



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

**FACTIBILIDAD TÉCNICA EN LA UTILIZACIÓN DE TRANSFORMADORES DE
INSTRUMENTACIÓN ÓPTICOS PARA LA PROTECCIÓN Y MEDICIÓN DE
SUBESTACIONES ELÉCTRICAS**

David Andrés Pinto Cabrera

Asesorado por el Ing. Justo Francisco Fong González

Guatemala, septiembre de 2020

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**FACTIBILIDAD TÉCNICA EN LA UTILIZACIÓN DE TRANSFORMADORES DE
INSTRUMENTO ÓPTICOS PARA LA PROTECCIÓN Y MEDICIÓN DE
SUBESTACIONES ELÉCTRICAS**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

DAVID ANDRÉS PINTO CABRERA

ASESORADO POR EL ING. JUSTO FRANCISCO FONG GONZÁLEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

GUATEMALA, SEPTIEMBRE DE 2020

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. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. Roberto Guzmán Ortiz
EXAMINADOR	Ing. Carlos Eduardo Guzmán Salazar
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

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:

FACTIBILIDAD TÉCNICA EN LA UTILIZACIÓN DE TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO ÓPTICOS PARA LA PROTECCIÓN Y MEDICIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 15 de febrero de 2018.

David Andrés Pinto Cabrera



Ciudad de Guatemala, 14 de octubre de 2019

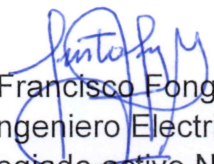
Ingeniero
Fernando Alfredo Moscoso Lira
Coordinador de Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Presente. —

Por medio de la presente me dirijo a su persona con la finalidad de informar que, en mi carácter como Asesor del Trabajo de Graduación titulado: **FACTIBILIDAD TÉCNICA EN LA UTILIZACIÓN DE TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTACIÓN ÓPTICOS PARA LA PROTECCIÓN Y MEDICIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS**, presentado por el estudiante: **David Andrés Pinto Cabrera** con carné No. **2012-12537**, ha sido concluido satisfactoriamente, considerando que dicho trabajo reúne los requisitos y méritos suficientes para continuar con la fase de revisión por parte de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica de la facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala.

Aprovecho la oportunidad para expresarle mi consideración y estima personal.

Atentamente,


Justo Francisco Fong González
Ingeniero Electricista
Colegiado activo No. 3555
JUSTO FRANCISCO FONG GONZALEZ
INGENIERO ELECTRICISTA
COLEGIADO No 3555



REF. EIME 17. 2020.
17 de FEBRERO 2020.

Señor Director
Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**FACTIBILIDAD TÉCNICA EN LA UTILIZACIÓN DE
TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTACIÓN ÓPTICOS PARA
LA PROTECCIÓN Y MEDICIÓN DE SUBESTACIONES
ELÉCTRICAS**, del estudiante; **David Andrés Pinto Cabrera**, que
cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Fernando Alfredo Moscoso Lira
Coordinador de Potencia





REF. EIME 17. 2020.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante: DAVID ANDRÉS PINTO CABRERA titulado: FACTIBILIDAD TÉCNICA EN LA UTILIZACIÓN DE TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTACIÓN ÓPTICOS PARA LA PROTECCIÓN Y MEDICIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS, procede a la autorización del mismo.

Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo

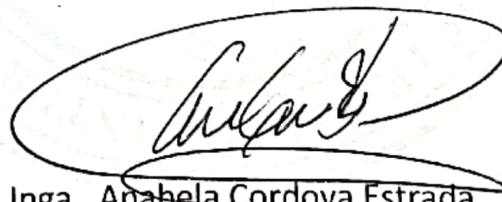


GUATEMALA, 9 DE MARZO 2020.

DTG. 232.2020.

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 Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **FACTIBILIDAD TÉCNICA EN LA UTILIZACIÓN DE TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTACIÓN ÓPTICOS PARA LA PROTECCIÓN Y MEDICIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS**, presentado por el estudiante universitario: **David Andrés Pinto Cabrera**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



Inga. Anabela Cordova Estrada
Decana



Guatemala, septiembre de 2020

AACE/asga

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por ser mi guía y darme la oportunidad de terminar la carrera.
Mis padres	Bladimir Pinto y Flor Cabrera. Por su ejemplo de amor, fuerza y constancia, con su vida me han enseñado a luchar.
Mis hermanos	Carlos Roberto, María Esther, Débora Rocío, Samuel Jacob Pinto Cabrera y Fátima del Rosario. Por sus consejos, paciencia y muestras de cariño. Ustedes son los mejores compañeros de vida.
Familiares	Abuelos, abuelas, tíos, tías, primos y primas. Por su apoyo incondicional y por enseñarme a sonreír cuando más lo necesitaba.
Amigos	Los del colegio, los de la universidad y a los he conocido a lo largo de la vida. A todos ustedes, porque al ver la vida que no podía ser más grande mi familia, me dio el regalo de conocerlos y de compartir con cada uno de ustedes.

AGRADECIMIENTOS A:

**Universidad de San
Carlos de Guatemala**

Por ser mi casa de estudios y por darme la oportunidad de crecer y desarrollarme como persona para el beneficio de la sociedad.

Facultad de Ingeniería

Por ser la Facultad que me ha transmitido el conocimiento necesario para enfrentar día a día nuevos retos profesionales.

Ing. Justo Fong

Por ser mi asesor, por brindarme apoyo profesional y por los consejos puntuales que me ayudaron a desarrollar este tema.

