de flujo de adquisición de temperatura ambiente con DHT21
Elaboración propia (Creately)

El proceso efectuado para calcular la potencia demanda por la carga se representa en la Figura 10.2.16, en este se efectúa la multiplicación de la fórmula 7.1, tal y como se muestra en flujograma, se debe tomar en cuenta el desbalance de las líneas y las cargas que se conectan a una línea de 110V y a neutro para presentar valores con mayor exactitud.

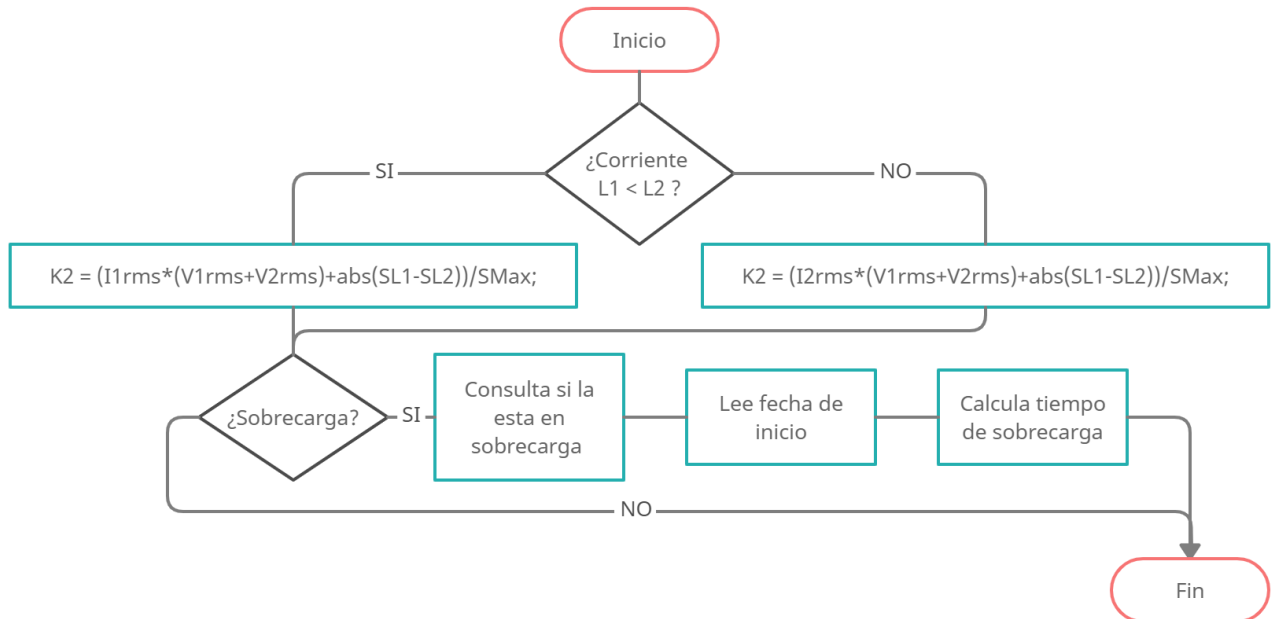


Figura 10.2.16 Diagrama de flujo del cálculo de potencia aparente. Elaboración propia (Creately)

Una vez obtenidos los valores de potencia nominal, potencia demanda y tiempo de sobrecarga, se procede a realizar el proceso de lógica difusa con el cual se obtiene un valor cuantitativo que representa la condición de sobrecarga que se traduce a la respectiva variable lingüística de Tabla 10.1.2.

10.2.1.7 Transmisión y manejo de datos.

Otro proceso fundamental del microcontrolador es el de la publicación y registro de datos, los datos obtenidos tanto por la condición de sobrecarga, como las variables de voltajes y corrientes son respaldadas en una memoria micro SD con el fin de que queden los registros en caso de que no se tenga acceso a una red con internet.

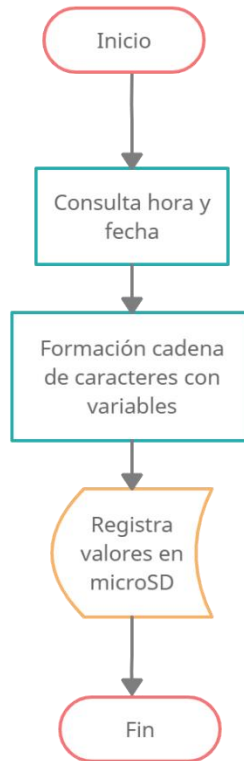


Figura 10.2.17 Diagrama de flujo de registro de datos en microSD Elaboración propia (Creately)

La publicación de datos se da por medio de un servicio gratuito bróker MQTT al considerar las limitantes económicas con que se realiza este trabajo, se elige el servicio ofrecido por la página io.adafruit.com, esta permite se le envíen o publiquen 30 datos por minuto; además, en la página se pueden diseñar dashboard en el que se pueden mostrar hasta 10 variables simultáneamente de una forma simple; en caso de que se requiera mayor frecuencia, se puede pagar por un plan con mayores prestaciones. Esta página pertenece y es respaldada por la compañía Adafruit que se dedica a la educación y desarrollo electrónico interactivo; en la página se ofrece métodos de “Doble factor de autenticación” con el fin de mejorar la seguridad de los datos y soporte en línea vía correo electrónico además de un foro abierto para que la comunidad colabore en la respectiva solución. (Adafruit Industries, 20)

En la Figura 10.2.19 se muestra el dashboard para este proyecto, con las respectivas alertas y valores que demuestran la operación del dispositivo.

Actualmente, el ICE cuenta con un sistema de monitoreo para los medidores residenciales de la zona, estos forman parte de la red de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI RF) que se comunica por radio frecuencias en un rango de los 902 a 928 MHz. Por lo que para futuros proyectos se recomienda actualizar y adaptar el mecanismo de transmisión de datos.

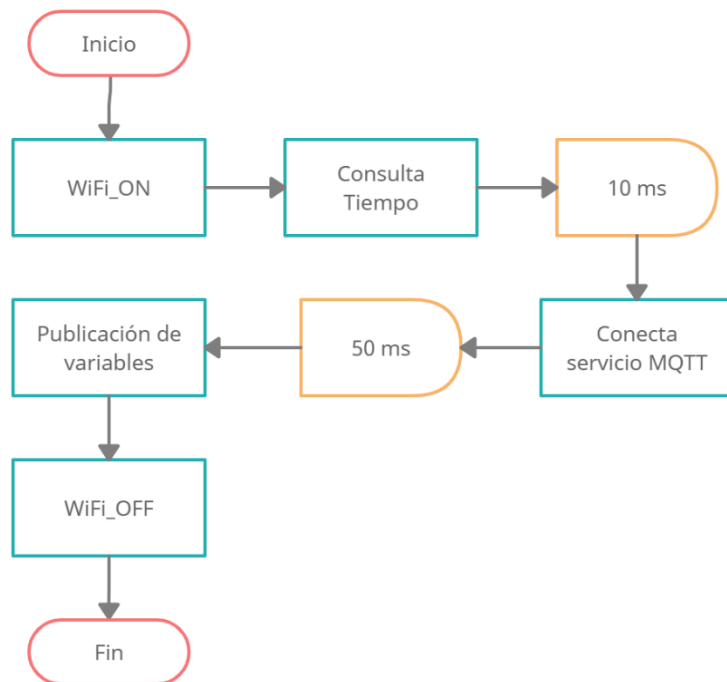


Figura 10.2.18 Diagrama de flujo de publicación de datos. Elaboración propia (Creately)

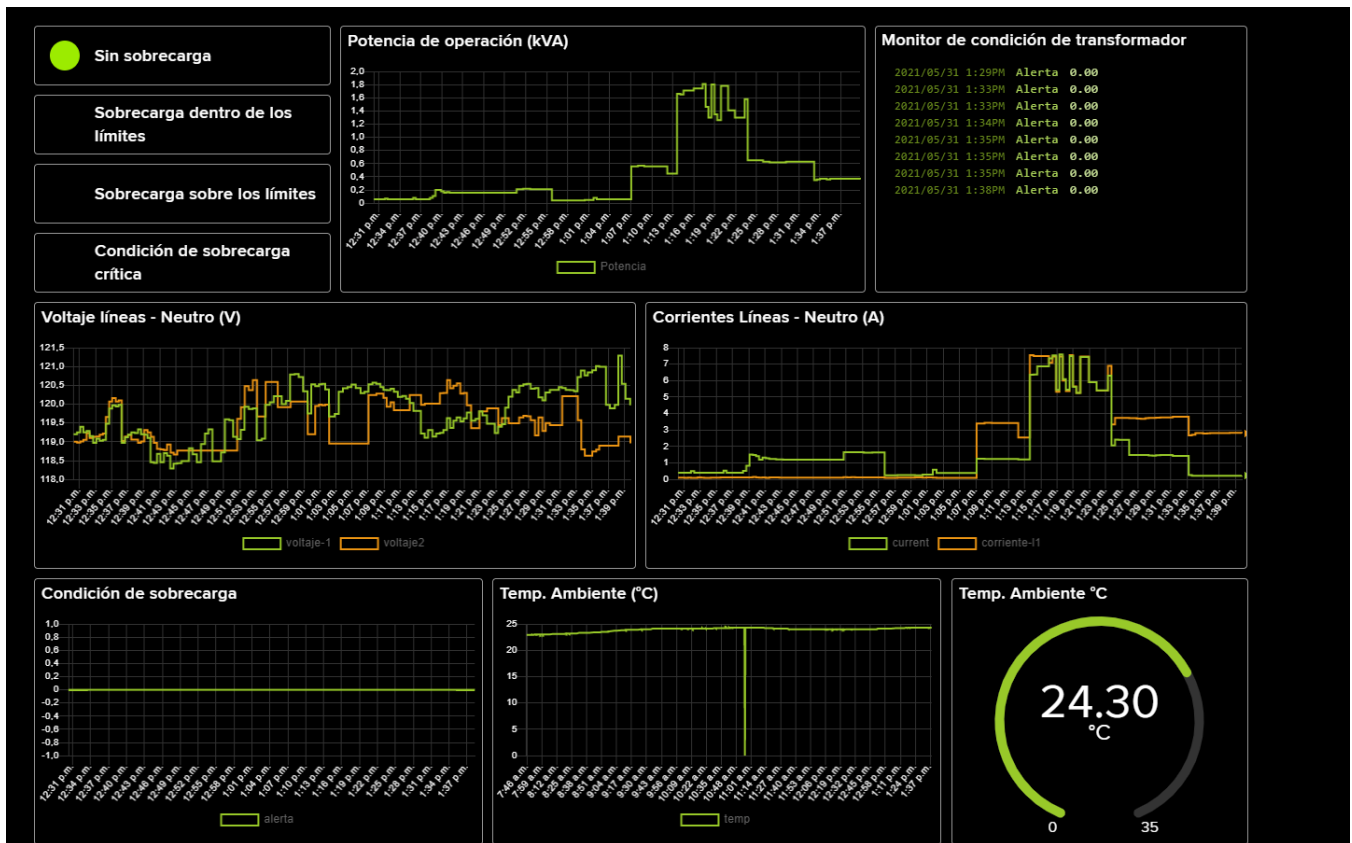


Figura 10.2.19 Dashboard del sistema de monitoreo de condición de transformador. Elaboración propia. (io.adafruit.com)

