



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

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN PARA LA PROPUESTA DE REDUCCIÓN DE SATURACIÓN
EN TRANSFORMADORES DE CORRIENTE EN UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA
CONFIGURACIÓN BARRA SIMPLE POR MEDIO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE
TECNOLOGÍA MODERNA *MERGIN UNIT***

Daniel Armando García Olivarez

Asesorado por el Maestro Ing. Edgar Estuardo Chaj Ramírez

Guatemala, marzo de 2021

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN PARA LA PROPUESTA DE REDUCCIÓN DE SATURACIÓN
EN TRANSFORMADORES DE CORRIENTE EN UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA
CONFIGURACIÓN BARRA SIMPLE POR MEDIO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE
TECNOLOGÍA MODERNA *MERGIN UNIT***

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

DANIEL ARMANDO GARCÍA OLIVAREZ

ASESORADO POR EL MAESTRO ING. EDGAR ESTUARDO CHAJ RAMÍREZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, MARZO DE 2021

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

| | |
|------------|---------------------------------------|
| DECANA | Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada |
| VOCAL I | Ing. José Francisco Gómez Rivera |
| VOCAL II | Ing. Mario Renato Escobedo Martínez |
| VOCAL III | Ing. José Milton de León Bran |
| VOCAL IV | Br. Christian Moisés de la Cruz Leal |
| VOCAL V | Br. Kevin Armando Cruz Lorente |
| SECRETARIO | Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez |

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

| | |
|------------|--------------------------------------|
| DECANO | Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos |
| EXAMINADOR | Ing. Bayron Armando Cuyán Culajay |
| EXAMINADOR | Ing. Jorge Gilberto González Padilla |
| EXAMINADOR | Ing. Julio Rolando Barrios Archila |
| SECRETARIO | Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez |

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN PARA LA PROPUESTA DE REDUCCIÓN DE SATURACIÓN
EN TRANSFORMADORES DE CORRIENTE EN UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA
CONFIGURACIÓN BARRA SIMPLE POR MEDIO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE
TECNOLOGÍA MODERNA *MERGIN UNIT***

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Estudios de Postgrado, con fecha 21 de noviembre de 2020.

Daniel Armando García Olivarez

Ref. EEPFI-1539-2020
Guatemala, 21 de noviembre de 2020

Director
Armando Alonso Rivera Carrillo
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Presente.


Estimado Ing. Rivera:

Reciba un cordial saludo de la Escuela de Estudios de Postgrado. El propósito de la presente es para informarle que se ha revisado y aprobado el **DISEÑO DE INVESTIGACIÓN: PROPUESTA DE REDUCCIÓN DE SATURACIÓN EN TRANSFORMADORES DE CORRIENTE EN UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA CONFIGURACIÓN BARRA SIMPLE POR MEDIO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE TECNOLOGÍA MODERNA MERGIN UNIT**, presentado por el estudiante **Daniel Armando García Olivarez** carné número **200611346**, quien optó por la modalidad del "PROCESO DE GRADUACIÓN DE LOS ESTUDIANTES DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA OPCIÓN ESTUDIOS DE POSTGRADO". Previo a culminar sus estudios en la Maestría en Artes en Gestión de Mercados Eléctricos Regulados.


Y habiendo cumplido y aprobado con los requisitos establecidos en el normativo de este Proceso de Graduación en el Punto 6.2, aprobado por la Junta Directiva de la Facultad de Ingeniería en el Punto Décimo, Inciso 10.2 del Acta 28-2011 de fecha 19 de septiembre de 2011, firmo y sello la presente para el trámite correspondiente de graduación de Pregrado.

Atentamente,

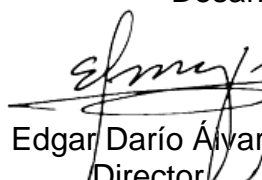
"Id y Enseñad a Todos"

 EDGAR ESTUARDO CHAJ RAMIREZ
INGENIERO ELECTRICISTAC
olegiado No.9134

Mtro. Edgar Estuardo Chaj Ramírez
Asesor

 UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
ESCUELA DE POSTGRADO
FACULTAD DE INGENIERIA
DE GUATEMALA

Mtro. Juan Carlos Fuentes Montepeque
Coordinador de Área
Desarrollo Socio-Ambiental y Energético

 UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCIÓN
ESCUELA DE POSTGRADO

Mtro. Edgar Darío Álvarez Coti
Director

Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería



EEP-EIME-023-2020

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen del Asesor, el visto bueno del Coordinador y Director de la Escuela de Estudios de Postgrado, del Diseño de Investigación en la modalidad Estudios de Pregrado y Postgrado titulado: **PROPUESTA DE REDUCCIÓN DE SATURACIÓN EN TRANSFORMADORES DE CORRIENTE EN UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA CONFIGURACIÓN BARRA SIMPLE POR MEDIO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE TECNOLOGÍA MODERNA *MERGIN UNIT***, presentado por el estudiante universitario Daniel Armando García Olivarez, procedo con el Aval del mismo, ya que cumple con los requisitos normados por la Facultad de Ingeniería en esta modalidad.

ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo
Director
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica



Guatemala, noviembre de 2020

DTG. 121-2021

La Decana de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería en Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **DISEÑO DE INVESTIGACIÓN PARA LA PROPUESTA DE REDUCCIÓN DE SATURACIÓN EN TRANSFORMADORES DE CORRIENTE EN UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA CONFIGURACIÓN BARRA SIMPLE POR MEDIO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE TECNOLOGÍA MODERNA MERGIN UNIT**, presentado por el estudiante universitario: **Daniel Armando García Olivarez**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
DECANA
FACULTAD DE INGENIERÍA

Inga. Anabela Cordova Estrada
Decana

Guatemala, marzo de 2021

AACE/asga

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Por brindarme la vida, la guía en todo sentido para culminar esta meta de vida y por todas sus bendiciones y a la Virgen María por cubrirme con su manto divino.
- Mi esposa** Eloisa Galicia de García, por estar siempre aquí compartiendo la vida a mi lado perseverando en todos los desafíos de vida, este triunfo es nuestro, Te Amo.
- Mis padres** Juan García y Alicia de García, por todo su amor, esfuerzo y buen ejemplo, que me han llevado a ser la persona que soy, ustedes son mis tesoros.
- Mis hermanos** Edith, Xiomara, Álvaro y Mario García por el apoyo y amor de familia que he recibido, siempre han sido ejemplo perseverancia y actitud positiva.
- Mi familia** Abuelos, tíos, primos, sobrinos, suegros, cuñados gracias por todo el apoyo y cariño brindado.

AGRADECIMIENTOS A:

**Universidad de San
Carlos de Guatemala**

Casa de estudios superiores por formarme académicamente en ingeniería eléctrica y a todos los docentes que aportaron conocimientos.

Facultad de Ingeniería

Por abrir las puertas y poder ser parte de ella, por enseñarme todo lo académico para desempeñarme como profesional.

Mi asesor de tesis

Maestro Ing. Edgar Chaj, por su apoyo incondicional y dedicación, muchas gracias.

Mis amigos

Gracias por la amistad por estar ahí en las luchas constantes en toda la trayectoria universitaria.

TRELEC S.A.

Gracias por el apoyo en el inicio de labores profesionales.

ÍNDICE GENERAL

| | |
|---|-----|
| ÍNDICE DE ILUSTRACIONES..... | V |
| LISTA DE SÍMBOLOS..... | VII |
| GLOSARIO..... | IX |
| RESUMEN..... | XI |
| | |
| 1. INTRODUCCIÓN | 1 |
| 2. ANTECEDENTES | 3 |
| 3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA..... | 7 |
| 4. JUSTIFICACIÓN..... | 11 |
| 5. OBJETIVOS..... | 13 |
| 6. NECESIDADES POR CUBRIR Y ESQUEMA DE LA SOLUCIÓN..... | 15 |
| 7. MARCO TEÓRICO..... | 17 |
| 7.1. Subestaciones eléctricas | 17 |
| 7.1.1. Tipos de subestaciones eléctricas..... | 17 |
| 7.1.2. Niveles de tensión según su valor..... | 18 |
| 7.1.3. Subestación tipo GIS | 18 |
| 7.2. Equipos primarios en subestaciones eléctricas..... | 21 |
| 7.2.1. Interruptor de potencia | 21 |
| 7.2.2. Seccionadores | 23 |

| | | |
|--------|--|----|
| 7.3. | Transformadores de instrumento..... | 24 |
| 7.3.1. | Transformadores de voltaje (VT) | 24 |
| 7.3.2. | Transformadores de corriente (CT) | 26 |
| 7.3.3. | Burden de un transformador de instrumento..... | 27 |
| 7.4. | Protección y control de una subestación eléctrica | 28 |
| 7.5. | Comunicaciones de las subestaciones eléctricas..... | 30 |
| 7.6. | Diferencias entre cableados de cobre y tendidos de fibra óptica | 30 |
| 7.7. | Equipo Merger Unit..... | 33 |
| 7.7.1. | Protocolo 61850 | 36 |
| 7.7.2. | Funciones y nodos | 37 |
| 7.7.3. | Topología de la comunicación del sistema de automatización de la subestación | 39 |
| 7.7.4. | Los modelos de información de los sistemas de automatización de subestaciones | 40 |
| 8. | PROPUESTA DE ÍNDICE DE CONTENIDOS | 41 |
| 9. | METODOLOGÍA..... | 45 |
| 9.1. | Tipo de estudio..... | 45 |
| 9.2. | Unidades de análisis | 46 |
| 9.3. | Variables | 47 |
| 9.4. | Fases del estudio | 49 |
| 9.4.1. | Fase 1: revisión de la literatura..... | 49 |
| 9.4.2. | Fase 2: obtención de información..... | 50 |
| 9.4.3. | Fase 3: análisis de información | 50 |
| 9.4.4. | Fase 4: fase final de investigación..... | 50 |
| 10. | TÉCNICAS DE ANÁLISIS..... | 51 |

| | | |
|-----|--------------------------------|----|
| 11. | CRONOGRAMA..... | 53 |
| 12. | FACTIBILIDAD DEL ESTUDIO | 55 |
| 13. | REFERENCIAS..... | 57 |

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

| | | |
|-----|---|----|
| 1. | Árbol de problemas | 8 |
| 2. | Subestación trifásica tipo GIS | 20 |
| 3. | Ejemplos de instalación de interruptores automáticos de tanque vivo (AIS) de Sf6 | 22 |
| 4. | Seccionador posición abierta 400kV | 24 |
| 5. | Símbolos gráficos usados en relés de protección..... | 25 |
| 6. | Circuito equivalente de un transformador de corriente | 27 |
| 7. | Ilustración de la energía electromagnética que pasa a través de un conducto de vidrio | 32 |
| 8. | Estructura de hardware del dispositivo Merjin Unit 6MU805 | 34 |
| 9. | Control y protección inteligente con equipo Merjin Unit..... | 36 |
| 10. | Funciones y nodos | 38 |
| 11. | Topología de la comunicación..... | 39 |
| 12. | Modelos de información | 40 |
| 13. | Cronograma de actividades | 53 |

TABLAS

| | | |
|------|--|----|
| I. | Clasificación de tensiones para sistema trifásico..... | 18 |
| II. | Variables pregunta 1 | 47 |
| III. | Variables pregunta 2 | 48 |
| IV. | Variables pregunta 3 | 48 |
| V. | Variables pregunta 4 | 49 |
| VI. | Detalle de factibilidad del estudio | 56 |

LISTA DE SÍMBOLOS

| Símbolo | Significado |
|----------------|----------------------------------|
| AIS | <i>Air- insulated switchgear</i> |
| A | Amperio |
| cm | Centímetro |
| Cto | Circuito |
| Is | Corriente de carga secundaria |
| I | Corriente, Intensidad |
| GIS | <i>Gas insulated Switchgear</i> |
| Gbps | <i>Giga bites</i> por segundo |
| SF6 | Hexafluoruro de azufre |
| Ze | Impedancia de excitación |
| kW | Kilo vatio |
| kV | Kilo voltio |
| Mbps | <i>Mega bites</i> por segundo |
| ms | Milisegundos |
| % | Porcentaje |
| P | Potencia |
| Rs | Resistencia secundaria |
| SE | Subestación eléctrica |
| Vs | Voltaje secundario |
| V | Voltaje voltio |
| VA | Voltio-amperio |

GLOSARIO

| | |
|-----------------|---|
| AMM | Administrador del mercado mayorista. |
| Burden | Carda en el devanado secundario. |
| CNEE | Comisión Nacional de Energía Eléctrica. |
| CT, Ct's | Transformador de corriente, intensidad. |
| FO | Fibra óptica. |
| GPS | Sistema de posición global. |
| HMI | Interfaz humano-máquina. |
| IEC | <i>International Electrotechnical Commission.</i> |
| IED | Dispositivo electrónico inteligente. |
| IEEE | <i>institute of electrical and electronics engineers.</i> |
| IG | Interruptor de potencia. |
| MEM | Ministerio de Energía y Minas. |

| | |
|----------------------------|--|
| Relés de protección | Dispositivos únicos basados en microprocesadores que eliminan los disparos innecesarios, aíslan las fallas, protegen los motores y los interruptores y, proporcionan información del sistema para ayudarlo a administrar mejor su sistema. |
| SAS | Sistema de automatización de las subestaciones. |
| SCADA | <i>Supervisory control and data acquisition.</i> |
| SNI | Sistema Nacional Interconectado. |
| VT, Vt's | Transformador de voltaje. |

RESUMEN

El presente trabajo de investigación presenta el escenario de una subestación eléctrica de configuración de barra simple dirigido a los transformadores de corriente los cuales funcionan como visores de las protecciones y las mediciones que se utilizan en subestaciones eléctricas para realizar maniobras y operación de manera segura y adecuada.