ÍNDICE GENERAL

1

1.2.5.	Resistencia a los cortocircuitos	31
1.2.5.1.	Intensidad límite térmica.....	32
1.2.5.2.	Intensidad límite dinámica	33
1.2.6.	Funcionamiento a circuito abierto.....	34
1.2.7.	Selección del transformador de corriente	35
1.3.	Transformadores de voltaje.....	37
1.3.1.	Tipos de transformadores de voltaje	39
1.3.1.1.	Transformadores de voltaje inductivos	40
1.3.1.2.	Transformadores de voltaje capacitivos.....	41
1.3.2.	Errores de tensión y de fase.....	43
1.3.3.	Transformadores de voltaje para medida	45
1.3.3.1.	Clase de precisión.....	46
1.3.4.	Transformadores de voltaje para protección	47
1.3.4.1.	Clase de precisión.....	48
1.3.5.	Carga del secundario	49
1.3.6.	Respuesta a las sobretensiones	50
1.3.6.1.	Ferroresonancia en serie.....	50
1.3.6.2.	Ferroresonancia en paralelo.....	51
1.3.7.	Funcionamiento con el secundario a corto circuito	51
1.3.8.	Selección del transformador de voltaje	52
1.4.	Transformadores de instrumentación combinados	53
1.5.	Aislamiento de los transformadores de instrumentación	54
1.5.1.	Aislamiento externo.....	55
1.5.2.	Aislamiento interno.....	56
1.5.3.	Aislamiento interno en SF6	57
1.6.	Fabricación de los transformadores de corriente	57

1.7.	Fabricación de transformadores de voltaje inductivos.....	59
1.8.	Fabricación de transformadores de voltaje capacitivos	60
2.	DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LOS SENSORES ÓPTICOS DE CORRIENTE Y VOLTAJE	61
2.1.	Transductor óptico de corriente	63
2.1.1.	Principio de funcionamiento del transductor óptico de corriente	65
2.1.2.	Aspectos prácticos del transductor óptico de corriente.....	69
2.1.2.1.	Dieléctrico y estructura mecánica	73
2.1.3.	Características eléctricas del transductor óptico de corriente.....	74
2.1.3.1.	Efectos de la temperatura.....	76
2.1.3.2.	Efectos de las vibraciones	77
2.1.3.3.	Doble refracción en sensores ópticos de corriente.....	79
2.1.4.	Ventajas y desventajas del transductor óptico de corriente.....	81
2.2.	Transductor óptico de voltaje.....	83
2.2.1.	Principio de funcionamiento del transductor óptico de voltaje.....	84
2.2.2.	Aspectos prácticos del transductor óptico de voltaje	86
2.2.2.1.	Dieléctrico y estructura mecánica	88
2.2.3.	Características eléctricas del transductor óptico de voltaje	89
2.2.3.1.	Doble refracción en sensores ópticos de voltaje	91

2.2.3.2.	Ventajas y desventajas del transductor óptico de voltaje.....	92
2.3.	Transductor óptico de voltaje y corriente.....	93
2.3.1.	Características eléctricas del transductor óptico de corriente y voltaje	95
2.3.2.	Ventajas y desventajas del transductor óptico de corriente y voltaje	96
2.4.	Consideraciones técnicas para el uso de transductores ópticos para protección	98
2.5.	Consideraciones técnicas para el uso de transductores ópticos para medición	99
3.	PROTECCIÓN Y MEDICIÓN DE UNA BAHÍA DE SUBESTACIÓN UTILIZANDO SENSORES ÓPTICOS Y LA NORMA IEC 61850	101
3.1.	Norma IEC 61850.....	102
3.1.1.	Sistema de automatización en subestaciones.....	103
3.1.1.1.	Niveles de automatización en subestaciones	104
3.1.1.1.1.	Nivel de proceso	105
3.1.1.1.2.	Nivel de bahía	106
3.1.1.1.3.	Nivel de estación.....	106
3.1.2.	Mensajes en IEC 61850	107
3.1.2.1.	Mensajes convencionales	110
3.1.2.2.	Mensajes GOOSE.....	112
3.1.3.	Arquitectura de comunicaciones en IEC 61850.....	115
3.2.	Intercambio de mensajes GOOSE entre equipos de PCyM para la protección de subestaciones	120
3.3.	Utilización de sensores ópticos de corriente y voltaje según la norma IEC 61850	122

3.4.	Alternativa para la conexión de los sensores ópticos de corriente y voltaje	123
3.5.	Esquema de conexión para la protección eléctrica de una bahía de línea y zonas de protección	130
3.6.	Análisis de respuesta ante una falla de las protecciones eléctricas	133
3.7.	Confiabilidad de las protecciones con el diseño de subestaciones que utilicen información digital.....	136
4.	ANÁLISIS ECONÓMICO DEL USO DE SENSORES ÓPTICOS DE CORRIENTE Y VOLTAJE EN UNA BAHÍA DE SUBESTACIÓN	139
4.1.	Análisis del costo de sensores ópticos	145
4.1.1.	Análisis del costo de sensores ópticos de corriente para protección y medición	146
4.1.2.	Análisis del costo de sensores ópticos de voltaje para protección y medición.....	150
4.1.3.	Análisis del ahorro en conductores de cobre de una bahía de subestación con la implementación de sensores ópticos.....	153
4.2.	Comparación de los beneficios del uso de sensores ópticos.....	157
4.2.1.	Comparación de los beneficios del uso de sensores ópticos de corriente	159
4.2.2.	Comparación de los beneficios del uso de sensores ópticos de voltaje.....	160
4.2.3.	Comparación de los beneficios del uso de sensores ópticos de corriente y voltaje.....	161