10.2.3 Validación y comprobación de resultados.

Luego de la conexión de los componentes y módulos se procede a realizar pruebas de medición y para compararlas con instrumentos certificados y calibrados, para este caso los valores corrientes RMS muestreados por el dispositivo se compararon con el amperímetro y el voltímetro que posee el Fluke 337. Con los datos se generó las Tabla 10.2.4 y la Tabla 10.2.5, en donde se muestran los valores de error relativos obtenidos luego de la calibración respectiva.

Tabla 10.2.4*Error relativo de medición de voltajes de líneas.*

Datos de voltaje (V)				
V(Fluke 337)	V1 (Sensor 1)	V2 (Sensor 2)	Error 1	Error 2
85,6	85,497	85,619	0,02%	0,02%
95,7	95,275	95,446	0,34%	0,27%
118,5	119,400	119,469	0,66%	0,82%
119,0	119,779	119,861	0,55%	0,72%
119,6	120,351	120,286	0,53%	0,57%
119,8	120,561	120,502	0,54%	0,59%
119,8	120,664	120,573	0,62%	0,65%
120,1	121,323	121,337	0,92%	1,03%
120,5	121,014	120,933	0,33%	0,36%
121,0	121,821	121,555	0,58%	0,46%
122,2	123,280	123,398	0,78%	0,98%
122,2	121,892	121,766	0,15%	0,36%
122,5	122,779	122,575	0,13%	0,06%
122,5	122,402	122,384	0,02%	0,09%
122,8	123,098	122,868	0,14%	0,06%
123,1	123,331	123,073	0,09%	0,02%
124,6	124,092	123,989	0,31%	0,49%

Fuente: Elaboración propia. (Excel)

Tabla 10.2.5*Error relativo de medición de corrientes en las líneas.*

Datos de Corrientes (A)				
I(Fluke 337)	I1 (Sensor 1)	I2 (Sensor 2)	Error 1	Error 2
0,1	0,1823	0,0887	82,30%	11,30%
0,1	0,3333	0,2063	233,30%	106,30%
0,7	0,7389	0,7449	5,56%	6,41%
1,4	1,4116	1,4215	0,83%	1,54%
2,7	2,6397	2,6844	2,23%	0,58%
4,0	3,9362	3,9957	1,60%	0,11%
11,0	10,9519	10,9384	0,44%	0,56%

17,4	17,5616	17,4515	0,93%	0,30%
17,7	17,7119	17,6297	0,07%	0,40%
21,5	21,6839	21,6386	0,86%	0,64%
25,1	25,1595	25,1605	0,24%	0,24%
25,3	25,3774	25,3777	0,31%	0,31%
32,6	32,7278	32,6720	0,39%	0,22%
38,3	38,2092	38,5971	0,24%	0,78%

Fuente: Elaboración propia. (Excel)

El porcentaje de error aumenta conforme se aproxima a valores cercanos a 0 A; este comportamiento se debe a que amperímetro presenta una resolución de 0.1 porque no está diseñado para obtener mediciones en el orden de miliamperios, además de que la interferencia captada por el microcontrolador representa alrededor de 0.5 A, afectando la medición de estos valores, sin embargo para este proyecto no son relevantes los valores de corriente inferiores a 5 A, principalmente porque las alertas se presentan cuando se supera la carga máxima de diseño del transformador que tal y como se presentó en la sección 9, las capacidades con las que cuenta el ICE rondan entre 10 kVA y 100 kVA, lo que representa corrientes entre los 42 A Y 420 A aproximadamente.

Para comprobar los resultados emitidos por el algoritmo de lógica difusa con el que fue programado el microcontrolador, se optó por simular las variables de sobrecarga, carga nominal y tiempo de sobrecarga, una vez emitido el resultado, los mismos valores son evaluados con la herramienta de Matlab de lógica difusa tal y como se muestra en la Figura 10.2.20, Figura 10.2.21 y Figura 10.2.22 . Una vez evaluados ambos sistemas, se procede a ubicar de manera manual el punto de operación en el Gráfico 10.1.5 con el que se establecieron los límites difusos.


```

Inputs:
        Tiempo de sobrecarga: 1.10
        Carga nominal:      0.70
        Sobrecarga pu:      1.10

Result:
        Condición: 35.00

```

Figura 10.2.20 Evaluación de variables de entrada en algoritmo difuso en el microprocesador. Elaboración propia. (Arduino IDE)

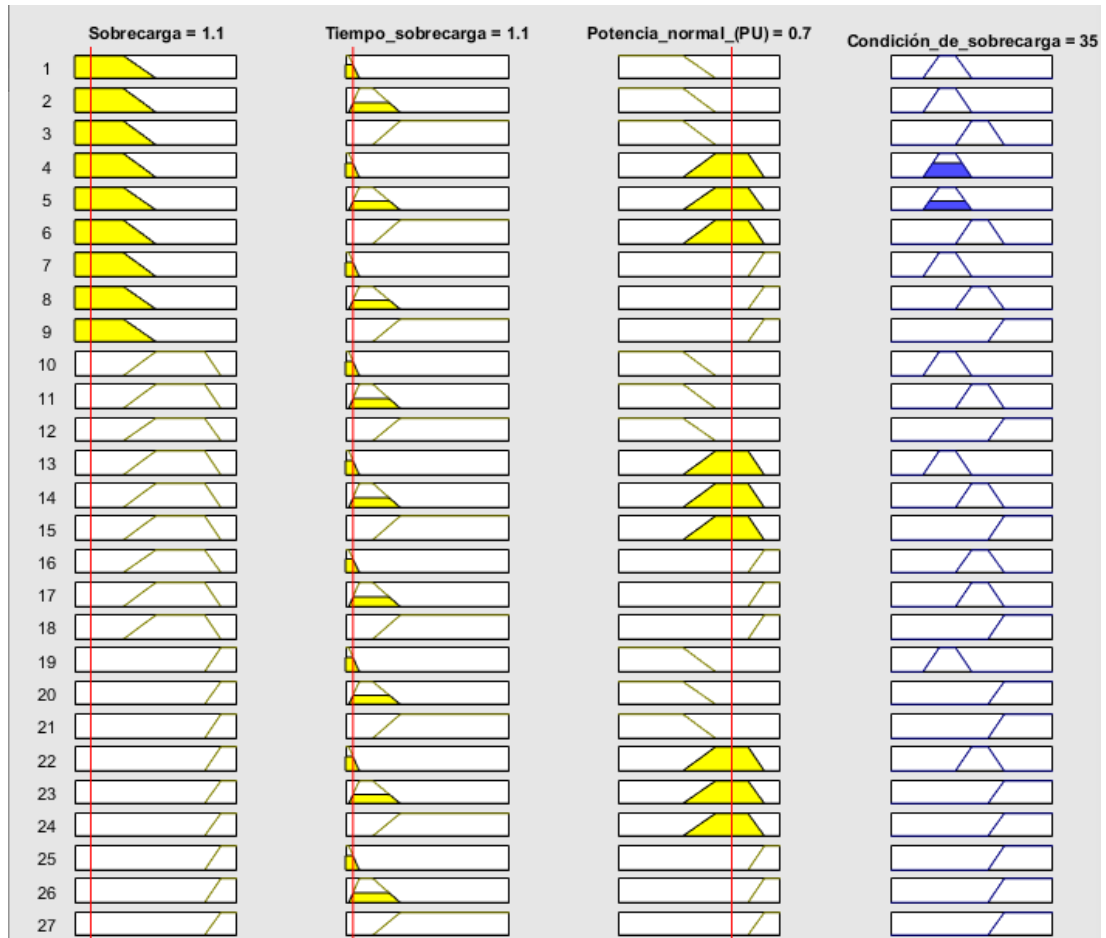


Figura 10.2.21 Evaluación de variables de entrada Matlab. Elaboración propia. (Fuzzylogicdesign)

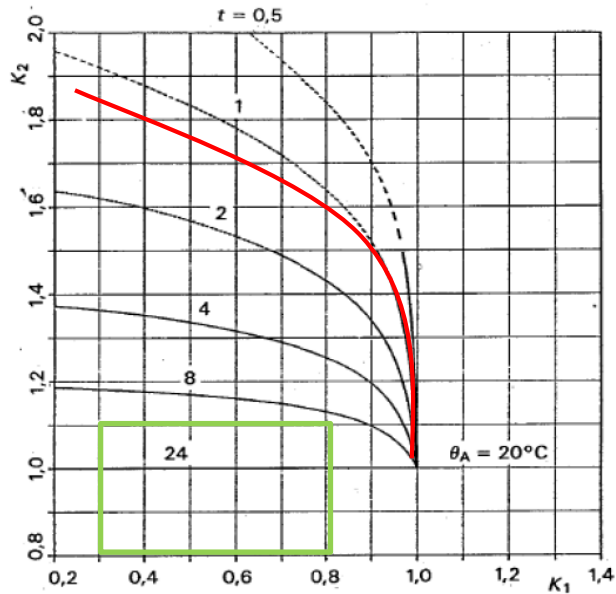


Figura 10.2.22 Evaluación de variables de entrada en gráfico .Elaboración propia.