Los transformadores de instrumento de corriente bajo las normas IEC o IEEE tienen características específicas como por ejemplo el burden, al llegar a límites de burden causan una desviación de corriente a través de la rama de magnetización del CT y la corriente secundaria se reduce y se distorsiona, esto refleja un comportamiento no confiable del sistema que se está midiendo, por tan razón se detallará la manera de reducir el burden y reducir la carga a los CTs.

El equipo Merjin Unit facilitará la gestión entre los transformadores de instrumento y los controladores de bahía a través de canal de comunicación de fibra óptica para mejorar tiempos de actuación y confiabilidad del sistema de protección en la subestación eléctrica según normativa vigente en el SNI.

1. INTRODUCCIÓN

Las subestación eléctrica es la que se encarga de brindar servicio de energía eléctrica a una región con el objetivo de satisfacer las necesidades energéticas del cliente final, es necesario brindar calidad de energía a sus usuarios, en función de esto depende de la buena operación de la misma, para esto todos los instrumentos de medición tienen un importante papel porque son los responsables que informar señales de corriente y voltaje a los relés de protección y control que hacen posible la buena operabilidad tanto local como remota de la subestación eléctrica, brinda seguridad a las personas y a equipos primarios que hacen posible el transporte y distribución de la energía.

En la actualidad los valores de burden de los transformadores de corriente están cercanos al límite que sugiere el fabricante, derivado de este detalle, se presentan escenarios donde la protección corre riesgo de no actuar de la manera esperada, esto provoca disparos en falso en función de mediciones no fiables y precisas en el estado de saturación de los transformadores de corriente, cada dispositivo de control y protección tiene la versatilidad de mostrar lecturas de estas corrientes, posteriormente son utilizadas por los algoritmos de los relés para toma de decisiones ante múltiples escenarios de disparo.

El mantener una carga adecuada en los transformadores de instrumentos es muy importante, para esto, el adecuado uso de la tecnología de subestación digital propuesta por las nuevas tendencias que en la actualidad brinda beneficios, la mejora de la calidad de energía evita llegar a los límites de saturación de los transformadores, mejorando el control y automatización de la subestación eléctrica.

2. ANTECEDENTES

La CNEE afirma que: Sistema de transmisión es el conjunto de subestaciones de transformación y líneas de transmisión, entre el punto de entrega del generador y el punto de recepción del distribuidor o de los grandes usuarios y comprende un sistema principal y sistemas secundarios (Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 2013, párr. 1.)

La presente investigación está enfocada en las subestaciones eléctricas, en los equipos primarios, transformadores de instrumento, los cuales en una subestación eléctrica tienen la función de emitir información del sistema de alta tensión llevándolo a valores secundarios que son representativos para la evaluación de todo lo que pasa en alta tensión a través de los relés de protección de una subestación eléctrica.

Existen dos tipos, los de corriente y voltaje, para el caso de Subestación eléctrica 69/13.8kV configuración barra simple maneja dos niveles de tensión, es decir el devanado primario del transformador de corriente tiene contacto con el sistema de 69kV, y el devanado secundario presenta los valores de corriente a una escala menor, estas escalas son las que utilizan los IEDs de control y protección. Existen diversos factores que afectan al transformador de instrumentos, el no poder realizar esta transformación de valores, por ejemplo, la saturación, capacitancia, clase de precisión, calibración, nivel de aislamiento, resistencia a los esfuerzos térmicos y dinámicos.

Tanto en el nivel de tensión de 69kV y 13.8kV, se utilizan transformadores de instrumento los cuales sirven para informar a los equipos de monitoreo, control

y protección de la subestación del comportamiento del sistema, de esta medición depende que la protección de los relés sea precisa, confiable y eficaz ante cualquier evento que exceda los límites de las protecciones, en primera instancia cuidar la vida humana, cuidar los equipos y sobre todo para brindar una buena calidad de servicio de energía eléctrica a los clientes finales.

En el escenario de saturación esté cerca de sus límites en transformadores de corriente es necesario enfocarse en reducir este efecto para cumplir valores fieles del sistema de alta tensión para ser procesados en el lado secundario por equipos de control y protección, es importante indicar que los transformadores son los encargados de regular y controlar las protecciones eléctricas.

La propuesta para reducción de saturación es eliminar el conductor de cobre, este conductor se manifiesta ante un transformador de corriente como carga y eleva los niveles de saturación, sustituirlos por fibra óptica para llevar las mismas señales de corrientes y tensión desde nivel cero de la subestación, es decir el patio donde se encuentran instalados los equipos primarios, hasta la caseta de control, como bien se conoce por el nombre de nivel 1, al eliminar los cableados de cobre, es necesario utilizar el equipo Mergin Unit el cual ayuda a digitalizar las subestaciones eléctricas, su función es recibir señales análogas y desplegarlas de manera digital, para transportar las mediciones y estados de equipos de un lugar a otro de una manera, segura, fiable, precisa y eficazmente en períodos normados en tiempo real, así se reduce la exposición a arcos eléctricos, y se preserva el buen control y protección de la subestación eléctrica.

Expuesto lo anterior, se justifica la necesidad de enfocarse en este efecto de saturación en la subestación eléctrica, reducir la saturación aporta fiabilidad a las protecciones, control y monitoreo, así se preserva la calidad de energía que se brinda al consumidor final; países como Brasil y Costa Rica han puesto este

tipo de proyectos en operación comercial, con resultados positivos, es un ejemplo de tecnología en Subestaciones eléctricas a seguir.

3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La presente investigación se analizó con base en un planteamiento de problema el cual se detalla a continuación.

- Contexto general

Las subestaciones eléctricas en la actualidad consideran un IED, dispositivo electrónico inteligente por sus siglas en inglés, para la operación de protecciones y control en la subestación eléctrica, la carga de los equipos de medición conectados a los transformadores de instrumentos puede causar un funcionamiento incorrecto en el sistema en estado de saturación.

El objetivo es dar una propuesta de migración de tecnología a través de un equipo de tipo Merger Unit, esto apoyará a reducir la saturación de transformadores de corriente, asegurará la confiabilidad de control y protección en la subestación configuración barra simple, considerando el cambio de cableados de cobre por fibra óptica, esto eliminará los extensos tendidos de cobre y evitará los efectos magnéticos que este produce, sincronizado con un protocolo de comunicación como lo es el 61850.

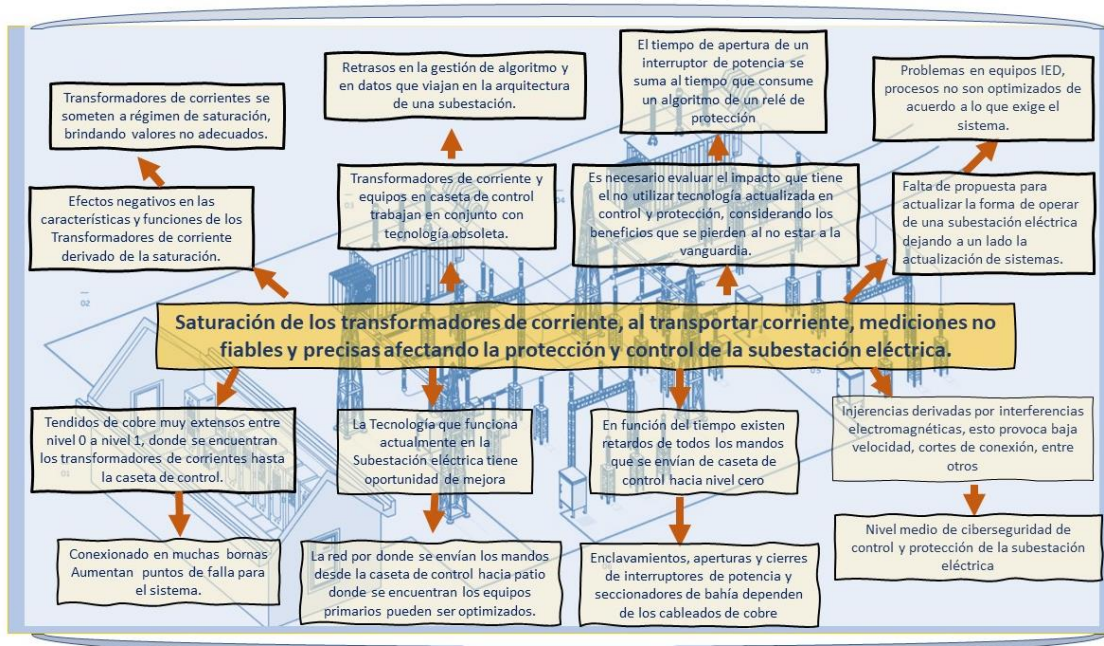
- Descripción del problema

Los valores de saturación de los transformadores de corriente están indicados en los manuales del usuario proporcionados por el fabricante, si el cliente que pone en operación estos instrumentos excede los límites de

saturación tiende a no tener mediciones fiables y precisas para el sistema de control y protección de la subestación eléctrica.

Causas derivadas del problema son: protecciones poco confiables, esto puede ocasionar operaciones no adecuadas ante escenarios de fallas y afecta los tiempos de operación para liberar la falla presente en el sistema de transmisión, extensas jornadas de calibración, exposición al riesgo al arco eléctrico, específicamente en régimen de saturación.

Figura 1. **Árbol de problemas**



Fuente elaboración propia.

- Formulación del problema

Para la formulación del problema se detallan las preguntas de investigación.

- Pregunta central

¿Cómo optimizar la saturación de transporte de corriente para protección y control de una subestación eléctrica a través de un equipo tipo Merzin Unit utilizados en subestaciones digitales?

- Preguntas auxiliares

- ¿Cuáles son las características y funciones de los transformadores de corriente e impacto del efecto de saturación de los cableados de cobre en los Cts.?
 - ¿Qué tecnologías han surgido en los últimos años orientadas a subestaciones convencionales con el objetivo de aumentar la calidad y fiabilidad de energía eléctrica?
 - ¿Qué impacto tiene la tecnología de subestación digital en el control y protección eléctrica en función del tiempo de actuación ante escenarios de falla y maniobras eléctricas?
 - ¿Qué se debe implementar en una subestación convencional para reducir el impacto del burden que afecta al sistema de protección y control de la subestación eléctrica?