CONCLUSIONES.....	163
RECOMENDACIONES	165
BIBLIOGRAFÍA.....	169
ANEXOS.....	177

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Transformadores de corriente con uno o dos circuitos magnéticos	5
2.	Curvas de imantación para distintos núcleos	7
3.	Circuito equivalente del transformador de corriente	8
4.	Porcentaje de error de intensidad	11
5.	Factor de seguridad de un transformador de corriente	19
6.	Relación de la carga con el factor de seguridad en los transformadores de corriente para medida	20
7.	Porcentaje de error compuesto de un transformador de corriente	23
8.	Error compuesto de un transformador de corriente.....	23
9.	Factor límite de precisión	27
10.	Corriente instantánea durante un cortocircuito.....	29
11.	Corriente nominal térmica de cortocircuito	33
12.	Circuito equivalente del transformador de voltaje	39
13.	Conexión de un transformador de voltaje a la red.....	41
14.	Circuito equivalente de los transformadores de voltaje capacitivos	43
15.	Error de voltaje	44
16.	Elementos básicos para la instalación de un transformador óptico.....	64
17.	Estados de polarización de una señal óptica	66
18.	Ángulo de Faraday	67
19.	Ángulo de Faraday según el número de vueltas al solenoide	68
20.	Medición básica para la medición de la polarización de un rayo de luz	69

21.	Medición de la polarización de un rayo de luz utilizando interferómetros.....	71
22.	Método de medición utilizando un sensor de corriente utilizando fibra	72
23.	Medición con material ópticamente activo	72
24.	Salida de un sensor óptico para una señal variable de 0 a 500 Hz	75
25.	Señal de salida del sensor óptico a una frecuencia constante de 50 Hz y una variación de corriente de 0A a 800 ^a	76
26.	Efecto de la vibración en la medición de corriente.....	78
27.	Funcionamiento del transductor óptico de voltaje	86
28.	Elementos básicos que componen al sensor óptico	89
29.	Forma de onda de un voltaje medido por un sensor óptico de voltaje	90
30.	Configuración para la conexión de una unidad óptica de medición	95
31.	Niveles de automatización de subestaciones eléctricas	105
32.	Representación gráfica del modelo de datos orientado a objetos	110
33.	Transmisión de mensajería GOOSE.....	114
34.	Arquitectura de comunicación en IEC 61850	117
35.	Tiempos de transmisión de un mensaje GOOSE	122
36.	Unifilar de una subestación de media tensión con configuración barra simple	125
37.	Red de tecnología Ethernet aplicado en bus de estación y bus de proceso	126
38.	Compensación de tiempo del camino de comunicación	129
39.	Alcance de la protección de distancia en una bahía de línea	131
40.	Protección de distancia por zonas para una línea	132
41.	Subestación eléctrica con transformadores de instrumentación convencionales	137

42.	Subestación eléctrica con transformadores de instrumentación ópticos	138
43.	Subestaciones eléctricas.....	139
44.	Cableado de subestación convencional.....	141
45.	Cableado de subestación utilizando la norma IEC 61850	143
46.	Integración de transformadores de instrumentación ópticos y convencionales utilizando Merging Unit	144
47.	Diagrama unifilar para subestación de 69 kV: comparación de cableado entre transformadores de instrumento convencionales y ópticos	154
48.	Transformadores de instrumentación no convencionales marca ABB	177
49.	Transformadores de instrumentación no convencionales marca ARTECHE	178
50.	Disposiciones técnicas. Invitación a cotizar: Suministro de transformadores de medida 230 y 138 kV para el sistema central.....	179
51.	Acta de adjudicación: Suministro de transformadores de medida 230 y 138 kV para el sistema central	186
52.	Seguro de caución de conservación de calidad: Suministro de transformadores de medida 230 y 138 kV para el sistema central.....	188
53.	Solicitud de información a la Unidad de Información Pública Instituto Nacional de Electrificación – INDE-	189

TABLAS

I.	Dualidad de los transformadores de instrumentación	3
II.	Precisión y factores de corrección para transformadores de medición.....	15
III.	Error de corriente y desplazamiento de fase para transformadores de corriente para medición.....	17
IV.	Clases de exactitud y carga para transformadores de instrumentación de corriente para aplicaciones de medición comercial en Guatemala	18
V.	Clases de precisión para transformadores de corriente de protección.....	25
VI.	Clases de precisión para transformadores de corriente de protección según la norma IEEE C57.13	26
VII.	Clases de precisión y sus aplicaciones en transformadores de voltaje para medida.	46
VIII.	Clases de exactitud y carga para transformadores de instrumentación de voltaje para aplicaciones de medición comercial en Guatemala.....	47
IX.	Clases de precisión y sus aplicaciones en transformadores de voltaje para protección.	49
X.	Ancho de banda utilizado según el número de muestras analógicas por ciclo para un sistema de potencia de 50 Hz.....	128
XI.	Especificaciones técnicas de un transformador de corriente convencional para una subestación de 230 kV	147
XII.	Especificaciones técnicas de un transformador de corriente óptico para una subestación de 230 kV	148
XIII.	Especificaciones técnicas de un transformador de voltaje convencional para una subestación 230 kV	150