Luego de seguir este procedimiento para cada grupo de variables de entrada simuladas se procedió a organizar los resultados en la Tabla 10.2.6.

Tabla 10.2.6

Comparación de resultados de sistemas analizadores de condición.

Entradas			Microcontrolador		MatLab		Gráfico
Sobrecarga	Horas	Carga nominal	Numérico	Lingüístico	Numérico	Lingüístico	Lingüístico
1,25	18	0,33	55	SL	55	SL	Sobre límites
1,33	6	0,17	45	DA	45	DA	Dentro de límites
1,22	11	0,2	51,9	SL	51,9	SL	Sobre límites
1,22	5	0,33	40,4	DA	40,4	DA	Dentro de límites
1,22	1	0,33	35	DA	35	DA	Dentro de límites
1,29	7	1	77,3	OL	77,3	OL	Crítico
2	9	0,17	82,6	OL	82,6	OL	Crítico
1,5	23	0,17	82,6	OL	82,6	OL	Crítico
1,67	7	0,33	77,3	OL	77,3	OL	Crítico

1,67	5	0,17	64,5	SL	64,5	SL	Sobre límites
2	7	0,25	82,1	OL	82,1	OL	Crítico
1,67	2	0,33	55	SL	55	SL	Sobre límites
1,5	0	0,2	35	DA	35	DA	Dentro de límites
1,67	5	0,25	64,55	SL	64,55	SL	Sobre límites
1,29	18	0,13	55	SL	55	SL	Sobre límites
1,33	20	0,13	61,1	SL	61,1	SL	Sobre límites
1,29	21	0,2	55	SL	55	SL	Sobre límites
1,25	22	1	82,6	OL	82,6	OL	Crítico
1,22	22	1	82,6	OL	82,6	OL	Crítico
1,25	22	0,5	55	SL	55	SL	Sobre límites

Fuente: Elaboración propia. (Excel)

Tal y como se muestra, estos resultados son congruentes con los valores obtenidos del gráfico normado, evaluando si superan o no los límites permisibles.

10.2.4 Resultados de campo

Luego de corroborar y comparar los resultados con métodos estandarizados, se pone a prueba el sistema colocándolo en un transformador del circuito de distribución, este posee una potencia nominal de 15 kVA y alimenta 14 abonados.

En la Figura 10.2.23 se observa el montaje del prototipo y el transformador ubicado a un kilómetro al sur del mirador de Orosi, en el circuito Cto.Rio Macho-Poste 70.

Ya que en la zona no se contaba con una red wifi a la que el dispositivo pudiera establecer conexión, no fue posible monitorear el transformador desde la página web; sin embargo, alrededor de 23000 datos fueron registrados en la memoria que se dispuso para este fin.

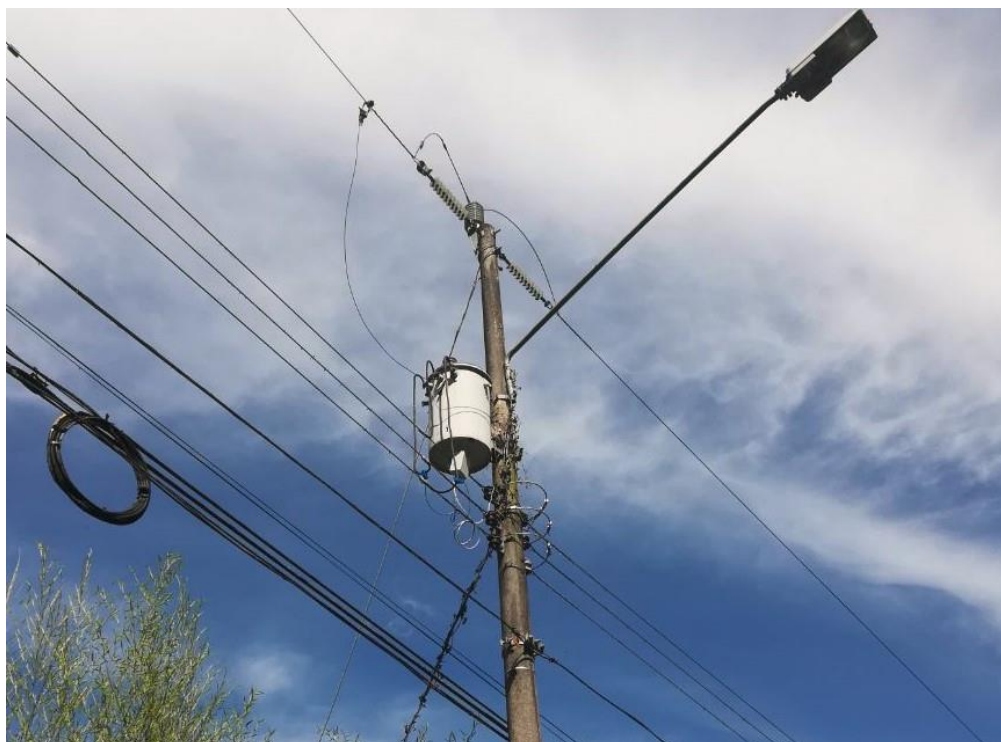


Figura 10.2.23 Montaje de equipo medidor en transformador en circuito Cto.Río Macho-Poste 70.



Figura 10.2.24 Transformador con sistema de monitoreo diseñado Cto.Río Macho-Poste 70.

El sistema de monitoreo se conectó durante un periodo de 7 días, donde de los datos que se lograron captar fue posible analizar la siguiente información relevante al comportamiento del transformador:

Tabla 10.2.7

Eventos registrados en prueba de campo.

No. Evento	Fecha de registro.	Condición de sobrecarga	Potencia de sobrecarga (K2) (kVA)	Tiempo de sobrecarga (h)
1	14/05/2021	Dentro de los límites	16.4	0.20
2	14/05/2021	Dentro de los límites	19.5	0.03
3	15/05/2021	Dentro de los límites	15.3	0.1

Fuente: Elaboración propia. (Excel)

De los datos captados es posible visualizar la curva de demanda energética que debe suplir el transformador en el Gráfico 10.2.1; además, en la Tabla 10.2.7 se muestran los eventos más significativos, sus fecha, duración y nivel de sobrecarga en PU.

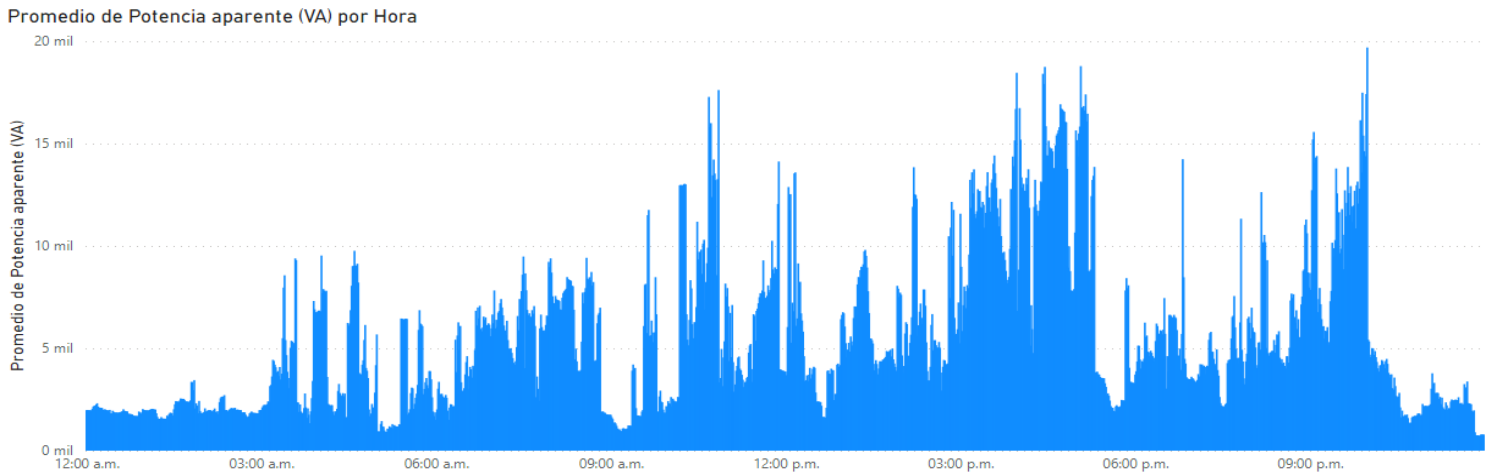


Gráfico 10.2.1 Curva de demanda energética registrada en transformador Cto.Río Macho-Poste 70. Elaboración propia (PowerBI).

De los datos obtenidos correspondientes a las corrientes de línea, se observan en el Gráfico 10.2.2 que no se presentó un desbalance en la línea durante tiempo considerable.