- Delimitación del problema

En el Sistema Nacional Interconectado existen diversos tipos de configuración de subestaciones eléctricas, según sea su función. La presente investigación está dirigida a una subestación eléctrica configuración barra simple, que tiene un campo que recibe una línea de 69kv y un campo de protección de transformador de potencia el cual, sirve para reducir tensión, esta es la característica principal para la distribución en 13.8kV hay que mencionar que este tipo de subestaciones están ubicadas tanto en el altiplano como en la boca costa. La temperatura ambiente en valores altos afecta a la saturación de los transformadores de instrumento, el tendido de cableado de cobre afecta directamente a la saturación. Una de las propuestas físicas es sustituir el cobre por fibra óptica para disipar la saturación, para preservar el buen funcionamiento de los dispositivos que hacen posible el control, monitoreo y protección en la subestación eléctrica.

4. JUSTIFICACIÓN

La mejora del sistema de protección eléctrico en la actualidad se realiza con apoyo de la tecnología en los proyectos, por tal razón el presente estudio está dirigido a las nuevas tecnologías para generación y transmisión de energía eléctrica, específicamente las subestaciones reductoras de tensión, dado que se desarrolla en una subestación eléctrica de 69/13.8kV con esta investigación se detallarán las características, efectos y mejoras de la innovación tecnológica que se implementa hoy en día en distintos lugares del mundo. El objetivo de estos es mejorar el sistema de protección y control de los proyectos energéticos y asegurar la calidad de la energía a sus usuarios finales.

El porqué de esta investigación está asociado a los diferentes escenarios que se han presentado en las actividades laborales del diario vivir en protecciones eléctricas, puntualmente en ocasiones donde no se han manifestado adecuadamente las protecciones eléctricas a causa de la saturación de los transformadores de instrumento se realiza una comparativa al finalizar, de los beneficios que se tienen de mejorar el burden por medio de un equipo tipo Mergin Unit automatizará la subestación eléctrica.

Las ventajas que aportan la Mergin Unit tiene un impacto positivo en las medidas en tiempo real del comportamiento del sistema, monitorea y mejora tiempos de actuación de las protecciones, evita disparos en falso derivado de la saturación de los transformadores de corriente, así se brinda buenos resultados en la subestación eléctrica y beneficiará a la sociedad e industria del lugar; moderniza y automatiza el sistema actual a través del protocolo 61850, de esta forma se cubre las necesidades de enlaces entre equipos para realizar la

automatización de procesos; el protocolo es compatible con tecnologías futuras para estos sistemas de potencia, mejora la calidad de vida de los equipos con resultados positivos para la operación de la subestación.

5. OBJETIVOS

- General

Implementar tecnología que mejore la saturación de transporte de corriente para automatizar sistema de control, monitoreo y protección eléctrica fiable y segura en la subestación eléctrica.

- Específicos

- Detallar las características y funciones de los transformadores de corriente y el impacto del cableado de cobre en configuración barra simple, indica el fundamento de la saturación derivada de los extensos tendidos de cobre y del efecto que causa en los Cts.
- Reconocer nuevas tecnologías para la reducción de saturación en transformadores de corriente, por medio de equipo Mergin Unit; procesamiento de señales digitales, compensación de tiempo, mejoramiento de rendimiento de la red y reducción de recursos físicos en la subestación eléctrica.
- Evaluar el impacto de la mejora de implementación de la tecnología de subestación digital, reduce la saturación en los Cts. y orientada al control y protección de la subestación, en aspectos de sincronización de tiempos, calidad y velocidad de datos, estatus de alarmas y disparos en tiempo real hacia SCADA

- Proponer la implementación de nueva Tecnología en la reducción de saturación orientada a transformadores de instrumento, detalla los resultados de pruebas de burden, de esta forma se da fiabilidad al sistema de protección control y monitoreo de la subestación eléctrica.

6. NECESIDADES POR CUBRIR Y ESQUEMA DE SOLUCIÓN

La necesidad de proponer la tecnología de una subestación híbrida tal cual es el caso de subestación eléctrica configuración barra simple, de nivel de tensión 69/13.8kV, a una subestación digital por medio de un equipo tipo Mergin Unit, básicamente es para brindar un sistema fiable seguro y eficaz de control y protección donde los efectos negativos que son derivados de no respetar los límites de saturación en los transformadores de corriente, la necesidad de sustituir cableados de cobre, usualmente estos tendidos de cableados son extensos y presentan múltiples punto de falla, como por ejemplo las borneras donde se conectan, las terminales mal instaladas, perdidas por efectos de campos magnéticos, efectos de calentamiento por condiciones ambientales, por tal razón es importante hacer la instalación de fibra óptica equipos que sean compatibles y que forman parte de la estructura de comunicación.

La necesidad de mantener el sistema de control bien ajustado que considere todos los escenarios que protejan la vida humana y los equipos importantes como generadores, transformadores de potencia, circuitos de distribución y líneas de transmisión, para mejorar el control se utilizara el protocolo de comunicación que integra mensajería goose y bus de datos, que, con la normativa vigente de Guatemala cumplan con todo lo que solicita un sistema SCADA, este está coordinado con el operador del mercado mayorista el cual realiza las maniobras necesarias para mantener cubierta la necesidad energética del país.

El esquema de solución se iniciará con la revisión de literatura sobre subestaciones digitales y equipo tipo Mergin Unit, recolección de documentación

del estado actual de la subestación eléctrica, diagramas *unifilares*, análisis de información, características y funciones de equipos, establecer la propuesta de mejora de la saturación revisada por el asesor de tema de investigación, análisis del impacto de la implementación de la Mergin Unit. Este equipo mejora los beneficios y características relevantes de la tecnología de subestaciones digitales.

7. MARCO TEÓRICO

Según Hernández (2014) “Con el fin de contextualizar el problema de investigación planteado, se realiza la obtención y consulta literaria y construcción del marco teórico donde se analiza y se expone las teorías, enfoques teóricos, investigaciones”. (p. 25)

7.1. Subestaciones eléctricas

Las subestaciones eléctricas son importantes para un sistema de potencia, tienen la vital actividad de distribuir, elevar, reducir, conmutar, voltajes catalogados como alta tensión y voltajes de distribución según sea la necesidad del sistema eléctrico.

7.1.1. Tipos de subestaciones eléctricas

Existen cuatro tipos de subestaciones eléctricas: las de primer tipo son las que tienen como función ser elevadoras de tensión, usualmente instaladas en las generadoras de energía eléctrica, elevando los voltajes a valores denominados de alta tensión, valores adecuados para el transporte de energía.

El segundo tipo son las subestaciones de cliente, su función es ser la fuente de energía para un gran usuario o cliente particular para satisfacer su demanda energética.

El tercer tipo de subestación son las de conmutación, su objetivo es ser un nodo eléctrico donde se puede unir varias líneas de transmisión para mover bloques inmensos de energía a los generadores y centros de carga.

El cuarto tipo son las subestaciones de distribución, las más usuales, su función es reducir el voltaje de las líneas de alta tensión a valores adecuados de distribución, usualmente están conectadas a las comercializadoras de energía las cuales satisfacen la necesidad energética domiciliar e industrial del usuario final.

7.1.2. Niveles de tensión según su valor

Los niveles de tensión se ordenan en función de su valor de tensión a cómo funciona el sistema de potencia. Se presenta a continuación la clasificación, y, se considera un sistema de tres fases:

Tabla I. **Clasificación de tensiones para sistema trifásico**

| Descripción | Valor de tensión |
|--------------------|------------------------------------|
| Baja tensión | Menor a 1kV |
| Media tensión | Superior a 1 kV y menor a 52 kV |
| Alta Tensión | Superior a 52 kV y menor a 300 kV |
| Tensión extra alta | Superior a 300 kV y menor a 765 kV |
| Ultra alto voltaje | Valores por encima de 765 kV |

Fuente: Padilla (2016). *Substation automation systems design and implementation*.

7.1.3. Subestación tipo GIS

Una subestación tipo GIS por sus siglas en ingles GAS Insulated Switchgear, tiene la principal característica de estar encapsulada en gas

dieléctrico llamado SF6, hexafluoruro de azufre, posee un arreglo simétrico de 6 átomos de flúor en torno a su átomo de azufre central, es un gas inerte, no tóxico, incoloro, inodoro, 5 veces más denso que el aire, tiene de dos a tres veces la capacidad y densidad del aire, derivado de lo anterior químicamente es muy estable, se considera como un aislante eléctrico, el SF6 tiene la capacidad de ser 100 veces mejor que el aire que se respira, esto para la extinción de arcos eléctricos generados por distintos escenarios de falla en una subestación eléctrica, “El equipo SF6 GIS requiere limpieza, secado y montaje sin partículas para un funcionamiento seguro” (Ryan, 2013, p. 119).

Las subestaciones convencionales aisladas al aire, AIS, utilizan el aire como aislamiento, pero necesitan respetar las distancias mínimas de seguridad dadas en metros. Para el caso de una GIS puede hacer esta misma función, pero en el orden de centímetros, los equipos primarios como seccionadores, interruptores de potencia, conductores de alta tensión, transformadores de corrientes y transformadores de voltaje se encuentran en el interior de las cámaras de metal, el SF6 básicamente viene a sustituir los medios más antiguos, el aceite y el aire, para interrumpir arcos eléctricos. La ventaja de estas subestaciones es que pueden ser instaladas en espacios reducidos.

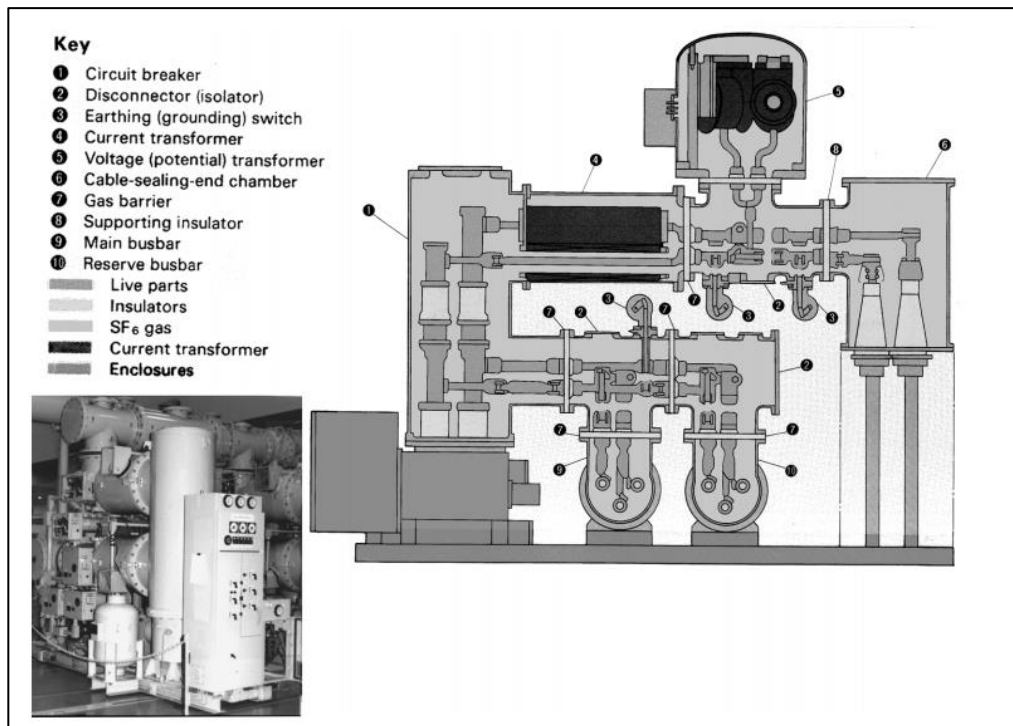
El desarrollo de la GIS inició en los años 1968 y 1972, después de transcurridos 5 años de experiencia, la demanda de instalaciones en espacios limitados creció alrededor del mundo; el costo es mayor si se compara con el costo de una subestación convencional, es importante mencionar que es más fiable y requiere menos mantenimiento que una AIS.

Experiencia internacional con GIS se describe en una serie de documentos de CIGRE (CIGRE, 1992; 1994; 1982). El IEEE (IEEE Std. C37. 122-1993; IEEE Std. C37. 122.1-1993) y el IEC (IEC, 1990) tienen estándares

que cubren todos los aspectos del diseño, las pruebas y el uso de GIS. (Mcdonald, 2001, pp. 1-2)

El gas SF₆ tiene características robustas de efecto invernadero, esto contribuye al calentamiento global, por tal razón es necesario reducir la emisión al ambiente, ya que tiene una vida muy larga en la atmósfera, aproximadamente 3,200 años, el SF₆ se encuentra encapsulado en las GIS, de esta manera es posible reciclarlo, y se experimenta las mejores prácticas de reciclaje, según normativas ambientales, es aconsejable que una subestación GIS no tenga fugas del 1 % al año, por tal razón es necesario estar en constante monitoreo de toda la subestación por el tema de las fugas.