XIV.	Especificaciones técnicas de un transformador de voltaje óptico para una subestación 230 kV	151
XV.	Cantidad de cable de cobre por bahía de subestación para una configuración barra simple.....	155

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Amperio (s)
°C	Centígrado (s)
°	Grado (s)
Hz	Hercio
kV	Kilovoltio (s)
msnm	Metro sobre el nivel del mar
mm	Milímetro (s)
mV	Milivoltio (s)
Ω	Ohmio (s)
%	Porcentaje
VA	Voltiamperio (s)
V	Voltio (s)

GLOSARIO

AMM	Administrador del Mercado Mayorista.
ANSI	American National Standards Institute. Instituto sin fines de lucro que desarrolla estándares para productos, servicios y procesos.
AWG	<i>American Wire Gauge</i> . Es el calibre de alambre estadounidense.
B	Densidad de flujo magnético.
BGO	$\text{Bi}_4\text{Ge}_3\text{O}_{12}$. Cristal de centelleo.
C	Capacitancia. Capacidad de un dispositivo para almacenar energía eléctrica.
CT	Transformador de corriente.
f.e.m.	Fuerza electromagnética. Energía generada por una fuente capaz de suministrar corriente eléctrica.

Flujo de dispersión	Flujo disperso en pequeñas cantidades que van a depender de la forma del núcleo y su trayecto en un transformador eléctrico.
fmm	Fuerza magnetomotriz. Fuerza capaz de producir una intensidad de campo magnético.
FS	Factor de seguridad.
H	Intensidad de campo magnético.
I_{th}	Corriente límite térmico. Corriente máxima en un conductor considerando la temperatura máxima a través de este.
IEC	<i>International Electrotechnical Commission.</i> Organización encargada de crear estándares internacionales para tecnologías de electrónica y eléctrica.
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers.</i>
INDE	Instituto Nacional de Electrificación.
L	Inductancia. Oposición de un conductor al cambio de la corriente.

Mumetal	Aleación de hierro, níquel, cobalto, boro y cromo que tiene características de apantallamiento de campos magnéticos.
NCC	Normas comerciales. Normas del Administrador del Mercado Mayorista.
PCB	Bifenilo Poloclorado. Compuesto químico utilizado como refrigerante en transformadores eléctricos.
Permayol	Aleación magnética compuesta por níquel y acero que da una alta permeabilidad magnética.
Permeabilidad magnética	Capacidad de un material para verse afectado por un campo magnético.
Principio de Dualidad	Característica de lo que contiene dos naturalezas.
PT	Transformador de potencial o voltaje.
R	Resistencia. Oposición al paso de la corriente eléctrica a través de un conductor.
RMS	<i>Root Mean Square</i> . Valor de una corriente alterna que produce la misma disipación de calor que una corriente continua.

Saturación magnética	Punto máximo de imantación de un material.
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition.</i> Software que permite supervisar y controlar procesos industriales a distancia.
Sensor	Dispositivo capaz de detectar magnitudes físicas.
SF6	Hexafloruro de azufre. Gas artificial generalmente utilizado como aislante en equipos eléctricos.
Transductor	Dispositivo capaz de recibir energía de una magnitud física y transformarla en una señal eléctrica.
Whatthorimetro	Equipo de medición que permite obtener el consumo de energía eléctrica de un circuito.
X	Reactancia. Oposición al paso de la corriente alterna por inductores y condensadores.
Z	Impedancia. Resistencia que presenta un circuito al paso de una corriente alterna.

RESUMEN

En el siguiente trabajo de graduación se plantea la utilización de transformadores de instrumento ópticos de corriente y voltaje para la transformación de los valores primarios a secundarios que son utilizados en los circuitos de protección, control y medición (PCyM). La idea fundamental es analizar los beneficios técnicos y económicos de estos equipos frente a los transformadores de instrumentación convencionales quienes tienen un papel importante en la red eléctrica y actualmente dominan el mercado de medidores para subestaciones de alta tensión.

En el primer capítulo se desarrolla una descripción de los transformadores de instrumentación convencionales de corriente y voltaje en la que incluye sus características de funcionamiento, los tipos de transformadores que existen, los errores que afectan la exactitud de las mediciones y la precisión clasificada por clases para los transformadores de protección y para los transformadores de medición.

El segundo capítulo describe los transformadores de instrumentación ópticos, sus principios de funcionamiento, los tipos de sensores utilizados para la medición, las características a considerar para su instalación y una comparación técnica de las ventajas y desventajas frente a los transformadores convencionales. Con el uso de este tipo de transformadores se busca obtener los datos de medición de corriente y voltaje de forma digital directamente de los equipos a nivel de campo permitiendo utilizar menos de cables de cobre y haciendo más eficiente y sencilla la transmisión de la información.

Para complementar la investigación técnica de los transformadores de instrumentación ópticos el tercer capítulo describe la implementación de estos equipos para la protección y medición de una bahía de subestación eléctrica. En este se detalla el protocolo de comunicación IEC 61850 para la interacción entre los equipos de PCyM y los equipos de campo, la forma en que se da dicha interacción de equipos, la arquitectura de comunicación que permite redundancia y confiabilidad en el sistema, la alternativa para instalar estos equipos en cualquier subestación y un pequeño análisis de los beneficios de utilizarlos al implementar un sistema de automatización.