Promedio de I1 y Promedio de I2 por Hora

Promedio de I1 Promedio de I2

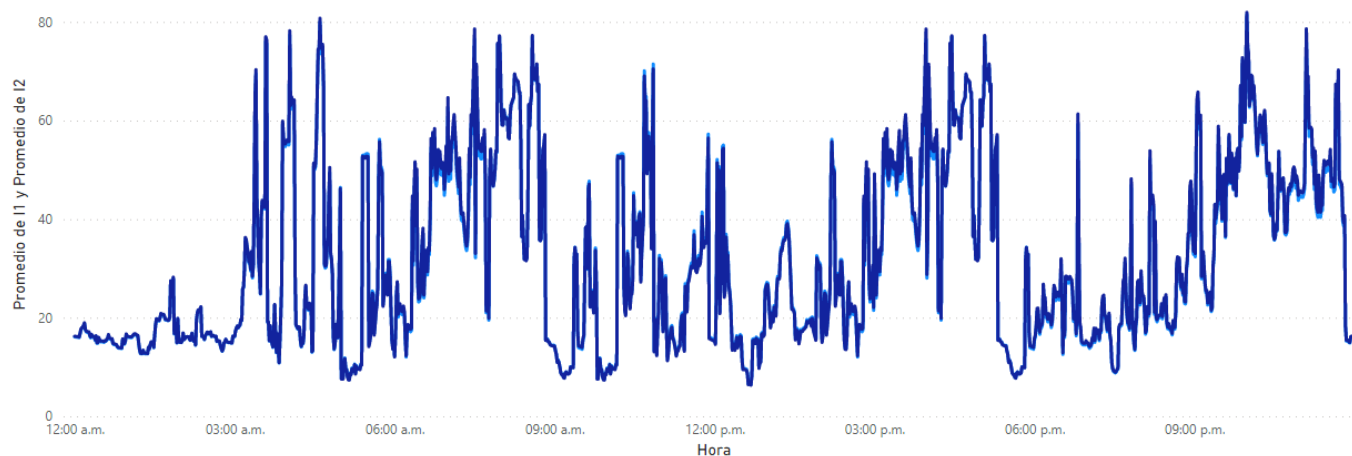


Gráfico 10.2.2 Corrientes de línea (A) en transformador Cto.Río Macho-Poste 70. Elaboración propia (PowerBI).

Con respecto a los niveles de tensión mostrados en Gráfico 10.2.3 se observa que los rangos entre los 126 V y 118 V para la línea 2, mientras que la línea 1 presentó valores más estables que oscilaron entre 124.5 V y 121 V.

Promedio de V1 y Promedio de V2 por Hora

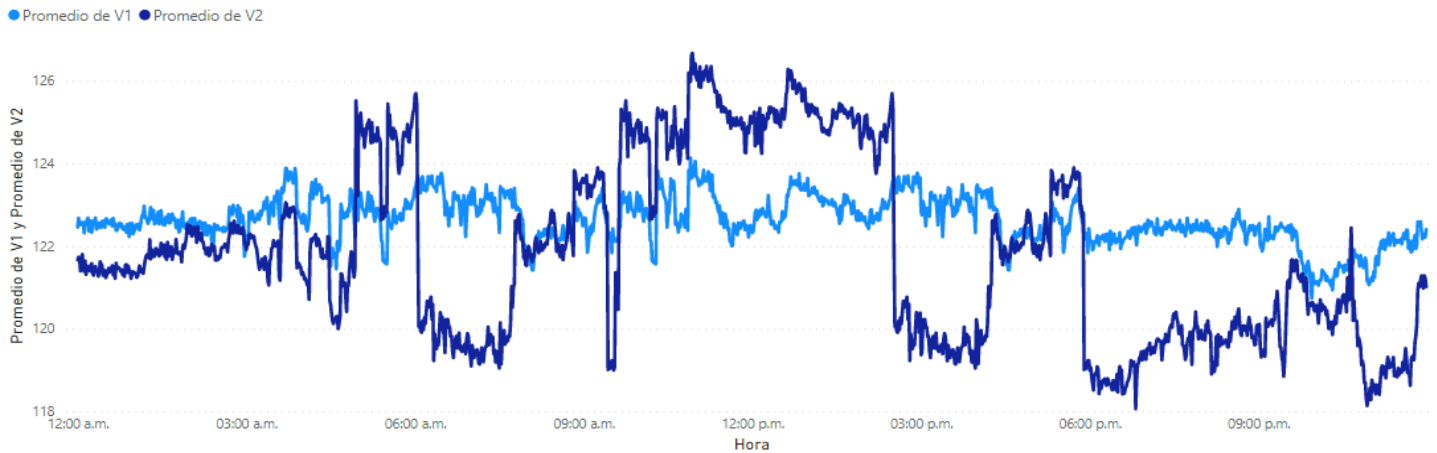


Gráfico 10.2.3 Voltajes de línea-neutro (V) en transformador Cto.Río Macho-Poste 70. Elaboración propia (PowerBI).

La temperatura ambiente captada por el sensor DTH 21 osciló entre los 16.3 °C y 28 °C. Se observa su comportamiento en el Gráfico 10.2.4.

Promedio de Temp °C por Hora

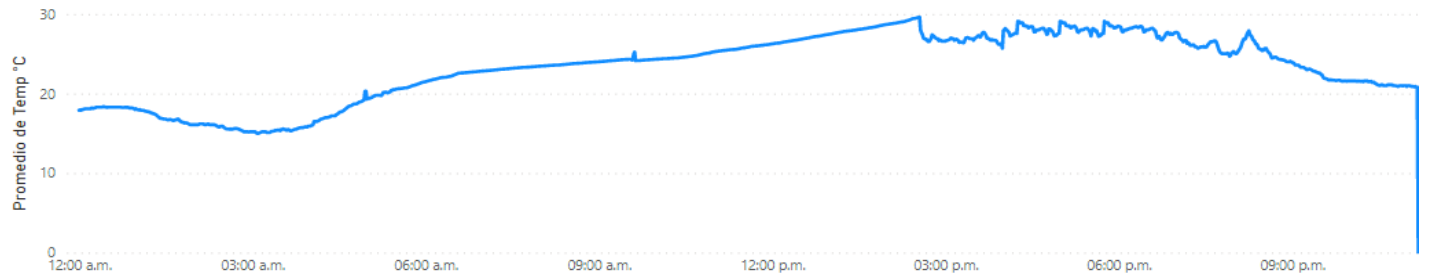


Gráfico 10.2.4 comportamiento de temperatura ambiente en la zona. Elaboración propia. (Power BI)

Durante el periodo de monitoreo, el transformador se mantuvo dentro de los parámetros de operación adecuados de diseño en los que, según las mediciones y resultados registrados, el

transformador se mantuvo sin sobrecargas "NA" y en los momentos que se sobrecargaba el equipo, no sobrepasaron valores de 17,6 kVA o 1,16 pu, con periodos que no superaron los 30 min por lo cual las sobrecargas que se presentaron estaban dentro de los límites permitidos.

11 Análisis costo-beneficio del monitoreo y la implementación del sistema de sobrecarga.

En esta sección se muestran los valores correspondientes al cálculo de costos de la implementación del sistema en la región, basado en datos internos del ICE y el valor del equipo.

11.1 Análisis de costos.

A continuación, se analizan los costos de la implementación del sistema de monitoreo de condición, según el costo total de inversión en materiales para el desarrollo de cada uno de los componentes y equipo requerido para este, cabe aclarar que estas cotizaciones se realizaron según los precios que proporcionan tiendas del mercado nacional, tales como MicroJPM y CRCibernetica. Además se agregó los costos de construcción y montaje, los cuales fueron estimados según el cálculo de horas técnicos requeridas para el ensamblaje de un medidor, estos son mostrados en la Tabla 11.1.1.

Tabla 11.1.1

Costos de sistema de monitoreo de sobrecarga.

Artículo	Cantidad	Costo / unidad	Total
TTGO lora v2 1.6	1	₡ 24.769,00	₡ 24.769,00
Sensor voltaje ZMPt101B	2	₡ 3.650,00	₡ 7.300,00
Sensor corriente SCT-013-100	2	₡ 9.300,00	₡ 18.600,00
Fuente AC/DC 120V - 5V 1A	1	₡ 3.720,00	₡ 3.720,00
Sensor Temperatura DHT21	1	₡ 5.580,00	₡ 5.580,00
Placa perforada	1	₡ 1.054,00	₡ 1.054,00
Caja EAGLE IP65 150x110x70	1	₡ 3.300,00	₡ 3.300,00
Conectores	2	₡ 1.054,00	₡ 2.108,00
Cables	2	₡ 1.500,00	₡ 3.000,00
Lagartos	3	₡ 300,00	₡ 900,00
Batería 850mA	1	₡ 7.440,00	₡ 7.440,00
Otros		₡ 4.000,00	₡ 4.000,00
Mano de obra			₡ 11.250,00
		Total por unidad	₡ 93.621,00
Cantidad de transformadores >100 kVA	871	Total por región	₡ 81.543.891,00

Fuente: Elaboración propia. (Excel)

Para el estudio económico se considera como ganancia los costos de falla evitados, que con la implementación del sistema se mejoraría la disponibilidad y confiabilidad de los transformadores, principalmente a que se conocerían cuáles son los transformadores que requieren un ajuste de capacidad o un remplazo por uno de mayor capacidad mejorando la vida útil.

Partiendo de esta condición, se propone en la Tabla 11.1.3, donde se muestra el cálculo de los costos de falla evitados en la atención de averías relacionadas a este tema anualmente. Los costos por horas no facturados se calcularon, según el promedio de horas totales de avería por los clientes afectados obteniendo la potencia total anual no facturada, el costo anual no facturado se calculó considerando una tarifa de ₡60.63 por kWh que corresponde al valor promedio anual en el periodo de estudio consultado en la página del ARESEP.

Para atender cada avería se requiere dos técnicos del ICE un técnico de grado 1 con un salario por hora de ₡9 668,09 y uno de grado 2 con un salario de ₡10 926,55. Considerando las horas anuales se calculó el rubro de mano de obra. El mismo procedimiento se siguió para el cálculo de costo de traslado y equipo considerando que el valor por hora de este es de ₡10 626,69.

Tabla 11.1.2

Afectación de la red causados por sobrecarga

	Cantidad de averías	Horas totales	Clientes afectados
Promedio anual	62,4	195,39	2026,4

Fuente: ICE 2021

Tabla 11.1.3

Costos que implican las averías de sobrecarga en transformadores anualmente.