Figura 2. Subestación trifásica tipo GIS



Fuente: Mcdonald (2001). *Electric power substations engineering*.

En la figura 2 se detallan las partes de una subestación Gis, “interruptor de potencia, seccionadores, puesta a tierra, transformadores de corriente, transformadores de voltaje, barrera de gas, aislante de apoyo, barra principal, barra de reserva colectora” (McDonald, 2012, p. 4).

7.2. Equipos primarios en subestaciones eléctricas

Los equipos primarios de la subestación eléctrica hacen posible las maniobras necesarias para el flujo de la energía eléctrica en esta.

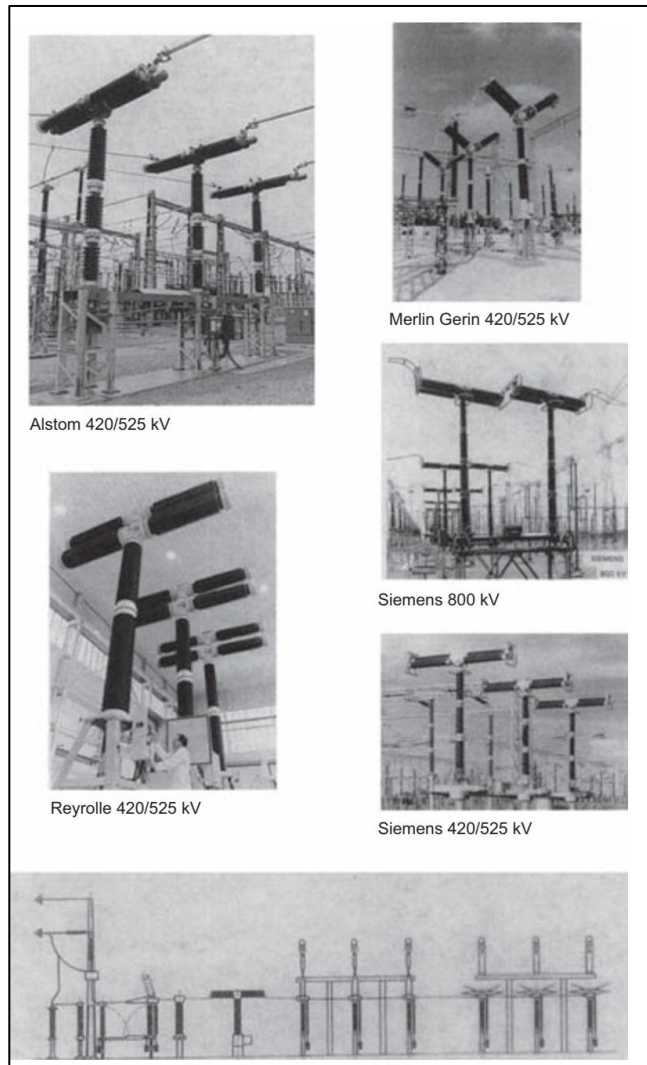
7.2.1. Interruptor de potencia

Interruptor de potencia es un equipo primario que interrumpe el paso de corriente bajo carga en un sistema trifásico esto se realiza por una separación mecánica forzada, esta acción crea un arco eléctrico el cual se debe extinguir en el menor tiempo posible, de manera rápida, segura y completa. El objetivo es eliminar el flujo de corriente eléctrica, usualmente este mecanismo se encuentra encerrado en cámaras que utilizan gas SF₆ a una cierta sobrepresión donde el arco se pone en contacto con el gas, posteriormente se extingue por las características de este, lo cual ocurre en el orden de los 50 milisegundos, tiempo que puede variar según el fabricante. El tipo de mecanismo que utilizan los interruptores de potencia puede ser de tres tipos; mecanismo de operación neumático, hidráulica y de operación de resorte.

Hay que mencionar algunos elementos importantes que conforman el sistema de un interruptor de potencia; bobinas de disparo, usualmente son dos para manejar el concepto de redundancia en caso se estropee una de ellas con su respectiva alimentación independiente, bobina de cierre, interruptores auxiliares que reflejan la posición abierto y cerrado, monitores de presión de SF₆,

supervisores de densidad de gas, selector para elegir operar por vía local o remota, pulsadores locales para apertura y cierre, motor de carga del resorte, supervisores de tensión de los servicios auxiliares, resistencias calefactoras entre otros. También existen dos tipos de interruptores, monopolares y tripolares.

Figura 3. **Ejemplos de instalación de interruptores automáticos de tanque vivo (AIS) de Sf6**



Fuente: Ryan (2013). *High - Voltage engineering and testing.*

7.2.2. Seccionadores

Llamados aisladores o interruptores de aire, la diferencia principal de un seccionador de un interruptor de potencia es que el seccionador no debe abrirse bajo carga, es decir cuando se transporta corriente a través de él, únicamente se puede maniobrar sin carga, en otras palabras, si se puede maniobrar con tensión. Otra característica importante es que un seccionador no puede ser maniobrado cuando el interruptor de potencia se encuentra en posición cerrado, se componen de tres polos idénticos separados por la distancia adecuada según sea el nivel de tensión de la subestación, cada polo tiene un conjunto de cuchillas conductoras móviles con su respectivos aisladores en la parte de abajo, pueden ser cuchillas de tipo salto central, doble rotura, rotura vertical y pantógrafo entre los accesorios más importantes se encuentran: motor para hacer mandos a distancia y engranajes para realizar aperturas y cierres locales, interruptores auxiliares que reflejan la posición del seccionadores, selector local remoto, juego de contactos para realizar enclavamientos especialmente el que se realiza con el interruptor de potencia en estado cerrado.

Figura 4. **Seccionador posición abierto 400kV**



Fuente: Padilla (2016). *Substation automation systems design and implementation*.

7.3. Transformadores de instrumento

Los transformadores de instrumento son los de corriente y voltaje, es importante mencionar que existen de tipo de protección y de medición.

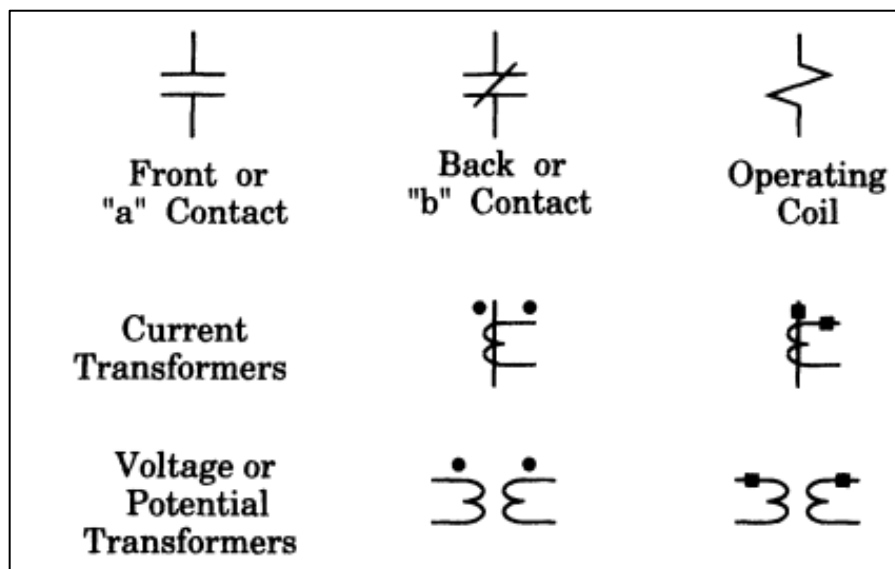
7.3.1. Transformadores de voltaje (VT)

Los transformadores de instrumento son equipos que sirve para la toma de medida de tensión del sistema primario, reduce valores de alta tensión a valores secundarios de forma análoga, enviándolos a equipos de protección y medición para el respectivo análisis en función de algoritmos y posteriormente toma de

decisión para funciones, por ejemplo, sincronismo, condiciones de cierre, permisivos de puesta a tierra entre otros, en otras palabras estos equipos sirven para aislar el sistema primario del secundario. Es importante mencionar que para realizar la función sincronismo es necesario contar con transformadores de tensión tanto de lado de la línea de transmisión como de lado de la barra de la subestación.

La simbología de los transformadores de instrumento es importante conocerla para leer planos eléctricos, para su instalación y conexión, como por ejemplo la polaridad de los transformadores la cual sirve para la conexión a los dispositivos de protección para asignar adecuadamente el área a proteger, “Los símbolos comúnmente utilizados en ingeniería de protección son los estándares IEEE, y muchos de ellos también han sido adoptados por la Comisión Electrotécnica Internacional IEC” (Anderson, 1999, p. 23).

Figura 5. **Símbolos gráficos usados en relés de protección**



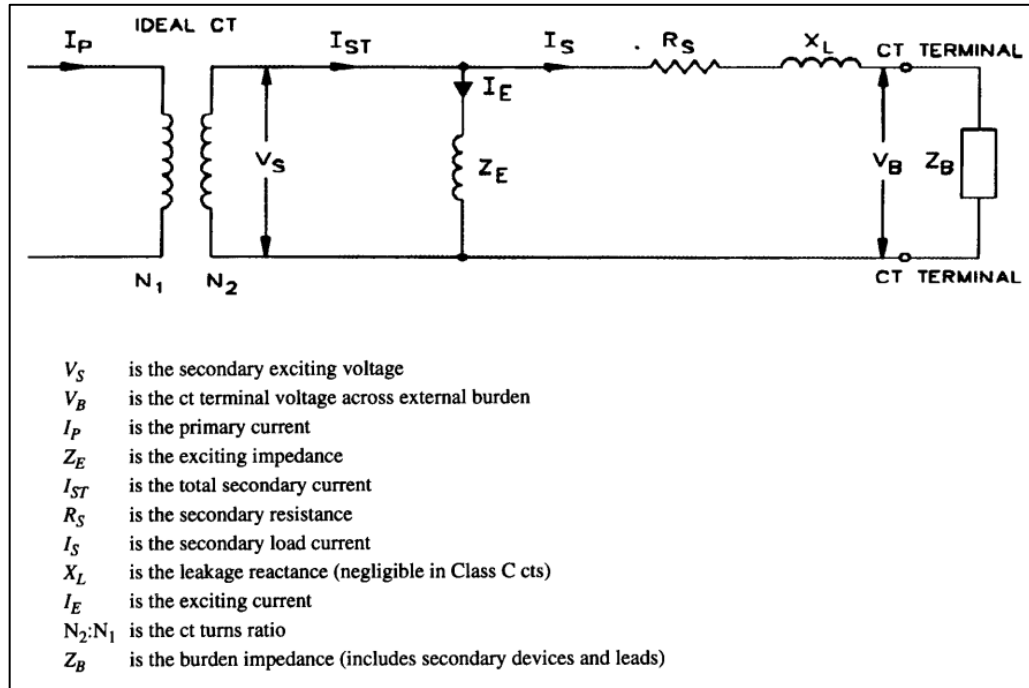
Fuente: Anderson (1999). *Power sistem protection*.

7.3.2. Transformadores de corriente (CT)

Un transformador de corriente es un equipo primario que tiene la capacidad de presentar valores de corriente primarios en valores secundarios con las relaciones de fase sustancialmente conservadas, el devanado primario de este instrumento es conectado en serie con el conductor que lleva la corriente a medir, usualmente tiene múltiples relaciones si tiene dos o más bobinas secundarias cada una de estas bobinas en un circuito magnético, donde todos los circuitos son excitados por el devanado primario, los valores secundarios de corriente dependen de la relación de vueltas del devanado primario y las vueltas del devanado secundario.

El circuito equivalente de un transformador de corriente tiene la facilidad de demostrar las condiciones eléctricas y magnéticas que suceden en el proceso de transformar valores de corriente, entre ellos están: corrientes de excitación, impedancia y resistencia del circuito, la carga o burden incluye cables de cobre y cargas secundarias conectadas al CT, corriente de carga, relación de transformación.