Finalmente, en el cuarto capítulo se realiza un análisis económico entre los transformadores convencionales y ópticos para el caso en que se planea utilizar en una bahía de subestación eléctrica tanto para aplicaciones de medición como para aplicaciones de protección. La razón de dar a conocer la mayoría de las características técnicas y económicas de estos transformadores es ayudar en un futuro a tomar la decisión sobre qué equipo es conveniente instalar en una subestación eléctrica, tomando en cuenta que los beneficios de estos equipos se ven reflejados en una solución eléctrica confiable, estable y rentable.

OBJETIVOS

General

Elaborar un estudio técnico del uso de los transformadores de instrumentación ópticos para la protección y medición de una bahía de subestación eléctrica de alta tensión.

Específicos

1. Determinar y comprender las características técnicas de los transformadores de instrumentación convencionales utilizados actualmente en la protección y medición de subestaciones eléctricas.
2. Investigar las características técnicas de los transformadores de instrumentación ópticos para determinar las ventajas y desventajas frente a los transformadores de instrumentación convencionales.
3. Describir el funcionamiento de los transformadores de instrumentación ópticos para la automatización de subestaciones en base a la norma IEC 61850.
4. Analizar los beneficios técnicos del uso de los transformadores de instrumentación ópticos en la protección y medición de una bahía de subestación.

5. Examinar los beneficios económicos del diseño de bahía de subestación con la implementación de los transformadores de instrumentación ópticos.

INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica se produce en centrales de generación eléctrica que normalmente se encuentran a grandes distancias de los puntos de consumo por lo que se hace uso de una red compleja y mallada de transporte y distribución para unir las generadoras con los consumidores.

El estado eléctrico de un punto de la red de transporte y distribución está determinado por los valores de corriente y tensión que en este se midan por lo que se realizan las mediciones necesarias en varios puntos a lo largo de dicha red para poder controlar los cambios en el sistema eléctrico. Desde un enfoque económico estas mediciones tienen como finalidad conocer la cantidad de energía generada y la cantidad de energía consumida por el cliente para realizar la facturación y desde un enfoque técnico estas mediciones sirven para mantener el control en la red, para aislar las fallas y mejorar la eficiencia de la generación y distribución.

La importancia de aislar las fallas radica en que si una falla se mantiene por mucho tiempo puede causar daños a los equipos eléctricos y electrónicos, puede causar inestabilidad en el sistema y puede ser peligroso para los operarios encargados de la zona.

A pesar de que independientemente del equipo que se tenga no se pueda asegurar que nunca se producirá una falla se utilizan sistemas de control y protección para lograr que estas puedan ser eliminadas en el menor tiempo posible. Estos sistemas necesitan tener la información de la red, por lo que se hace uso de los transformadores convencionales de intensidad para obtener los

valores de corriente y de los transformadores convencionales de potencial para obtener los valores de voltaje para que a continuación esta información sea enviada con cables de cobre a los dispositivos de protección y medida y a los contadores.

En la actualidad, los avances tecnológicos implementados en el área de alta tensión para el control, protección y medición en subestaciones están marcando una tendencia hacia la creación de subestaciones supervisadas y maniobradas con información digital, se ha desarrollado sensores de corriente y tensión basados en los efectos del campo magnético sobre las propiedades ópticas de los materiales que permiten la adquisición y el intercambio de datos analógicos representados en información digital por medio de una comunicación basada en la norma IEC 61850.

Con el análisis y uso de este tipo de sensores se busca mejorar el control del estado eléctrico de las subestaciones a través de la centralización de la información, la adquisición de información sin pérdida de calidad, la reducción de cables de cobre, disminución de la interferencia electromagnética, reducción de la intervención manual en circuitos eléctricos y el aumento del grado de supervisión.

1. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LOS TRANSFORMADORES CONVENCIONALES DE INSTRUMENTACIÓN PARA PROTECCIÓN Y MEDICIÓN

Los transformadores de instrumentación están diseñados específicamente para su uso con equipo eléctrico y por lo general estos se pueden clasificar dentro del grupo de instrumentos como voltímetros, amperímetros, vatímetros, entre otros.

El nombre de transformadores de instrumentación es utilizado para clasificar a los transformadores de corriente (CT), y voltaje (PT), los cuales son utilizados para aislar los circuitos de alta tensión y reducir las magnitudes de estos a valores estandarizados y seguros para el operador y el equipo a alimentar. Si las mediciones de voltaje y corriente se realizaran en alta tensión se pondría en riesgo la vida del operador y los equipos a los que les interesan las mediciones aumentarían en costos, pues estos deberían de tener un mayor aislamiento para soportar dichas tensiones y corrientes.

Comenzando por la forma sinusoidal de la corriente y voltaje a medir, es necesario que este tipo de instrumentos posean una alta eficiencia de transformación para producir una réplica exacta de la magnitud de entrada a una diferente escala, es decir que durante el proceso de medición deben de poder seguir los cambios instantáneos en la magnitud de entrada.

Los transformadores de instrumentación tienen conectados en su devanado primario la línea de alta tensión y en el secundario los instrumentos de medición, logrando de esta manera un aislamiento entre ambos circuitos.

Por lo general, estos transformadores están contruidos para que en su secundario entreguen corrientes estandarizadas entre 1 o 5 amperios (A) y tensiones estandarizadas de 100, 110, $100/\sqrt{3}$, $110/\sqrt{3}$ voltios (V).