Rubro	Costo
Costo de horas no facturadas	₡ 24 005 738,89
Costo de mano de obra	₡ 4 023 986,71
Costo de traslado y equipo	₡ 2 076 348,96
Gasto anual	₡ 30 106 074,56
Gasto por transformador	₡ 34 564,95
Gasto por kW instalado	₡ 1 384,57

Fuente: ICE 2021

Considerando un porcentaje de 3% de aumento en la tarifa eléctrica que se presentó en promedio en los últimos años según el ARESEP (2019), es posible calcular las ganancias anuales correspondientes a los costos de horas no facturadas que van en función de la tarifa eléctrica. Lo que permite, junto con los datos obtenidos tanto de la Tabla 11.1.1 como de la Tabla 11.1.3, calcular el valor actual neto y la tasa interna de retorno.

En caso de que el transformador sea monitoreado y el sistema evalúa una condición de sobrecarga que supera los valores permisibles o valores críticos, se debe proceder a sustituir el equipo por uno de mayor capacidad que se ajuste a las demandas de la zona, versus el caso de que un transformador sobrecargado sin el sistema de monitoreo eventualmente se va a dañar y necesitará sustitución. Por este motivo, en el cálculo de este rubro no se toma en consideración el costo que representa para la institución la pérdida o daño del transformador ya que tanto con sistema de monitoreo o sin él, se requiere de cambio de activo en caso de sobrecarga, cuyo valor de activo ronda en promedio los ₡ 594 500,00.

Tabla 11.1.4*Flujos de efectivo del proyecto en un horizonte de cinco años.*

Años	0	1	2	3	4	5
Inversión	-C\$81 543 891,00					
Ganancias		C\$30 106 074,56	C\$31 081 511,37	C\$32 088 552,34	C\$33 128 221,43	C\$34 201 575,81
Mantenimiento		C\$2 446 316,73	C\$2 446 316,73	C\$2 446 316,73	C\$2 446 316,73	C\$2 446 316,73
Facturación eléctrica		C\$342 426,33	C\$353 520,95	C\$364 975,03	C\$376 800,22	C\$389 008,54
Costo de operador		C\$0,00	C\$0,00	C\$0,00	C\$0,00	C\$0,00
Utilidad antes de impuestos		C\$27 317 331,49	C\$28 281 673,69	C\$29 277 260,58	C\$30 305 104,49	C\$31 366 250,54
Tasa de descuento		C\$0,00	C\$0,00	C\$0,00	C\$0,00	C\$0,00
Utilidad neta	-C\$81 543 891,00	C\$27 317 331,49	C\$28 281 673,69	C\$29 277 260,58	C\$30 305 104,49	C\$31 366 250,54
VP		C\$24 833 938	C\$23 373 284	C\$21 996 439	C\$20 698 794	C\$19 475 974
Valor acumulado		C\$24 833 938	C\$48 207 222	C\$70 203 661	C\$90 902 455	C\$110 378 429
VAN flujo		C\$110 378 429				
VAN proyecto		C\$28 834 538				
TIR		22,7011%				
Periodo de recuperación descontado		-C\$56 709 953	-C\$33 336 669	-C\$11 340 230	C\$9 358 564	C\$28 834 538

Fuente: Elaboración propia. (Excel)

En la tabla se representan los valores empleados para el cálculo del VAN del proyecto corresponde al valor de C\$28 834 538, lo que se interpreta como que el proyecto es rentable para la institución. Además, un TIR de 22,70% lo cual también indica que es aceptable.

El análisis económico también indicó que el periodo de recuperación corresponde a 3.4 años, lo cual se interpreta como que después del tercer año en el mes de abril, se empezarían a obtener las ganancias respectivas.

Por último, con el análisis del costo-beneficio para este proyecto, corresponde a 1,32, este valor se indica que por cada colón invertido se genera C\$1,32 de VAN.

Es importante considerar que para este estudio solamente se contempló los costos directos que implica para la institución, no se toman en cuenta las pérdidas que representan en las labores de los clientes ya que serían incalculables y se salen del alcance de este proyecto.

12 Conclusiones

- 1 Como resultado del Análisis de Criticidad ejecutado en el proyecto, se logró determinar qué los sistemas y componentes críticos de la red de distribución eléctrica del ICE, del cual se obtuvo que el mayor número de criticidad (RPN) corresponde a los transformadores con un valor de 504 y la principal causa de avería es la sobrecarga de los modos de fallo.
- 2 Se diseñó un sistema de monitoreo de variables eléctricas para transformadores, capaz de evaluar la condición de sobrecarga por medio de un algoritmo de lógica difusa basado en la norma IEC 60076-2.
- 3 Mediante el análisis financiero de la implementación y adquisición del sistema de monitoreo en la red del ICE, Región Huetar, se calculó que el dispositivo tiene un costo por unidad de ₡93 621,00 por lo que el periodo de recuperación es de aproximadamente 3 años y 4 meses, con un VAN de ₡ 28 834 538, un TIR de inversión del 22,70% y una relación de costo-beneficio de 1,32. Lo que hace que el proyecto sea viable y económicamente aceptable y rentable para la institución.

13 Oportunidades de mejora

- Se sugiere que se mantenga un registro detallado de reparaciones en transformadores efectuadas en el taller, para poder analizar de forma más específica la situación pertinente de las averías.
- El sistema de monitoreo puede actualizarse para calcular y estimar el consumo de energía que proporciona el transformador en estudio.
- Se puede utilizar otro método para la transición de datos que sea de mayor conveniencia para la institución, tal y como lo es el sistema RF que ya se implementa para los medidores residenciales de algunas zonas, ya que se puede aprovechar el módulo incorporado con el que cuenta el microcontrolador seleccionado.
- Se recomienda mejorar el algoritmo de medición de condición o utilizar uno con capacidades superiores con un ajuste más exacto.
- Se sugiere utilizar el sistema bases de datos y análisis de información que posee el ICE para la visualización y monitoreo de parámetros de los transformadores, ya que esta cuenta con el respaldo y soporte que requieren estos sistemas.

14 Bibliografía

- Adafruit Industries. (s. f.). *Www.Adafruit.Com*. Recuperado 15 de abril de 2021, de <https://www.adafruit.com/support>
- Aguilar J, Torres R, Magaña D. (2010). Failure mode and effects and criticality analysis (FMECA) for maintenance planning using risk and safety criteria, México.
- Akbari, M., Khazaee, P., Sabetghadam, I. y Karimifard, P. (2013). *Failure modes and effects analysis (FMEA) for power transformers*.
- Arroyo Gordillo, P., y Kleeberg Hidalgo, F. (2013). Inversión y Rentabilidad de Proyectos Acuícolas en el Perú. *Ingeniería Industrial* (85), 63-89.
- Aresep. (2019) *Informe de la evaluación de la calidad del suministro eléctrico*.
- Bernardo, G. (2020, 21 julio). *La tecnología LoRa - La scheda di sviluppo TTGO LoRa32 - Parte 1 - introduzione | SETTOREZERO*. SETTOREZERO | Play embedded electronics. https://www.settozero.com/wordpress/lora_lorawan_lilygo_ttgo_lora32_esp32/
- Carneiro, J., Rossetti, F., Silva, D., y Oliveira, E. (2018). *BIM, GIS, IoT, and AR/VR Integration for Smart Maintenance and Management of Road Networks: a Review*. IEEE International Smart Cities Conference (ISC2), Kansas City, MO, USA, 2018, pp. 1-7, doi: 10.1109/ISC2.2018.8656978.
- Chacko, S. T., y Deshmukh V. (2019). *IoT based Online Power Consumption Monitoring of a Distribution transformer feeding Domestic/Commercial Consumer loads*. 4th International Conference on Information Systems and Computer Networks (ISCON), Mathura, India, 2019, pp. 441-445, doi: 10.1109/ISCON47742.2019.9036178.
- Chelaru, E. y Grigoraş, G. (2020) *Decision Support System to Determine the Replacement Ranking of the Aged Transformers in Electric Distribution Networks*, 12th International Conference on Electronics, Computers and Artificial Intelligence (ECAI), Bucharest, Romania, 2020, pp. 1-6, doi: 10.1109/ECAI50035.2020.9223122.
- Delgado Juarez, G., y Perez Akaki, P. (2013). Evaluación de la conversión a café orgánico usando la metodología de opciones reales. *Contaduría Y Administración*, 58(88), 87-115.
- Diciembre Sanahuja, S. (2017). *Sistemas de Control con Lógica Difusa: Métodos de Mamdani y de Takagi-Sugeno-Kang (TSK)*.
- Espressif. (s. f.). *ESP32 Wi-Fi & Bluetooth MCU | Espressif Systems*. www.espressif.com. <https://www.espressif.com/en/products/socs/esp32>