Figura 6. **Circuito equivalente de un transformador de corriente**



Fuente: The Institute of Electrical and Electronics Engineers (1996). *IEEE Guide for the Application of Current, IEEE Std C37.110-1996.*

7.3.3. **Burden de un transformador de instrumento**

Según The Institute of Electrical and Electronics Engineers (1996) describe el *burden*:

Propiedad del circuito conectado al bobinado secundario que determina la potencia activa y reactiva en los terminales secundarios. La carga se expresa como impedancia total de ohmios, junto con los componentes de resistencia y reactancia efectivas, o como los voltamperios totales y factor de potencia de los dispositivos secundarios y cables a los valores especificados de frecuencia y corriente.

El valor del burden lo sugiere el fabricante del CT. Es importante mencionar que existen dos tipos de transformadores de corriente: los de protección y los de medición. El primer tipo se utiliza para el sistema de protección de la subestación eléctrica que está orientado a los relés de protección. el segundo se asigna al sistema de medición, usualmente utilizados para realizar mediciones de consumo de energía, por tal razón es importante la precisión, siendo esta la principal diferencia entre un CT de medición y protección.

Si los valores sugeridos por el fabricante llegan a sus límites, causa una desviación de corriente a través de la rama de magnetización del CT y la corriente secundaria se reduce y se distorsiona, esto da lugar a lecturas con diferentes valores del sistema primario, esto pone en riesgo el sistema de protección y medición de la subestación eléctrica porque no se cuentan con valores fieles.

7.4. Protección y control de una subestación eléctrica

De acuerdo con Ramírez (2003) Un sistema eléctrico de alta tensión debe cumplir con toda la normativa eléctrica nacional e internacional vigente, en la cual se detallan los requisitos indispensables para prestar un servicio de energía de calidad y seguro.

Una subestación eléctrica está expuesta a fallas eléctricas de múltiples orígenes que pueden causar daño a las personas y a los equipos, por tal razón la protección y control de la subestación eléctrica debe estar ajustada de manera adecuada, los esquemas de protección debidamente calibrados con el fin de minimizar los efectos de fallas, aislar las fallas en el menor tiempo posible, brindar un servicio de energía constante, mejorar la continuidad del servicio al cliente final.

El sistema de protección en una subestación eléctrica está dirigido a equipos como transformadores de potencia, barras de la subestación, líneas de transmisión, generadores, bancos de compensación reactiva, circuitos de distribución entre otros.

Los equipos de protección conocidos como relés se detallan en tres grupos

- Atracción electromagnética
- Inducción electromagnética
- Relés de estados solidos

Como lo explica Ramírez (2003) los relés tienen la responsabilidad de encontrar las fallas en el sistema eléctrico de manera selectiva, si esto ocurre, inmediatamente emite la orden de disparo al interruptor de potencia en el menor tiempo posible, los ajustes asignados a un relé de protección necesitan estar coordinados por escalón y se considera la variable tiempo y la direccionalidad a la que se detecte la falla.

El sistema de control usualmente está dirigido a distintos niveles de la subestación eléctrica, niveles 0, 1, 2 y 3. El nivel 3, el sistema SCADA tiene el control a distancia y remoto de las maniobras eléctricas que suceden dentro de la subestación eléctrica. El centro de control debe estar coordinado con el administrador del mercado mayorista el cual tiene por misión “Operar el SNI y mercado mayorista manteniendo la continuidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica del país” (AMM, 2020, p. 1)

Es importante mencionar que existen enclavamientos entre los equipos primarios de la subestación eléctrica, por ejemplo, seccionadores de puesta a tierra, seccionadores de barra y línea, interruptores de potencia entre otros,

justamente estos enclavamientos sirven para cuidar a las personas en primer lugar y luego a los equipos, y ser constantes en el control de las buenas maniobras ser realicen de manera segura, evitar la exposición al arco eléctrico.

7.5. Comunicaciones de las subestaciones eléctricas

La tecnología cada día reconoce más oportunidades donde puede desarrollarse y las subestaciones eléctricas no son la excepción, existe una gran oportunidad de aplicar la tecnología en la actualidad. Las comunicaciones trabajan con protocolos bastante actualizados que brindan seguridad, fiabilidad y confiabilidad a un sistema de comunicaciones como el que se necesita y se utiliza en la subestación eléctrica, siendo imprescindible considerar las diversas técnicas de comunicación para la actualización de las subestaciones, utilizando tecnologías de vanguardia.

7.6. Diferencias entre cableados de cobre y tendidos de fibra óptica

Los cableados de cobre han aportado bastante en el mundo de las comunicaciones durante mucho tiempo, llegando a ser confiables para muchos sistemas de comunicación, sin embargo, la comunicación de vanguardia busca obtener una mejor calidad, siendo los tendidos de cobre un limitante. En la actualidad, la aplicación de la fibra óptica es considerada como una de las mejores opciones de transferencia de datos a nivel mundial, da valiosos aportes en conectividad como el internet haciendo que este sea un medio bastante seguro y confiable. Por medio de la fibra óptica es posible enlazar comunicación de diversos sistemas de automatización de respuesta rápida.

Bailey y Wright (2003) afirma que la fibra óptica tiene la característica de tener un gran ancho de banda con velocidades que operan, en la actualidad, en

transmisión en el orden de 100Gbps y se estima que para el futuro mejore a 100Gbps. Lo cual mejora los tiempos de envío y recepción de mensajes, un ejemplo es que un hilo de fibra óptica puede mantener 1 millón de llamadas telefónicas simultáneamente.

Bailey y Wright (2003) consideran que el cobre, en comparación, con los cables coaxiales de diámetro 8cm tienen la versatilidad de transportar velocidades de 1Gbps sobre distancias de 10 Km. Es importante mencionar que en tendidos más extensos de cableados de cobre aumentan las pérdidas y características para mantener una buena comunicación. En la actualidad se hacen estudios de cables de cobre de par trenzados que llevan velocidades de hasta 100Mbps los cuales son comunes en las redes de área local. No obstante, hay que mencionar que el precio de la instalación del tendido de fibra óptica es caro que el de un tendido de cobre, es importante mencionar que la fibra óptica lleva trabajos asociados a excavaciones y esto eleva los montos de instalación, por tal razón la opción cobre de par trenzados es más utilizado que la fibra óptica.

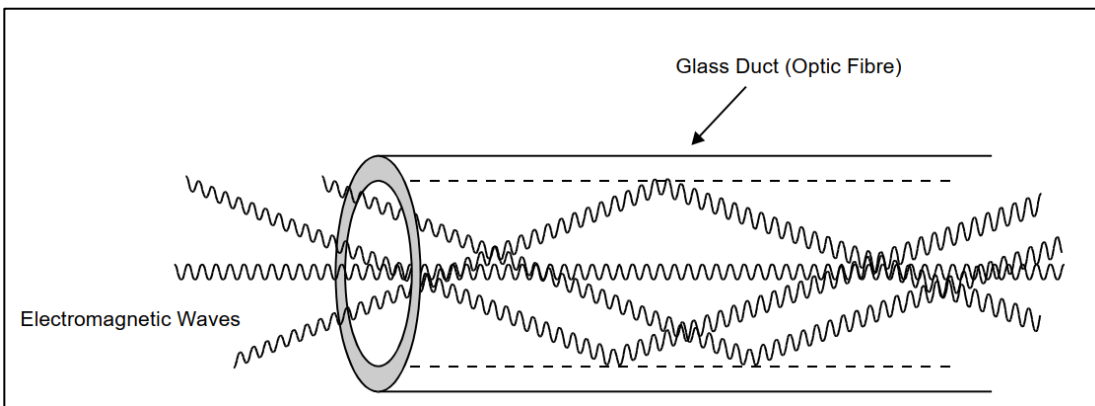
El peso entre la fibra óptica y el cobre es considerable, la fibra óptica tiene un peso bastante ligero, es derivado de lo delicado que es su estructura física, mientras el cobre tiene un peso considerablemente mucho más alto, pero es considerablemente menos frágil y robusto para ambientes hostiles.

Con el tema de la ciberseguridad el cobre no es considerado altamente seguro, por ejemplo, para unir dos cobres es necesario hacer el empalme entre ellos de la menor manera posible para que continúe su funcionamiento, en el caso de la fibra óptica es casi imposible hacer esta unión de una manera práctica, es necesario utilizar métodos de fusión de fibra óptica, para hacer estos trabajos de fusión de fibra óptica es necesario personal calificado.

Los equipos que reciben las señales de fibra óptica pueden ser de cuatro a diez veces más caros que los equipos que reciben las señales de cobre, es válido reconocer que estos equipos reciben información a gran velocidad de la fibra óptica y deben ser aptos para dicha recepción, es la razón de ser más costosos, los equipos que sirven para evaluar el estado de la fibra óptica si posee una potencia adecuada de envío también son costosos por las características especiales que se necesita al evaluar la fibra óptica, el cobre tiene ventaja sobre estos montos.

Según Bailey y Wright (2003) aseguran que el principio fundamental de la fibra óptica es que la energía electromagnética se canaliza sobre un tubo de vidrio de un punto a otro, la energía se encuentra en la sección de luz casi visible del espectro magnético donde viaja con niveles bajos de atenuación.

Figura 7. **Ilustración de la energía electromagnética que pasa a través de un conducto de vidrio**



Fuente: Bailey y Wright (2003). *Practical fiber optics*.

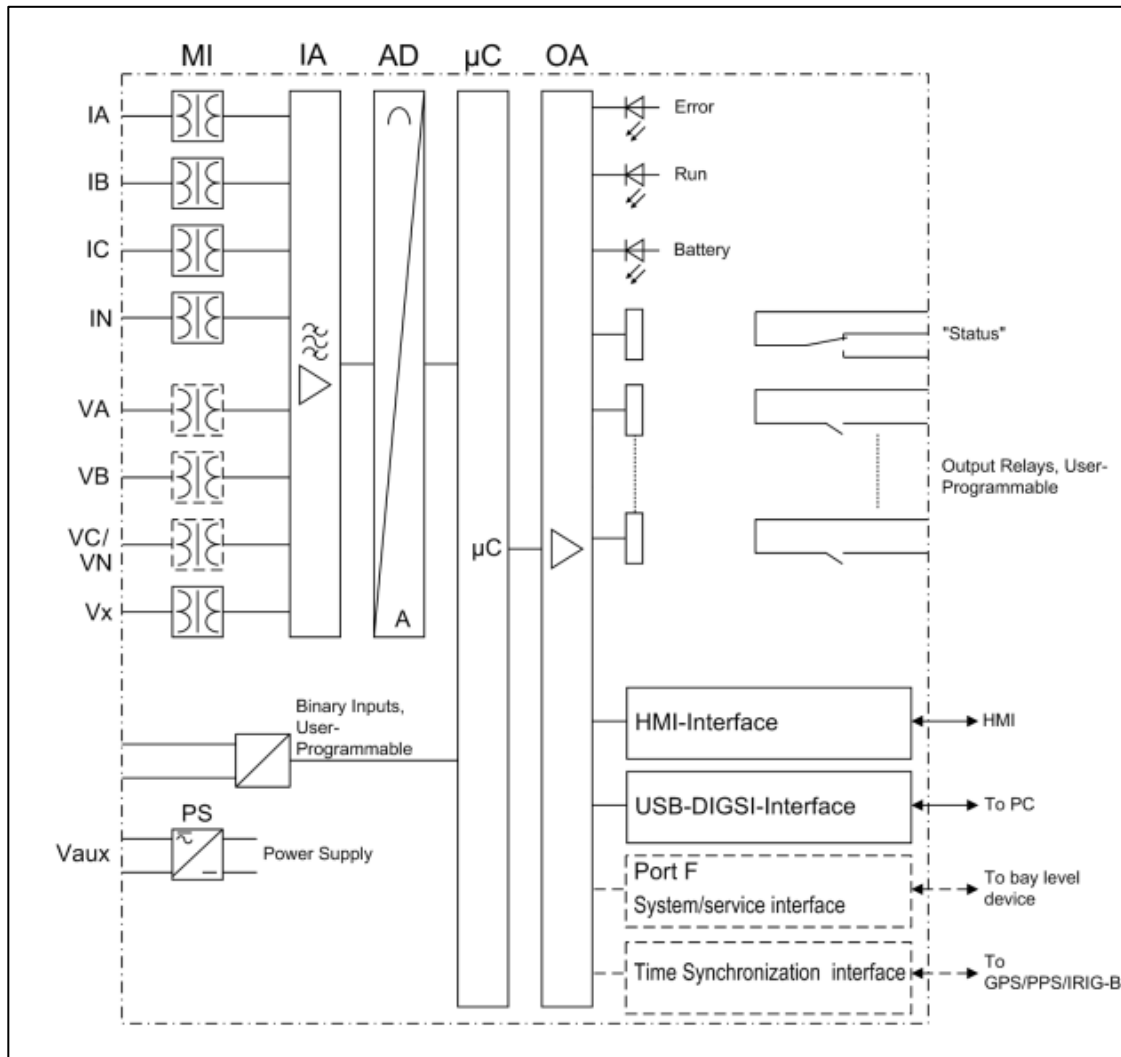
7.7. Equipo Mergin Unit

Un equipo de tipo Mergin Unit es considerado un dispositivo electrónico inteligente que es utilizado en las subestaciones eléctricas con el fin de automatizar las señales análogas de los equipos primarios, su procesamiento interno traduce estas señales análogas para expresarlas en forma digital.