1.1. Generalidades

Como se mencionó con anterioridad, los transformadores de instrumentación, además de aislar a los equipos de medida y protección del lado de alta tensión, dan la posibilidad de medir la potencia transmitida y suministrar señales que permitan a los relés de protección evaluar las condiciones de la línea.

Debido a que las condiciones del sistema eléctrico se pueden obtener del análisis de la tensión y corriente donde están instalados existen transformadores de instrumentación de corriente (TC), y los transformadores de instrumentación de tensión (PT), tanto para a) medición como para b) protección. Los transformadores de corriente se conectan en serie a la línea de transmisión, mientras que los transformadores de tensión se conectan en paralelo ya sea entre dos fases o bien entre una fase y neutro. Además de presentar una característica de dualidad como se muestra en la tabla I, para el análisis de estos transformadores en paralelo, principalmente entre fase y neutro, son aplicables las leyes de los transformadores de potencia.

Tabla I. **Dualidad de los transformadores de instrumentación**

Concepto	Transformador	
	Tensión	Corriente
Norma IEC	60186	60185
Tensión	Constante	Variable
Corriente	Variable	Constante
La carga determinada por	Corriente	Tensión
Causa de error	Caída de tensión en serie	Corriente derivada en paralelo
La carga secundaria aumenta cuando	Z_2 disminuye	Z_2 aumenta
Conexión del transformador a la línea	En paralelo	En serie
Conexión de los aparatos al secundario	En paralelo	En serie

Fuente: MODULO II-5. *Transformadores de instrumentos*.

<https://www.amee.com.mx/TRANSFORMADORES%20DE%20CORRIENTE.pdf>. Consulta: 11 de mayo de 2018.

1.2. Transformadores de corriente

El transformador de corriente (CT), es un dispositivo de instrumentación que suministra, en el lado secundario, la corriente a los equipos de medición y protección, donde la corriente secundaria es proporcional a la corriente primaria y con un pequeño desfase. Por lo general estos transformadores constan de muy pocas espiras en su lado primario y se conectan en serie con el circuito que se desea medir, mientras que el secundario está conectado en serie a los equipos de medición y protección que necesiten ser alimentados.

Los transformadores de corriente pueden ser conectados en serie al circuito de potencia debido a que la carga o impedancia del devanado es despreciable en comparación al sistema de potencia al cual estos están conectados, aun considerando la carga que pueda ser conectada al secundario.

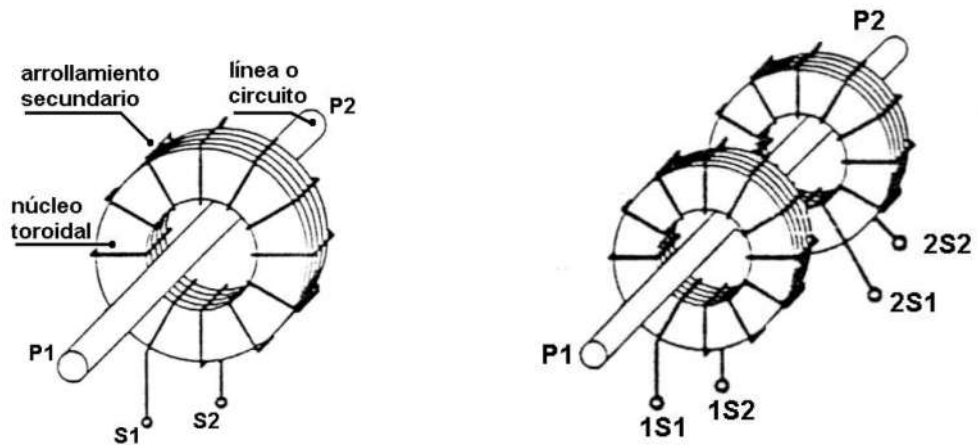
Así como se puede observar en la figura No. 1, en el lado secundario puede haber más de un arrollamiento o devanado embobinado sobre uno o varios circuitos magnéticos. Los núcleos de estos devanados están separados de forma magnética para que no exista influencia de un secundario sobre otro y pueden tener diferentes características para ser utilizados como transformadores de medida o protección.

Generalmente los transformadores de corriente son construidos con un núcleo de forma toroidal y con el arrollamiento secundario repartido uniformemente, logrando reducir al mínimo el flujo de dispersión.

Si en el lado secundario del transformador de corriente existen más de un devanado, estos pueden ser utilizados como que fueran diferentes transformadores, logrando que unos puedan ser utilizados para mediciones que requieren una mayor precisión, y otros para protección. Además, en ocasiones es necesario utilizar transformadores de corriente independientes para el tipo de protección en el que se utilizarán.

Por lo general, en circuitos trifásicos los devanados secundarios de un transformador de corriente se pueden conectar de tres maneras: conexión en estrella, conexión en delta y conexión en delta abierta. Específicamente en la protección diferencial de transformadores de potencia, el lado del transformador de potencia que está conectado en estrella es donde se coloca la conexión delta de los transformadores de corriente, mientras que en el lado del transformador de potencia que está conectado en delta es donde se utilizan los transformadores de corriente conectados en estrella.

Figura 1. **Transformadores de corriente con uno o dos circuitos magnéticos**



Fuente: MODULO II-5. *Transformadores de corriente.*

<https://www.acomee.com.mx/TRANSFORMADORES%20DE%20CORRIENTE.pdf>. Consulta:
18 de mayo de 2018.