- Farfan, C., Marín, D., Chacón-Troya, D. y Medina, R. (2018) *Assessing Consequences of the Final Failure of a Power Transformer Using Fuzzy Logic and Expert Criteria*, IEEE Canadian Conference on Electrical & Computer Engineering (CCECE), Quebec City, QC, 2018, pp. 1-6, doi: 10.1109/CCECE.2018.8447618.
- Foro Económico Mundial, *The Future of electricity: New technologies Transforming the Grid Edge*.2017
- Grupo ICE, *Estrategia 4.0 2019-2023*. Costa Rica, 2019
- Grisales Gómez, D. F. (2017). *Modelo térmico para evaluación de sobrecargas en transformadores* (Bachelor's thesis).
- IEEE (2019) *Approved Draft Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers*," in IEEE PC57.104/D6.2, vol., no., pp.1-103.
- IEEE. (2011). *IEEE Guide for Determination of Maximum Winding Temperature Rise in Liquid-Filled Transformers. IEEE Std 1538–2000*. Publicado. <https://doi.org/10.1109/ieeestd.2000.91904>.
- Jaiswal, G. C., Ballal, M. S., y Renge, M. M. (2018). *Condition Monitoring of Breather for Transformer Health Assessment*. IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES) (pp. 1-6). IEEE.
- Jamal, H., Nadeem Khan M. F., Anjum A. y, Janjua, M. K. (2018) *Thermal Monitoring and Protection for Distribution Transformer Under Residential Loading Using Internet of Things*, IEEE Global Conference on Internet of Things (GCIoT), Alexandria, Egypt, 2018, pp. 1-6, doi: 10.1109/GCIoT.2018.8620135.
- Marquez Diaz, C. L., y Castro M., J. F. (2015). *Uso del valor actual neto, tasa interna de retorno y relación beneficio-costo en la evaluación financiera de un programa de vacunación de fiebre aftosa en el estado Yaracuy, Venezuela*. Revista De La Facultad De Ciencias Veterinarias, UCV, 56(60), 58-61.
- Mehta, D., Kundu, P., Chowdhury A. y Lakhiani, V. K. DGA (2015). *Diagnostics save transformers - case studies*, International Conference on Condition Assessment Techniques in Electrical Systems (CATCON), Bangalore, 2015, pp. 116-120, doi: 10.1109/CATCON.2015.7449519.
- Mercado, G., Álvarez, L., Bocaccini, L., Ledda, M., Membrives, J., Muros, M., López, L., Juárez, D., Guillén, L. Gómez, F., Favaro, G., Ciperiani, G., Dumé, S. y Berra, G. (2017). *Diagnóstico y metodología para la implementación de "internet of things" en el planeamiento y desarrollo de ciudades inteligentes*.
- Mercado, G., et.al, *SG-SM - Smart Grid San Martin Red de Distribución y Generación de Energía Inteligente en Ciudad Gral San Martin – Mendoza*. Anales del WORKSHOP DE INVESTIGADORES EN CIENCIAS DE LA COMPUTACION WICC 2015 16 y 17 de abril de 2015

- Peng, L., Min, C., Qi-mao, L., Xin-ling, S. y Shang-fei G. (2012). *Overview on icing prediction models and decision-making methods of de-icing for power transmission line* Proceedings of the 31st Chinese Control Conference, Hefei, 2012, pp. 7125-7130.
- Pérez, P. A. (2001). Transformadores de distribución. Reverté.
- Prieto Morales, Roberto, Meneses Villegas, Claudio, & Vega Zepeda, Vianca. (2015). Análisis comparativo de modelos de madurez en inteligencia de negocio. *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, 23(3), 361-371. <https://dx.doi.org/10.4067/S0718-33052015000300005>
- Serie Programa Visión. *El sector eléctrico en Costa Rica.*, PV-01-17, febrero 2017. <https://www.academiaca.or.cr/wp-content/uploads/2017/05/El-sector-ele%CC%81ctrico-en-Costa-Rica.pdf>
- Srivastava D. y Tripathi, M. M. (2018). *Transformer Health Monitoring System Using Internet of Things*. 2nd IEEE International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES), Delhi, India, 2018, pp. 903-908, doi: 10.1109/ICPEICES.2018.8897325.
- Velásquez, R. M. A., y Lara, J. V. M., (2017) *Expert system for power transformer diagnosis*. IEEE XXIV International Conference on Electronics, Electrical Engineering and Computing (INTERCON), Cusco, 2017, pp. 1-4, doi: 10.1109/INTERCON.2017.8079640.
- Isha, M. T., & Wang, Z. (2008, April). Transformer hotspot temperature calculation using IEEE loading guide. In 2008 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (pp. 1017-1020). IEEE.
- Moreno, J. F. C., Gonzaga, C. F. T., Vinueza, R. E. S., & Segovia, M. Á. L. (2018). Sensor de medición de potencia y corriente con transferencia de datos en tiempo real a la página ThingSpeak. *Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas*, 2(2), 97-106.
- Yébenes Cabrejas, F. J. (2009). *Gestión de la cargabilidad de transformadores de potencia* (Bachelor's thesis).

15 Anexos

15.1 Planos y diagrama de sistema de monitoreo

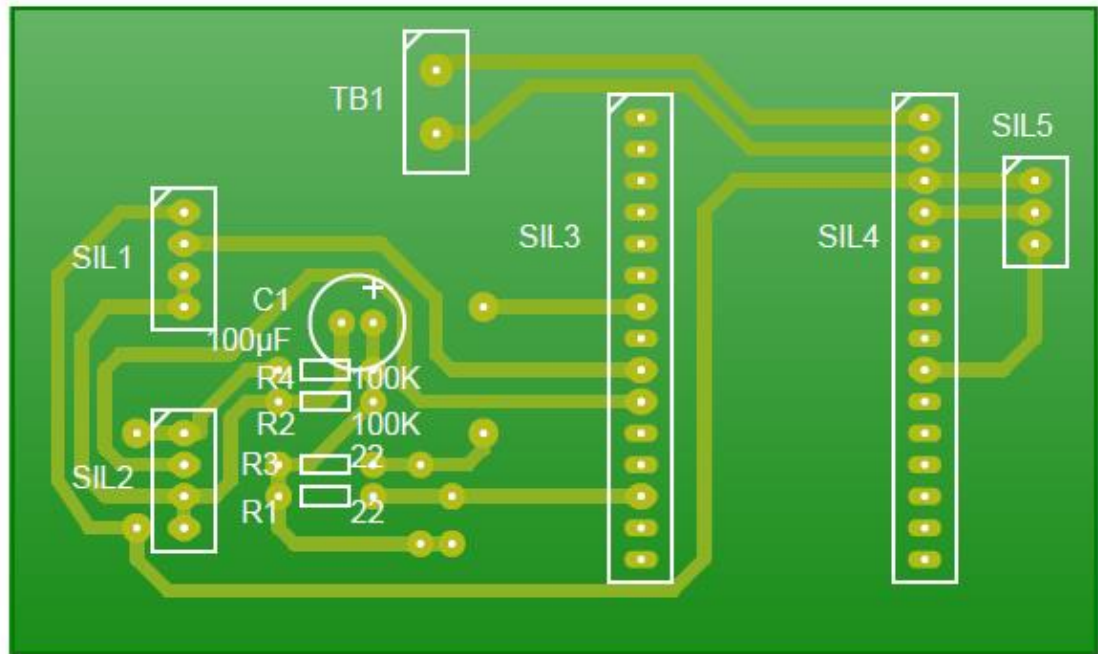


Figura 11.1.1 Diagrama de montaje circuito PCB.

Elaboración propia. (Proteus 8)

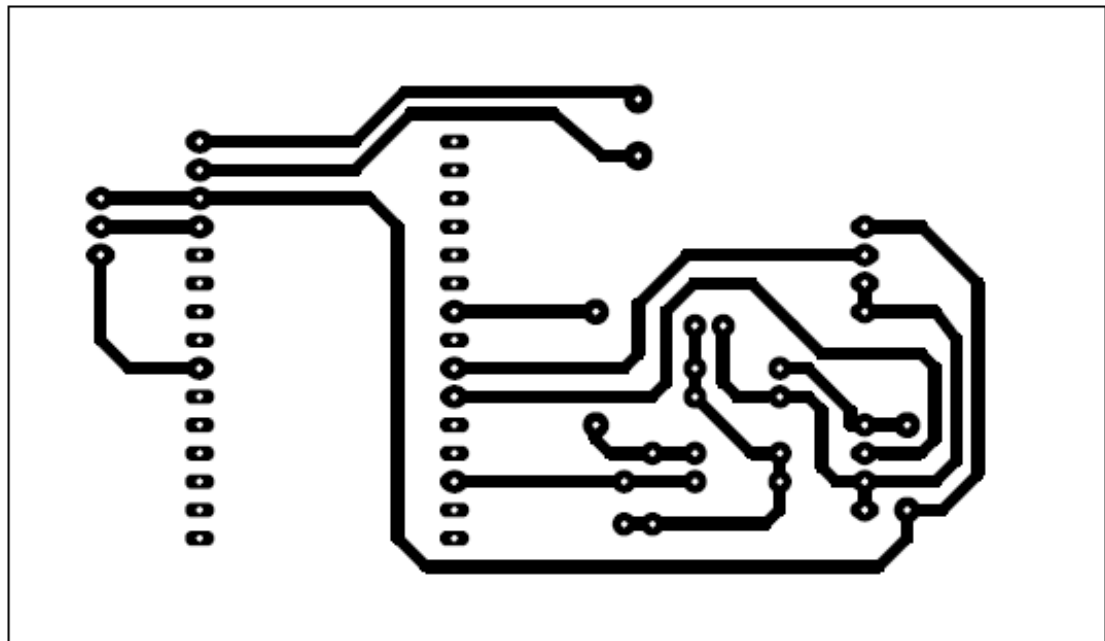
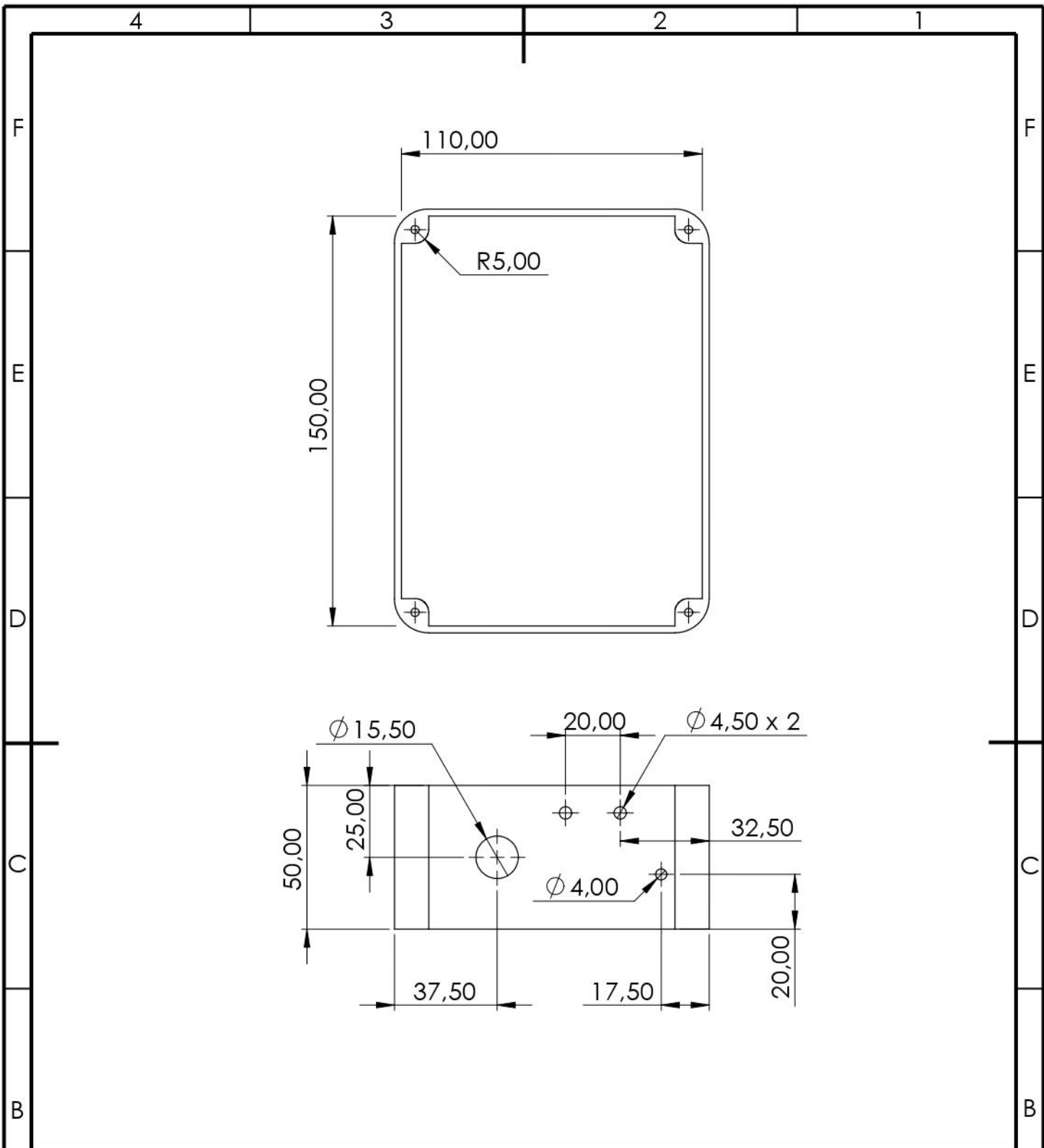