Esta unidad está diseñada para medir señales de tensión y corriente de los transformadores de instrumento los cuales tiene interacción con la potencia de la subestación eléctrica. Estas señales muestran el comportamiento eléctrico; la Mergin Unit fusiona estas mediciones y las despliega en un formato con protocolo de comunicación vigente en la subestación eléctrica el cual mantiene latente la comunicación entre los equipos ubicados en el nivel cero de la subestación eléctrica y el nivel 1 donde se realiza el proceso de control y protección del sistema de automatización de la subestación eléctrica.

La ABB (2019) dice que este equipo usualmente no cuenta con funciones de protección, esto depende del fabricante, cuenta con la interfaz en el equipo primario, es decir los interruptores de potencia, los seccionadores de barra, línea de puesta a tierra, banco de capacitores, entre otros, este equipo está diseñado para liberar todo el potencial de la norma IEC 61850 para comunicación e interoperabilidad en subestaciones digitales.

Figura 8. Estructura de hardware del dispositivo Mergin Unit 6MU805



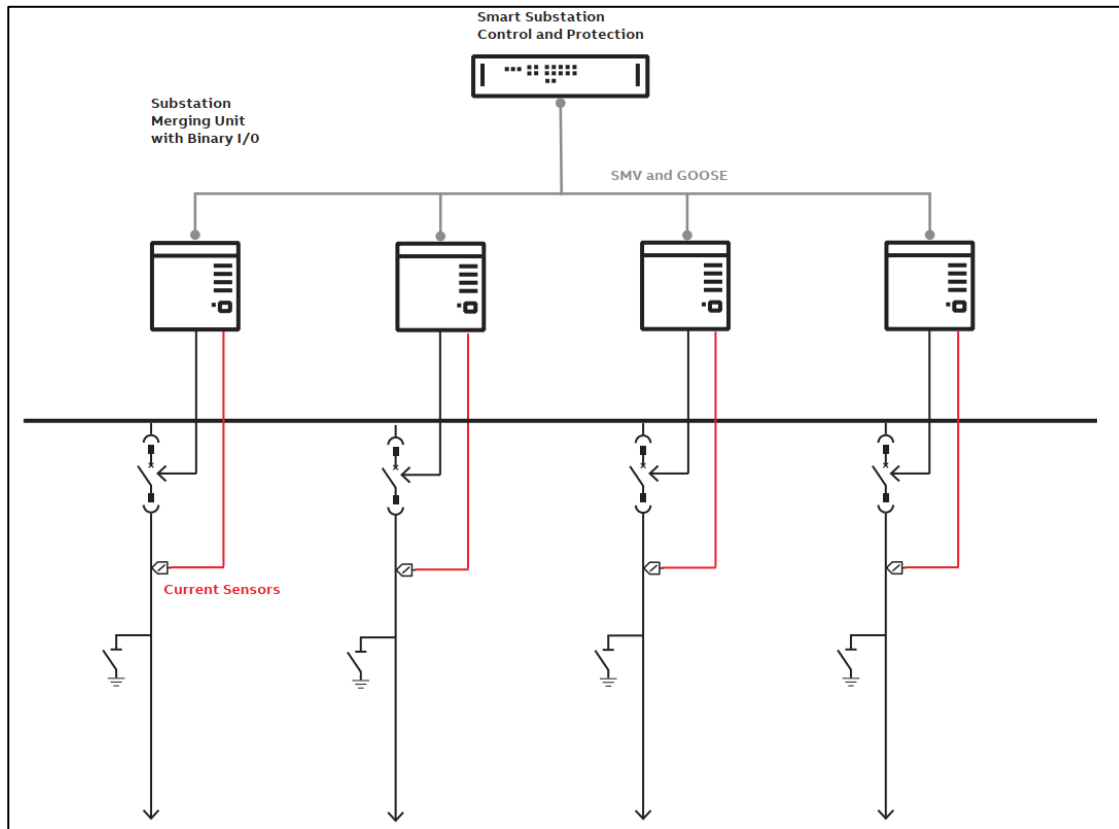
Fuente: SIEMENS (2018). *Mergin Unit 6MU805*. Consulta: 15 octubre de 2020. Recuperado de <https://www.siemens.com/global/en.html>

En la figura 8, según lo indica SIEMENS (2018) Mergin Unit posee cuatro entradas de señales de transformadores de corriente y cuatro entradas para transformadores de voltaje de esta forma se convierten señales análogas a digitales.

La Mergin Unit tiene la versatilidad de ser compatible con toda normativa vigente de 61850, posee entradas destinadas para las señales de transformadores de corriente convencionales y también es compatible con transformadores de corriente ópticos; los valores medidos se transfieren como valores muestreados utilizados IEC 61850-9-2 LE, las unidades de fusión con aplicaciones basadas en bus de proceso utilizadas en IEEE 1588 para la sincronización de tiempo de alta precisión.

De acuerdo con ABB (2019) es una buena práctica la migración a una tecnología más actualizada como lo brinda la Mergin unit, es importante mencionar que todas las señales captadas en nivel cero de la subestación se trasladan por medio de la fibra óptica hacia la caseta de control donde se entrega la información de manera digitalizada a los relés de protección y unidades de control que facilitan las maniobras correspondientes, donde se utiliza la fibra óptica se asegura una precisión de los datos a transmitir y así mantener una alta calidad de información, de esta manera se justifica la eliminación de cableados de cobre aproximadamente en un 60 por ciento de una subestación híbrida con tecnología antigua, donde su automatización se basa en las comunicaciones que utiliza cableados de cobre.

Figura 9. **Control y protección inteligente con equipo Mergin Unit**



Fuente: ABB (2019). *Protección inteligente con equipo Mergin Unit*. Consulta: 20 de octubre 2020. Recuperado de <https://myportal.abb.com/>

7.7.1. **Protocolo 61850**

Como lo explica la International electrotechnical commission (2003) este protocolo tiene su origen en el año 1994 impulsado por un comité técnico 57 de la IEC, teniendo el principal objetivo de impulsar mejoras de las interfases de comunicaciones dentro del sistema de automatización de la subestación eléctrica aplicados a los sistemas de automatización de las subestaciones SAS.

Los niveles que se encarga el protocolo de comunicar son: nivel cero está dirigido a los equipos que tienen contacto con la potencia, de patio como interruptores de potencia, transformadores de instrumento, cambiadores de *taps*, entre otros, el nivel uno está asociado a los equipos de protección que supervisan las funciones de distancia, sobrecorriente, diferencial, entre otros, el nivel dos dirigido a la operación de la subestación, información de mediciones, servidor de base de datos, unidad de control, interfaz hombre máquina, y por último el nivel tres que se refiere al comunicación al SCADA, centro de control.

Previo al protocolo 61850 los fabricantes de dispositivos electrónicos inteligentes IED diseñaban sus propios protocolos de tal manera que no eran compatibles donde se pretendía comunicar un IED de una marca con la otra, una de las características del protocolo 61850 es que tiene la versatilidad de interactuar con información cualquier tipo de marca de IED, para encontrar la manera de preservar sus características de diseño y/o funcionalidad internamente pero traducido a un lenguaje que todos los equipos pueden digerir, de esta forma poder comunicarse entre sí.

7.7.2. Funciones y nodos

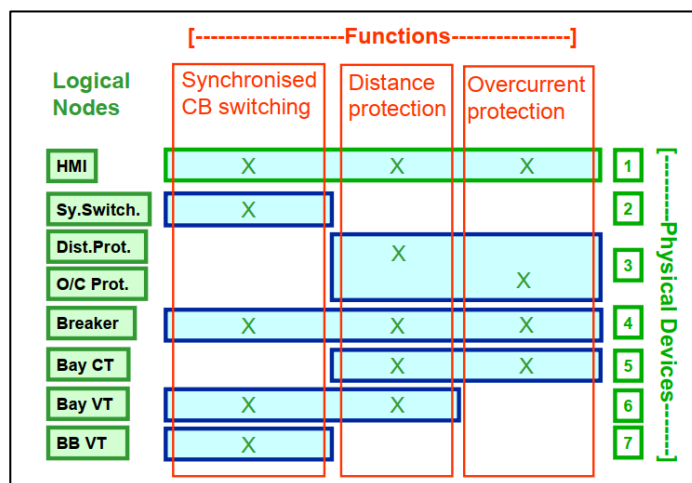
El fin de este protocolo es poder indicar los distintos requerimientos para lograr la comunicación entre diferentes dispositivos electrónicos inteligentes para poder lograr la coordinación adecuada de control y protección en el sistema de automatización de subestaciones, usualmente las funciones están ordenadas en los siguientes niveles:

- Nivel de la bahía
- Nivel de la estación
- Proceso

International electrotechnical commission (2003) el sistema de automatización se ha identificado y dividido en subfunciones, nodos lógicos y nodos físicos; todas las funciones dentro de este esquema tienen comunicación de alguna manera. En la siguiente imagen se detallan las relaciones entre los nodos lógicos y nodos físicos. En los nodos físicos se detalla:

- 1: computadora de la estación o también conocida como interfaz hombre maquina HMI.
- 2: dispositivo de comunicación sincronizado.
- 3: unidad de protección, sobrecorriente y distancia.
- 4: control de bahía.
- 5 y 6: transformadores medida y tensión.
- 7: transformadores de medida y tensión de la barra colectora.

Figura 10. **Funciones y nodos**

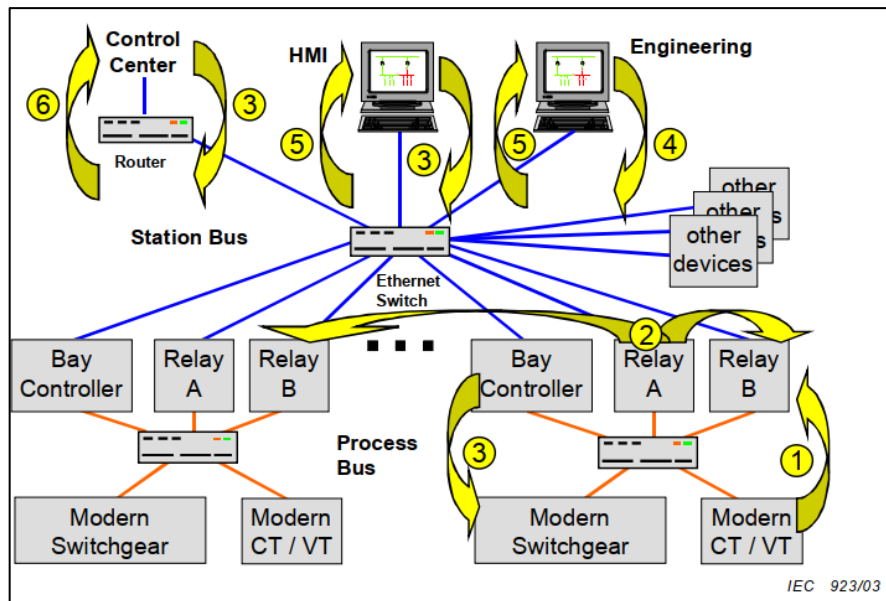


Fuente: International electrotechnical commission (2003). *Communication networks and systems in substations - part 1*. Consulta: 22 de octubre de 2020. Recuperado de https://www.academia.edu/34111821/Communication_networks_and_systems_in_substations_Part_1_Introduction_and_overview

7.7.3. Topología de la comunicación del sistema de automatización de la subestación

El objetivo de la comunicación de los equipos que tienen el contacto con la potencia y los equipos que controlan y protegen los equipos es mantener la automatización de la subestación en óptimas condiciones para realizar intercambio de valores análogos convertidos a digitales de corriente y voltaje de los transformadores de corriente y voltaje para el uso en las protecciones, control y monitoreo de la subestación; por medio de esta comunicación se envían las señales de disparo, mandos de apertura y cierre de equipos, mediciones al centro de control, todo esto a través de una sincronización de tiempo.