Las características básicas y constructivas que conforman a los transformadores de corriente son:

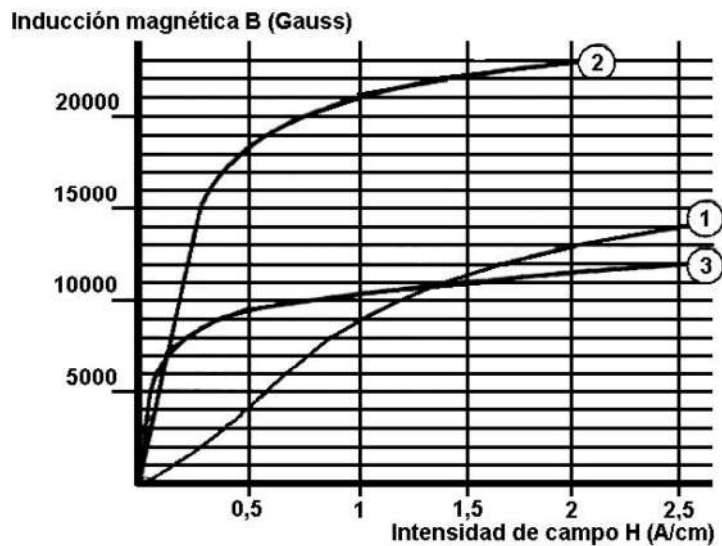
- Aislamiento externo: este es un aislamiento de cerámica que cubre al transformador de corriente y que está diseñado con una distancia suficiente para evitar que se formen arcos por contaminación o alguna otra condición ambiental.
- Aislamiento interno: Los aislamientos utilizados en los transformadores de corriente deben de poder soportar una tensión por lo menos igual a la magnitud máxima del sistema a la que se va a conectar. Dependiendo del entorno en el que se vayan a utilizar dichos transformadores, tienen diferentes variedades en la construcción de su aislamiento, por ejemplo, los que se requieren para interiores utilizan un aislamiento de resina

sintética, pero son fabricados para tensiones no mayores a 36 kV. Para media tensión y uso exterior son contruidos con un aislamiento hecho de porcelana y aceite, o bien de resina, pero resistente a las condiciones del lugar. Finalmente, los transformadores de corriente utilizados en alta tensión se construyen con un aislante a base de papel y aceite, con aisladores pasa tapas de porcelana.

- Núcleo: independientemente de que el transformador de corriente se utilice para medición o para protección, estos utilizan núcleos con una gran permeabilidad magnética. La diferencia que existe entre estos transformadores es que para los que van destinados para medición necesitan que posean una rápida saturación o alto poder de saturación, mientras que los que van destinados para protección necesitan de un núcleo con saturación lenta o bajo poder de saturación.

En la figura No. 2 se muestra las diferencias de imantación que poseen los núcleos dependiendo de la intensidad de campo magnético y de su construcción. La primera curva es la representación de un núcleo con gran porcentaje de silicio. La segunda curva es la representación de un núcleo con chapa de aleación ferromagnética a base de níquel y con gran permeabilidad magnética, pero con saturación lenta. Por último, la tercera curva es la representación de un núcleo con chapa de aleación ferromagnética a base de níquel y con gran permeabilidad magnética, pero con saturación rápida. Las curvas del segundo y tercer núcleo son la representación de las características de una chapa comercialmente conocida como Mumetal o Permaloy.

Figura 2. **Curvas de imantación para distintos núcleos**



Fuente: MODULO II-5. *Descripción de los transformadores de corriente.*

<https://www.acomee.com.mx/TRANSFORMADORES%20DE%20CORRIENTE.pdf>. Consulta:

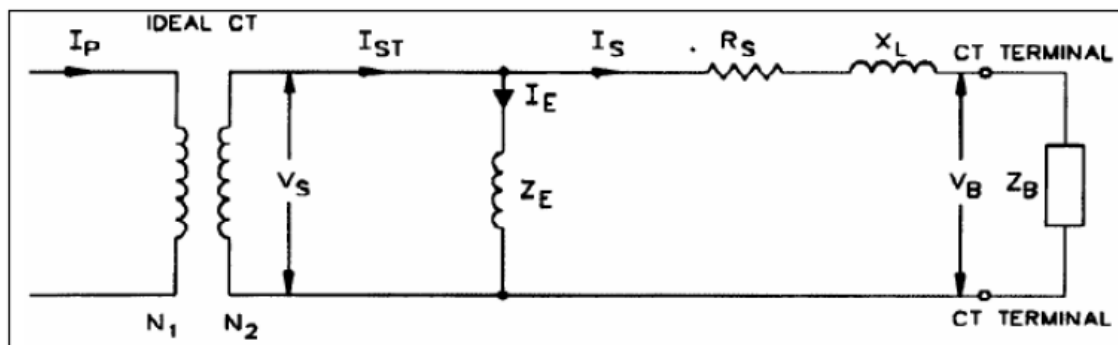
27 de mayo de 2018.

El hecho de que se utilicen transformadores con alta permeabilidad magnética y rápida saturación para los instrumentos de medición permite que no haya una réplica de las sobreintensidades ni cortocircuitos al lado secundario del transformador. Las características constructivas de estos transformadores aseguran que exista una buena precisión hasta una corriente 120 % de la corriente nominal.