Figura 15.1.1 Diagrama de pistas de circuito PCB. Sin escala

Elaboración propia. (Proteus 8)



TEC | Tecnológico de Costa Rica

ESCUELA DE INGENIERIA ELECTROMECHANICA

Trabajo Final de graduación

	NOMBRE	FIRMA	FECHA
DIBUJ.	R.Guevara		1/5/2021
VERIF.	L. Gómez		10/5/2021

PARTE:

Caja de proyecto

MATERIAL:
PVC

SISTEMA:



TOLERANCIA EN:
mm

PROYECTO:
Sistema de monitoreo

ESCALA:
1:2

FORMATO
CARTA

UNIDADES: mm

HOJA 1 DE 1

15.2 Fotos de resultados

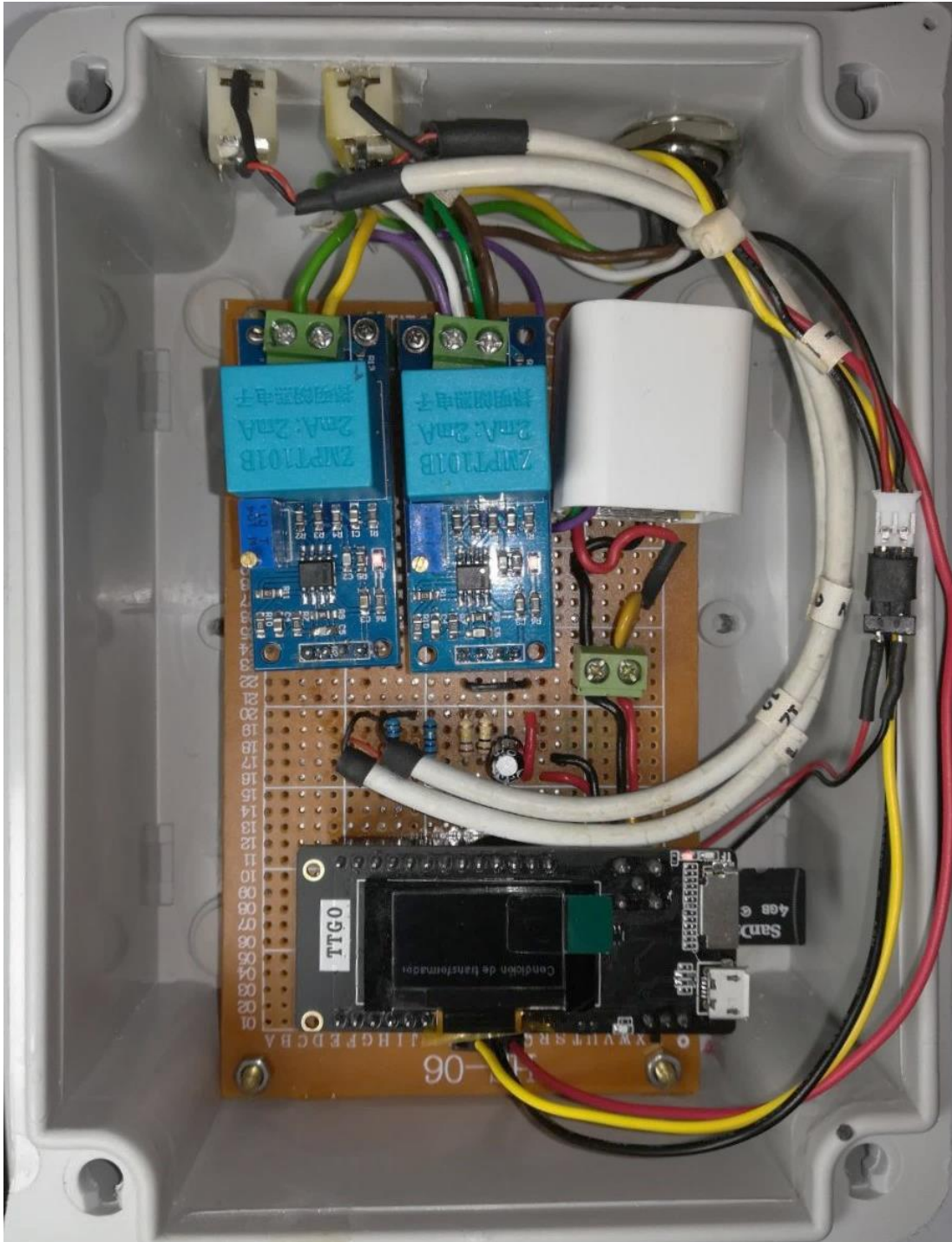


Figura 15.2.1 Imagen de conexión interna de proyecto

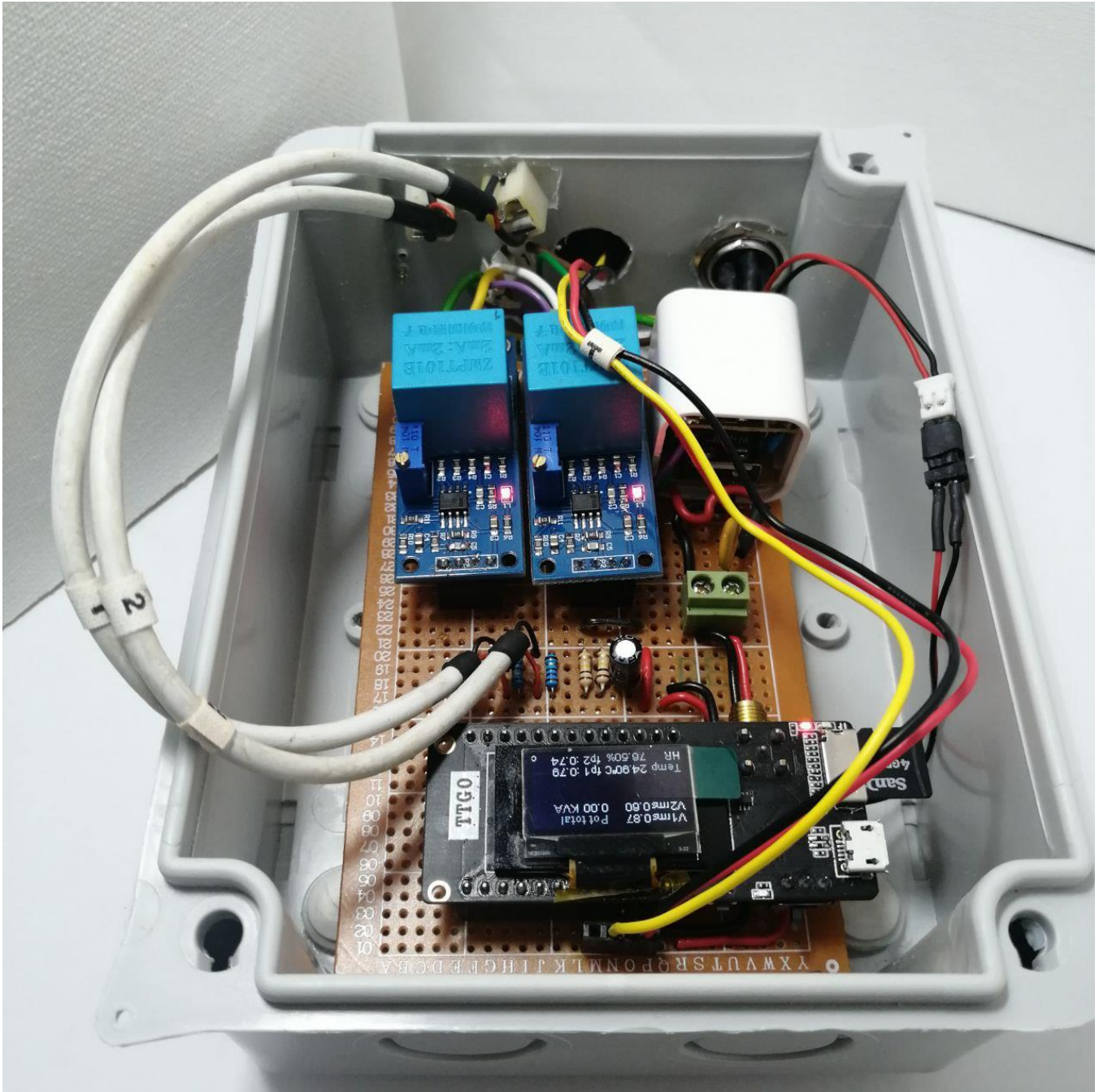


Figura 15.2.2 Imagen de conexión interna de proyecto

A. Apéndices Formulario de avería

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD															X		
UN SERVICIO AL CLIENTE																	
INTERRUPCIONES DEL SERVICIO ELECTRICO																	
					F-61-0001					Limon							
OPERADOR DE TURNO					DEPENDENCIA					BITACORA							
REPORTA EL CLIENTE					Telefono					# DE CONSECUTIVO							
										REPORTE							
										TRIFASICA							
										FASE							
										R <input type="checkbox"/>							
										S <input type="checkbox"/>							
										T <input type="checkbox"/>							
FECHA DE LA INTERRUPCION			Dia			RECEPCION DEL AVISO			FLUCTUACION DE TENSION			LUGAR DE LA INTERRUPCION					
1/6/2021			1														
INICIO			TERMINO			CLIENTES			CORRIENTE DE FALTA (IK)								
DIA HRS MIN			DIA HRS MIN			AFECTADOS			LOCALIZACION DE LA FALLA			SUB CTO SECCION					
1			1														
									LOCALIZACION DELEQUIPO			VOLTAJE AFECTADO					
												230 - 138 kV <input type="checkbox"/> 2.4 / 4.2 kV <input type="checkbox"/>					
												19.9 - 34.5 kV <input type="checkbox"/> 120 / 240 V <input type="checkbox"/>					
												7.6 / 13.2 kV <input type="checkbox"/> 277 / 480 V <input type="checkbox"/>					
PROTECCION QUE OPERO					EQUIPO INTERVENIDO					DAÑO OBSERVADO EN EL MATERIAL O EQUIPO							
100 NINGUNA										300 NINGUNO							
101 RECLOSOR O INTERRUP. DE SUBSTACION										301 QUEBRADO							
102 RECLOSOR O SECCIONALIZADOR DE LINEA										302 QUEMADO							
103 CORTACIRCUITOS FUSIBLES DE LINEA										303 FUNDIDO							
104 FUSIBLE PRIMARIO DE TRANSFORMADOR										304 RECALENTADO							
105 DISYUNTOR DE TRANSFORMADOR(AUTOPROTEGIDO)										305 REVENTADO							
106 INTERRUPTOR (SWITCH) DE ABONADO										306 CAIDO O DESPRENDIDO							
107 SECCIONALIZADOR ELECTRONICO (CES)										307 DOBLADO							
108 EQUIPO DE TRANSPORTE										308 ABIERTO							
109 EQUIPO INTERVENIDO MANUALMENTE										309 OTRO (ESPECIFIQUE EN OBSERVACIONES)							
Reportar averia																	
MATERIAL O EQUIPO DAÑADO					INFORMACION SIRDE					CAUSAS DE LA INTERRUPCION							
200 NINGUNO					¿Se Modifican los elementos de la Red?					400 NO IDENTIFICADA							
201 POSTE, TORRES, STUB					Poste <input type="checkbox"/>					401 FLORA (RAMAS)							
202 ANCLA, RETENIDA					Montajes <input type="checkbox"/>					402 FAUNA (ANIMALES)							
203 CRUCERO, ARRIOSTRE					Conductores <input type="checkbox"/>					403 OTROS OBJETOS SOBRE LA LINEA							
204 OTROS HERRAJES (ESPECIFIQUE EN OBSERVACION)					Equipos Protección <input type="checkbox"/>					404 VEHICULOS							
					Transformadores <input type="checkbox"/>					405 DESCARGAS ATMOSFERICAS (RAYERIA)							
208 HILO GUARDA					# Medidor					406 VIENTO							
209 LINEA ACTIVA					Información de Medidor					407 CONTAMINACION							
210 JUNPER PRIMARIO					Trabajo ejecutado:					408 OXIDACION, ELECTROLISIS, SULFATACION							