Figura 11. Topología de la comunicación

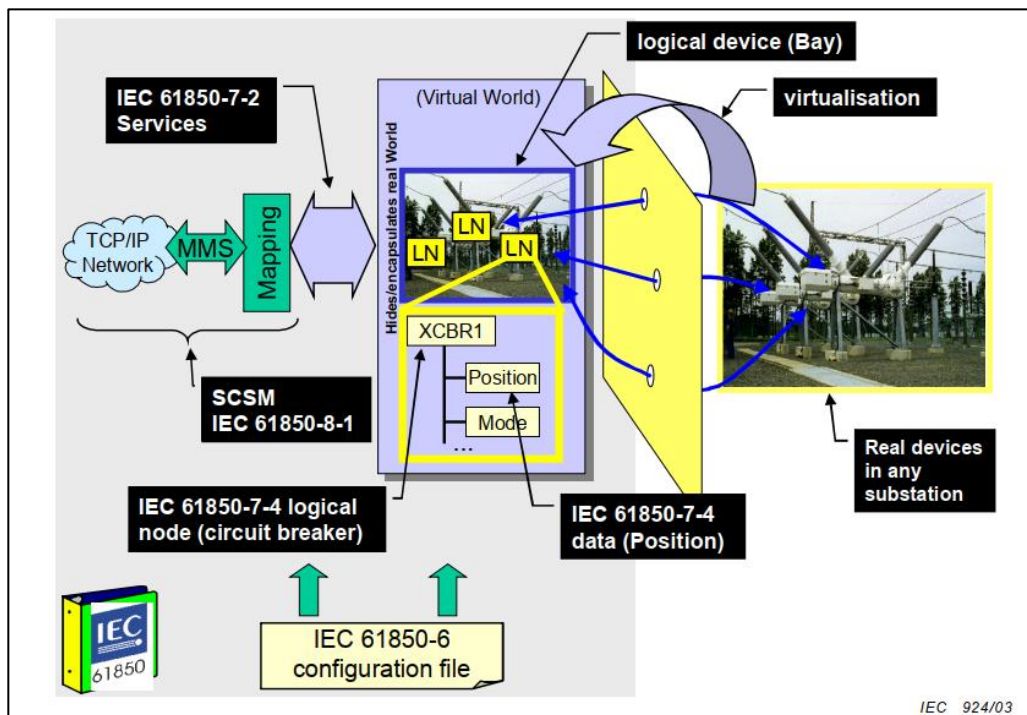


Fuente: International electrotechnical commission (2003). *Communication networks and systems in substations - part 1*. Consulta: 22 de octubre de 2020. Recuperado de https://www.academia.edu/34111821/Communication_networks_and_systems_in_substations_Part_1_Introduction_and_overview

7.7.4. Los modelos de información de los sistemas de automatización de subestaciones

Según la International electrotechnical commission (2003) Los mecanismos de intercambio de información se basan principalmente en modelos de información bien definidos. Estos modelos de información y método de modelado son el núcleo de la serie 61850.

Figura 12. Modelos de información



Fuente: International electrotechnical commission (2003). *Communication networks and systems in substations - part 1*. Consulta: 22 de octubre de 2020. Recuperado de https://www.academia.edu/34111821/Communication_networks_and_systems_in_substations_Part_1_Introduction_and_overview

8. PROPUESTA DE ÍNDICE DE CONTENIDOS

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

LISTA DE SÍMBOLOS

GLOSARIO

RESUMEN

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y FORMULACIÓN DE

OBJETIVOS

HIPÓTESIS

RESUMEN DE MARCO METODOLÓGICO

INTRODUCCIÓN

1. INTRODUCCIÓN A LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

1.1. Definiciones

1.1.1. Agentes del mercado mayorista

1.1.2. Operador del mercado mayorista

1.1.3. Sistema eléctrico nacional

1.2. Subestaciones eléctricas

1.2.1. Tipos de subestaciones eléctricas

1.2.2. Configuración de subestaciones eléctricas

1.2.3. Tecnologías, AIS, GIS

1.2.4. Descripción de equipos de potencia

1.2.5. Transformadores de potencia

1.2.6. Líneas de transmisión

1.3. Sistema de protección control y medición

1.3.1. Sistema SCADA

1.3.2. Relés de protección

- 1.3.3. Controladores de bahía
- 1.3.4. Sincronización de tiempo

2. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y VOLTAJE

- 2.1. Definición de transformadores de corriente voltaje
 - 2.1.1. Principio eléctrico
 - 2.1.2. Circuito equivalente
 - 2.1.3. Precisiones de transformadores de corriente y tipos
 - 2.1.4. Efectos eléctricos y magnéticos
 - 2.1.5. Conexiones
 - 2.1.6. Polaridad según su función protección y medición
 - 2.1.7. Efecto de saturación
- 2.2. Aplicaciones de transformadores de instrumento
 - 2.2.1. Relés de sobre corriente
 - 2.2.2. Protección diferencial
 - 2.2.3. Protección distancia
 - 2.2.4. Medidores
- 2.3. Evaluación del sistema de bombeo de agua potable existente
 - 2.3.1. Mantenimiento eléctrico de bomba de agua y dispositivos de protección.

3. SUBESTACIONES DIGITALES

- 3.1. Subestaciones digitales
 - 3.1.1. Propuesta de reducción de saturación
 - 3.1.2. Sistema de automatización de subestaciones SAS
 - 3.1.3. Características, funciones y modelo de subestación digital
 - 3.1.4. Estado actual de la subestación configuración barra simple

- 3.1.5. Diferencia entre una subestación convencional versus Subestación digital
- 3.1.6. Merjin Unit, características y función
- 3.1.7. Sistema de comunicación, redundancia
- 3.1.8. Bus de proceso
- 3.1.9. Protocolo 61850
- 3.1.10. Ciberseguridad
- 3.1.11. Arquitectura de control y comunicación
- 3.1.12. Fibra óptica

4. IMPACTO DE IMPLEMENTACIÓN DE TECNOLOGÍA

- 4.1. Descripción de la problemática de uso de tecnología vieja
- 4.2. Beneficios de tecnología por equipo Merjin Unit
- 4.3. Reducción de saturación
- 4.4. Efectos en sistemas de protección, control y monitoreo
- 4.5. Beneficios de la calidad de energía eléctrica
- 4.6. Propuesta de implementación de tecnología a una S/E barra simple
- 4.7. Tiempos de actuación y sincronismo

5. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

6. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

REFERENCIAS

9. METODOLOGÍA

La investigación de la mejora de la saturación de transporte de corriente a automatizar, por medio de un equipo Mergin Unit. La subestación eléctrica configuración barra simple es un diseño no experimental, esto de acuerdo con que el investigador no tiene control sobre las variables independientes porque ya ocurrieron los hechos o porque son intrínsecamente no manipulables, esto nos lleva a demostrar una relación causa y efecto entre las variables.

Es importante mencionar que no es posible realizar experimentos por distintas razones ya sean económicas, prácticas, entre otros.

En un estudio no experimental no se construye ninguna situación, sino que se observan situaciones ya existentes no provocadas intencionalmente por el investigador

9.1. Tipo de estudio

El enfoque del estudio es cualitativo, la razón es que para desarrollar la investigación de saturación de los transformadores de corrientes se observará el comportamiento de este fenómeno, así mismo se describirán las características y funciones del equipo Mergin Unit, enfocándose en el detalle de las funciones del mismo, se validará la calidad de la comunicación entre equipos tanto en patio como los equipos instalados en caseta de control, se describirá la fiabilidad al sistema de control y protección al utilizar medio de comunicación como lo es fibra óptica la cual maneja una comunicación en un tiempo superior a los tendidos de cobre, mejora de la transmisión de datos en tiempos reducidos.

El diseño adoptado será no experimental, según Hernández (2014) no se construye ninguna situación, sino que se observan situaciones ya existentes; además, será transversal o transeccional pues se analizará cual es el estado de una o diversas variables en el momento dado, o bien el conjunto de variables en un punto en el tiempo, orientado en el diseño correlacional/causales porque se tiene por objetivo describir relaciones entre dos o más variables individuales entre sus relaciones, sean estas permanentes correlacionales o relaciones causales, donde se mide la relación entre variables en un tiempo determinado.

Correlacional donde se miden las variables y establecen una relación estadística entre ellas mismas, este tipo de investigación se adapta claramente a este estudio y se define de una manera adecuada a las variables a investigar.

9.2. Unidades de análisis

Se analizará las subestaciones eléctricas que forman parte del sistema eléctrico nacional, las cuales se encuentran instaladas en diversos puntos que son claves para satisfacer la necesidad energética del país, ubicadas en los departamentos de Escuintla, Sacatepéquez y la ciudad capital, existen las de tipo elevadoras de tensión, subestaciones de cliente, las de tipo conmutación, y subestaciones de distribución, en este último tipo se ha elegido enfocar la investigación, se utilizará el muestreo por conveniencia, la subestación Eléctrica configuración barra simple, convencional de tipo híbrido, esto indica que utiliza el Aire y Gas SF6 para extinguir el arco eléctrico en tensiones 69/13.8kV así existe la oportunidad de migrar la tecnología antigua por una tecnología más actualizada como lo es una subestación digital por medio equipo Mergin Unit.

9.3. Variables

- ¿Cuáles son las características y funciones de los transformadores de corriente e impacto del efecto de saturación en los cableados de cobre en los Cts.?

Tabla II. Variables pregunta 1

| Criterio Variable | Categoría | | Numérica | | Manipulable | Observable | Nivel de medición |
|------------------------------|--------------------------|--|---------------------|---|-------------|------------|-------------------------|
| | Dicotómicas /politómicas | | Discreta / continua | | | | |
| Variabilidad de saturación | | | | x | | x | Mediciones de intervalo |
| Medición fiable de corriente | x | | | | x | x | Nominal |

Fuente: elaboración propia.

- ¿Qué tecnologías han surgido en los últimos años orientadas a subestaciones convencionales con el objetivo de aumentar la calidad y fiabilidad de energía eléctrica?

Tabla III. **Variables pregunta 2**

| Criterio Variable | Categoría | | Numérica | | Manipulable | Observable | Nivel de medición |
|-------------------------|-----------------------------|----------|-----------------------|----------|-------------|------------|-------------------|
| | Dicotómicas/ politómicas | | Discreta/ continua | | | | |
| Tecnología | | x | | | x | | Nominal |
| % de calidad de Energía | | | | x | | x | De intervalo |

Fuente: elaboración propia.

- ¿Qué impacto tiene la tecnología de subestación digital en el control y protección eléctrica en función del tiempo de actuación ante escenarios de falla y maniobras eléctricas?

Tabla IV. **Variables pregunta 3**

| Criterio Variable | Categoría | | Numérica | | Manipulable | Observable | Nivel de medición |
|--|-----------------------------|--|------------------------|----------|-------------|------------|-------------------|
| | Dicotómicas/ politómicas | | Discreta / continua | | | | |
| Protección Fiable y precisa | x | | | | x | | De intervalo |
| % de control de la subestación eléctrica | | | | x | | x | De intervalo |

Fuente: elaboración propia.

- ¿Qué se debe implementar en una subestación convencional para reducir el impacto del burden que afecta al sistema de protección y control de la subestación eléctrica?

Tabla V. **Variables pregunta 4**

| Variable | Categoría | | Numérica | | Manipulable | Observable | Nivel de medición |
|---|-------------|--------------|----------|------------|-------------|------------|-------------------|
| | Dicotómicas | /politómicas | Discreta | / continua | | | |
| Porcentaje de interferencias por Fibra óptica | | | | X | | X | De intervalo |
| voltamperios | | X | | | | X | De intervalo |

Fuente: elaboración propia.

9.4. Fases del estudio

El proceso por medio del cual se realizará el estudio se detalla a continuación, se considera los procesos a realizar, las técnicas a implementar y las actividades que se ejecutarán en distintas etapas de la investigación y fase final de la investigación.

9.4.1. Fase 1: revisión de la literatura

Recaudar literatura que apoyará la investigación para tener fundamentos bibliográficos como base, describir, detallar, dar características y considerar detalles de subestaciones digitales; la comunicación entre equipos, esquemas de control y protección.

9.4.2. Fase 2: obtención de información

Obtener información sobre las condiciones que se tiene en una subestación híbrida de configuración barra simple, tipo de tecnología antigua, se considera el comportamiento de los transformadores de corriente y su forma de transportar la corriente hacia equipos de control y protección en caseta de control, entre niveles 0 y 1 de la subestación eléctrica.

9.4.3. Fase 3: análisis de información

Se trabajará en la configuración de los equipos que forman parte de la nueva tecnología que suele utilizar una subestación digital, como la utilización de la fibra óptica, su instalación, orden y cuidado, sistema de comunicaciones, equipo tipo Mergin Unit, esquemas que utiliza de comunicación, obtención de datos y procesos, la comunicación, mensajería por protocolo 61850 y condiciones de sincronismo de tiempo.

9.4.4. Fase 4: fase final de investigación

Análisis del impacto en escenario de integración de equipo tipo Mergin Unit; considerando funciones de fibra óptica, mejoras de tiempo, sustitución de cobre y considerando la interacción de equipos primarios con los controladores de bahía, determinación de los beneficios de nueva tecnología de subestaciones digitales, y presentación del informe final de investigación como una propuesta de mejora del sistema eléctrico en control y protección.

10. TÉCNICAS DE ANÁLISIS

A partir de la información recabada del estado actual de la subestación eléctrica configuración barra simple; hay que dirigirse al departamento de mantenimiento de subestaciones eléctricas para la recolección de datos del estado de la subestación actual, tales como: tablas de conexiones y tendidos eléctricos especialmente dirigidos a los de transformadores de corriente, características del sistema de automatización de subestación eléctrica, diagramas de comunicación y control, manuales y planos de los equipos que conforman el sistema de control y protección.

Las técnicas por utilizar son: muestreo, recopilación de información, observación directa, análisis y validación de datos, para generar predicciones de los impactos que causan las tecnologías en el monitoreo de las subestaciones eléctricas a través de la información de características y funciones de equipo Merjin Unit que se recabe.

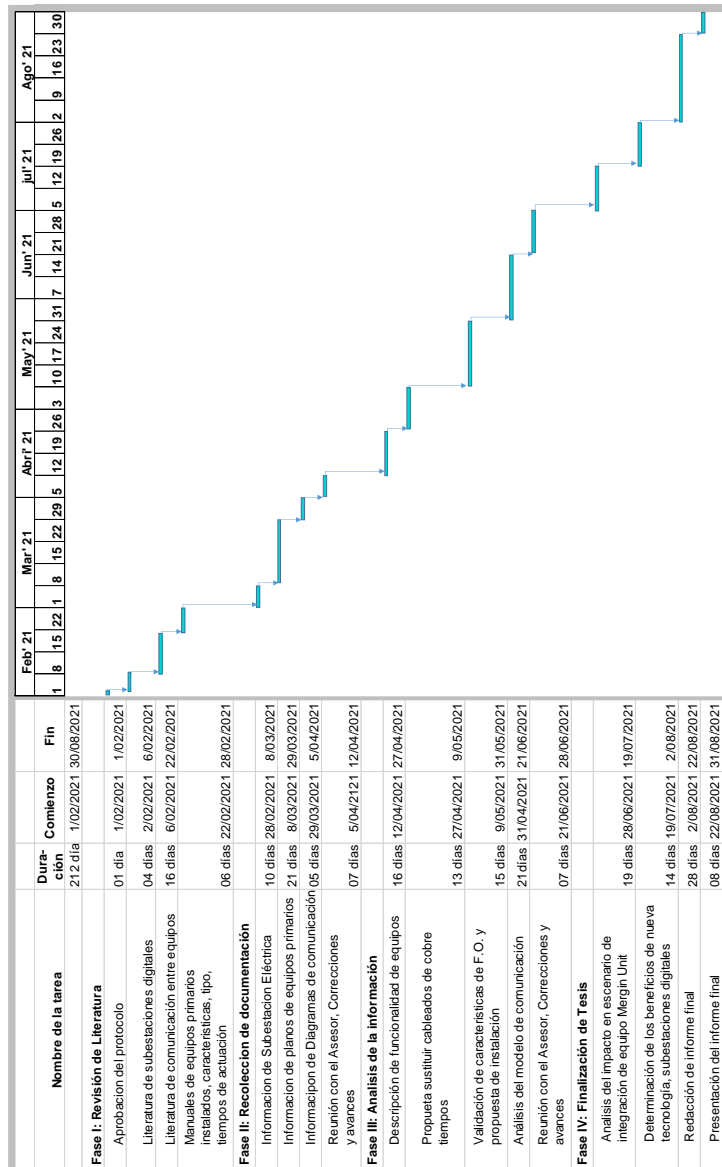
Para un mejor estudio es importante obtener información de una muestra como lo aclara Hernández (2014) “Muestra: subgrupo del universo o población del cual se recolectan los datos y que debe ser representativo de esta” (p. 29). De las subestaciones existentes en el sistema de transmisión se elegirá subestaciones de tipo convencional (AIS), subestaciones eléctricas que utilizan el aislamiento del aire, configuración barra simple, ubicadas en los departamentos de Escuintla, Sacatepéquez y ciudad capital de Guatemala, las cuales no tienen implementado el concepto de subestación digital.

Análisis de escenarios, da la oportunidad de comparar diferentes factores que apoyen a la mejora del control y comunicación entre equipos primarios, secundarios, control y protección y del impacto que estos tendrán al interactuar con equipo de tipo Mergin Unit.

A través del programa Microsoft® Excel se realizará el vaciado de la información obtenida para su posterior interpretación-en tablas y hojas de cálculo. Por otro lado, el procesador de palabras Microsoft® Word para todas las variables cualitativas e información que respalde la decisión para implementar tecnología de punta y realizar pronósticos en escenarios supuestos que permitan demostrar, para migrar a sistemas más actuales y de vanguardia.

11. CRONOGRAMA

Figura 13. Cronograma de actividades



Fuente: elaboración propia.

12. FACTIBILIDAD DEL ESTUDIO

De acuerdo con la información recabada descrita anteriormente y con la investigación realizada se logró determinar que el estudio es factible y de avance tecnológico. Para obtener resultados positivos a continuación se detallan los recursos necesarios:

- Recurso humano

El estudiante de maestría en Gestión de Mercados Eléctricos Regulados será el principal recurso humano que trabajará en esta investigación; encargado de realizar las fases antes descritas en esta investigación, se contempla la asesoría de un ingeniero experto en el tema de instalaciones en subestaciones.

- Recurso tecnológicos y acceso a la información

Los recursos tecnológicos son necesarios para el desarrollo de la investigación, por ejemplo:

- 1 computador portátil
- Microsoft Office 365

También contar con acceso a la información como libros de texto, artículos, publicaciones, manuales, investigaciones y acceso información a través de la web.

- **Recurso financiero**

Se detallan aspectos económicos en la siguiente tabla, y se consideran gastos relevantes durante el periodo de investigación.

Tabla VI. Detalle de factibilidad del estudio

| Recurso | Descripción | Unidades | Costo Unitario | Total | Porcentaje % |
|---|---|------------------------------------|----------------|-------------------|--------------|
| Tiempo propio invertido en la investigación | Inversión de tiempo, adquisición de datos, visitas de campo (Escuintla, Sacatepéquez y capital) investigación, análisis de información. | 10 horas por semana por 24 semanas | Q 30.00 | Q7,200.00 | 51.56% |
| Internet | El uso de herramienta internet constante, navegación, consultas, clases virtuales | 06 meses | Q 309.00 | Q 1,854.00 | 13.27% |
| Librería | Uso de útiles escolares y papelería, impresiones, archivo | 01 | Q1,320.00 | Q 1,320.00 | 9.45% |
| Asesoría | Sesiones en diferentes etapas de la investigación con asesor, tesista, técnico. | 06 sesiones | Q 500.00 | Q 3,000.00 | 21.48% |
| Transporte | Peajes, combustible, depreciación de vehículo (02 visitas de Escuintla a Guatemala) | 400 km | Q 0.5.00 x Km | Q 200.00 | 1.43% |
| Energía eléctrica | Consumo de energía eléctrica en dispositivos electrónicos, pc, celulares, impresora, audio. | 06 meses | Q 40 | Q 240.00 | 1.72 % |
| Imprevistos | Gastos varios. | 01 | Q 150 | Q 150.00 | 1.07% |
| TOTAL | | | | Q13,964.00 | |

Fuente: elaboración propia.

13. REFERENCIAS

1. ABB. (23 de julio de 2019). *ABB group*. [Mensaje de blog]. Recuperado de <https://myportal.abb.com/>
2. AMM, A. (2 de septiembre de 2020). *Portal del AMM*. [Mensaje de blog]. Recuperado de <https://www.amm.org.gt/portal/>
3. Anderson, P. (1999). *Power Sistem Protection*. United States of America: IEEE Press Editorial Board.
4. Bailey, D. y Wright, E. (2003). *Practical fiber optics*. USA: Linacre House, Elsevier.
5. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (2013). *Marco Legal del sub sector eléctrico de Guatemala, compendio de leyes y reglamentos*. Guatemala: Editorial Serviprensa, S.A.
6. Hernández, R. (2014). *Metodología de la investigación*. México: McGraw-Hill.
7. International Electrotechnical Commission (IEC), I. S.-7.-1. (2003). *Communication networks and systems in substations - part 7. Basic communication structure for substation and fedder equipment - principles models*. Ginebra, Suiza: IEC 2003. Recuperado de <https://www.researchgate.net/publication/3061129>

67_The_IEC_61850_standard_Communication_networks_and_automation_systems_from_an_electrical_engineering_point_of_view

8. International Electrotechnical Commission (IEC), T.-1. (2003). *Communication networks and systems in substations - part 1. Introduction and overview*. Ginebra, Suiza: IEC 2003. Recuperado de https://www.academia.edu/34111821/Communication_networks_and_systems_in_substations_Part_1_Introduction_and_overview
9. McDonald, J. (2001). *Electric power substations engineering*. Boca Raton, Florida: CRC PRESS.
10. McDonald, J. (2012). *Electric power substations engineering* (3a edición). Boca Raton, Florida: CRC PRESS Taylor & Francis Group.
11. Padilla, E. (2016). *substation automation systems design and implementation*. Venezuela: Wiley and Sons, Ltd.
12. Ramírez, S. (2003). *Protección de sistemas eléctricos*. (1a edición). Bogota, Colombia: Universidad Nacional de Colombia - Sede Manizales. Recuperado de <https://repositorio.unal.edu.co/bitstream/handle/unal/7094/samuelramirezcastano.2003.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
13. Ryan, H. (2013). *High - Voltage Engineering and Testing* (3a edición.). London: Institution of Engineering and Technology.

14. SIEMENS. (24 de noviembre de 2018). *DB y Siemens inician proyecto de hidrógeno.* [Mensaje de blog]. Recuperado de <https://www.siemens.com/global/en.html>
15. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, I. (1996). *IEEE Guide for the Application of Current, IEEE Std C37.110-1996.* New York, United States of America.: American National Standards Institute.