211 CABLE O ACCESORIO DE ALTA TENSION (SUBTERRANEO)					Mantenimiento <input type="checkbox"/>					409 CONEXION FLOJA							
212 AMARRA PRIMARIA					Reconexión <input type="checkbox"/>					410 DAÑO EN MATERIAL O EQUIPO INSTALADO							
213 BRIDA PRIMARIA DE TRANSFORMADOR					Retiro/ Desconexión <input type="checkbox"/>					411 DAÑO EN INSTALACION PARTICULAR (DAÑO INTERNO)							
214 REMATE O EMPATE PREFORMADO EN A. T.					Cambio de Interruptor/ cuchilla de Abonado. <input type="checkbox"/>					412 ERROR HUMANO EN DISTRIBUCION							
215 AISLADOR PRIMARIO					# NISE					413 SUSPENSION PROGRAMADA							
216 GRAPA O CONECTOR EN A. T.					# MEDIDOR RETIRADO					414 FALLA DE SUMINISTRO EN DISTRIBUCION							
217 OTROS EN A. T. (ESPECIFIQUE EN OBSERVACIONES)					# SELLO RETIRADO					415 VANDALISMO							
218 CONDUCTOR ACTIVO					LECTURA					416 MANOBRAS DE OPERACION							
219 CONDUCTOR NEUTRO					# MEDIDOR INSTALADO					417 CA TASTROFES							
220 JUNPER SECUNDARIO					# SELLO INSTALADO					418 ARBOLES SOBRE LA LINEA							
221 AMARRA SECUNDARIA					LECTURA					419 TRANSFORMADOR SOBRECARGADO							
222 BRIDA SECUNDARIA DE TRANSFORMADOR					Tiempo de Reparación					420 SUSPENSION CORRECTIVA DE URGENCIA							
223 CABLE DE ACOMETIDA					Hora Seccionamiento : Tt					421 AVERIA EN SISTEMA DE TRANSPORTE							
224 REMATE O EMPATE PREFORMADO EN B. T.					Hora Reparacion : Tv					422 POR BAJA FRECUENCIA							
225 GRAPA O CONECTOR EN B. T.					VEHICULO UTILIZADO Nº					423 SUSPENSION PROGRAMADA EN TRANSPORTE							
226 MEDIDOR kWh										424 ERROR HUMANO EN TRANSPORTE							
227 SOCKET PARA MEDIDOR										425 OTRAS CAUSAS							
228 OTROS EN B. T. (ESPECIFIQUE EN OBSERVACIONES)										426 LLUVIA							
230 RECLOSOR O SECCIONALIZADOR AUTOMATICO										427 INUNDACIONES							
231 TRANSFORMADOR DE POTENCIA										428 DESLIZAMIENTOS							
232 TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION										429 TORNADOS							
233 TRANSFORMADOR DE POTENCIAL O DE CORRIENTE (A. T.)										430 HURACANES							
234 REGULADOR DE TENSION										431 ACTIVIDAD VOLCANICA							
235 CAPACITOR										432 SISMOS, TERREMOTOS Y MAREMOTOS							
236 CORTACIRCUITOS										433 INCENDIOS FORESTALES							
237 PARARRAYOS										434 EXCAVACIONES							
238 CUCHILLA SECCIONALIZADORA										435 HURTO DE ELECTRICIDAD O MAT O EQUIPOS							
239 SECCIONALIZADOR ELECTRONICO										436 TRABAJOS EN EDIFICACIONES							
240 ROMPECARGAS										437 TRABAJOS EN EXTERIORES Y AJENOS A LA RED							
241 OTRO (ESPECIFIQUE EN OBSERVACIONES)										438 TRABAJOS AJENOS A LA RED ELECTRICA							
COMUNICA AL ENCARGADO(NOMBRE)										439 INCENDIO EN INFRAESTRUCTURA ELECTRICA							
										440 USUARIO: SOBRECARGA							
										441 TRABAJOS DE OTRAS EMP. DISTRIBUIDORAS							
										442 ERRORES O DEFICIENCIAS EN COORDINACION							
										443 ERRORES EN MANOBRAS DE OPERACION							
										444 INCORRECTA INSTALACION DE MAT O EQUIPOS							
										445 DEFICIENTE CALIDAD EN MATERIAL. O EQUIPO							
										446 DESCONEXION DE CARGA (POR CENGE)							
										447 FALLO EN MATERIALES O EQUIPOS							
SALIDA DEL VEHICULO			LLEGADA DEL VEHICULO A LA INTERRUPCION			LLEGADA DEL VEHICULO LOCALIZACION AVERIA			REGRESO ACTIVIDAD ANTERIOR O INICIAR INTERRUPCION O GUARDAR EL VEHICULO			NOMBRE PERSONAL QUE LA BORO			FIRMA		
HORA			HORA			HORA			HORA FINAL:								
MIN			MIN			MIN			MINUTOS FINAL:								
KILOMETRAJE SALIDA:			KILOMETRAJE LLEGADA:			KILOMETRAJE LOC.:			KILOMETRAJE FINAL:								