Para los transformadores que son utilizados para protección se necesita de un núcleo con alta permeabilidad magnética y con lenta saturación para que se pueda producir una réplica de la corriente primaria, aun cuando esta sea mucho mayor a la corriente nominal, y así permita actuar a los dispositivos de protección

Por otro lado, la representación del circuito eléctrico de estos transformadores tomando en cuenta una carga conectada al secundario se muestra en la figura No. 3. Este circuito es útil para el estudio y análisis de los transformadores de instrumentación. El devanado primario es alimentado por una corriente que representa la corriente que circula por la línea de alta tensión. Dicha corriente primaria genera una tensión V_s que alimenta el devanado secundario del transformador y toda carga que pueda estar conectada a este.

Figura 3. **Circuito equivalente del transformador de corriente**



Fuente: RIVERA, Wilfrido. Selección y especificación de transformadores de corriente y potencial en instalaciones eléctricas industriales. *Conceptos básicos*.

<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/6945/osornorivera.pdf?sequence=1>. Consulta: 20 de mayo de 2018.

Generalmente, para el estudio de los transformadores de instrumentación, los valores del lado primario son referidos al devanado secundario utilizando la relación de transformación que estos tengan. En el devanado secundario se representa la corriente de excitación que es la necesaria para poder magnetizar el núcleo, tomando en cuenta las pérdidas por histéresis y las corrientes parásitas. Dicha corriente de excitación causa la tensión para la alimentación de la carga del devanado secundario, por lo que, si la carga es

baja la corriente de excitación será mínima, mientras que al ser una carga muy alta la corriente de excitación aumentará debido a la demanda que esta requiere.

De lo anterior se puede decir que una de las características principales de los transformadores de corriente es que estos no sufren de cambios significantes en la corriente secundaria dentro de un rango muy amplio de carga. También es necesario tomar en cuenta que, al depender únicamente de las pérdidas por magnetización, estos transformadores no pueden energizarse con el secundario abierto, pues esto generaría un voltaje muy alto del lado secundario.

Sabiendo que este tipo de transformadores se analizan al igual que cualquier otro transformador de potencia, se debe de tomar en cuenta que estos pueden saturarse por corrientes altas producidas por alguna falla sobre la línea de transmisión. Para evitar que dicha saturación ocurra, se debe de considerar que el CT opere en la región lineal de la curva de magnetización aún bajo condiciones de falla.

1.2.1. Errores de intensidad y de fase

Lo ideal en el funcionamiento de un transformador de corriente es que estos desarrollen una corriente secundaria proporcional a la primaria independientemente del valor de esta última, de modo que no exista error en la medición, pero realmente la corriente que se genera en el devanado secundario depende de factores como el número de vueltas, la corriente necesaria para magnetizar el núcleo, las corrientes de pérdidas, la carga en el secundario y el ángulo de fase. Esto quiere decir que los valores de corriente secundaria no van

a ser proporcionales dentro de todos los rangos de carga y frecuencia que se produzcan, lo que introduce errores en las mediciones.

De igual manera, el ángulo de fase produce un error considerable en la medición de una corriente, debido a que esta debería de generarse con un ángulo a 180° de la corriente primaria.

Se debe de entender que las diferencias que existen entre las mediciones ideales y las reales son producidas por las limitaciones físicas propias del funcionamiento de un transformador de corriente. Estas limitaciones son las siguientes:

- El devanado primario necesita crear una corriente de magnetización suficiente que le permita magnetizar el núcleo.
- Se genera una corriente por pérdidas en el núcleo, tales como pérdidas por corrientes de Eddy y pérdidas por histéresis.
- En el momento en que el transformador se satura, este ya no actúa de manera proporcional o lineal.
- Se producen pérdidas por fugas de flujo magnético entre los devanados, es decir que, el núcleo del transformador no logra contener todo el flujo producido por el devanado primario para la generación de la corriente en el devanado secundario.

Para poder determinar la precisión que posee un transformador de corriente es necesario conocer los errores que este produce al momento de crear la corriente secundaria proporcional a la corriente primaria.

Estos errores son generados normalmente por la corriente de magnetización, que es la que circula por la rama de magnetización en el circuito de la figura No. 3.

El error de intensidad es aquel que se produce en la medida de una corriente debido a que la relación de transformación real no es igual a la relación de transformación nominal. Este error es expresado en porcentajes como se muestra en la figura No. 4, o bien puede considerarse como la corriente de excitación que está en fase a la corriente secundaria.

Figura 4. **Porcentaje de error de intensidad**

$$\varepsilon(\%) = \frac{(K_n I_s - I_p)}{I_p} * 100$$

Donde:

K_n = Relación de transformación nominal.

I_p = Intensidad primaria real.

I_s = Intensidad secundaria real.

Fuente: ENZUNZA, Ángel. y BERROSTEGUIETA, Jaime. Teoría y tecnología de los transformadores de medida. *Transformador de intensidad*. p. 10.

También existe un error de fase, que es producido por la diferencia de fase entre los vectores de la corriente primaria y secundaria. Debido a que estos deberían de estar desfasados a 180°, en un transformador ideal la diferencia debería de ser cero. Este error es el valor de la corriente de excitación que se encuentra en cuadratura a la corriente secundaria.

Los errores de intensidad y de fase son producidos debido al desfase que existe entre la corriente secundaria y la corriente de excitación, es decir que estos dependerán de la carga a la que estos se conecten.

Es importante notar que, al tener un transformador de corriente con un mayor número de vueltas en el devanado secundario aumenta el error que se produce en la medición debido a que aumenta el valor de la impedancia total en el secundario.

Los errores de intensidad y fase en uno de estos transformadores se pueden reducir cuando se disminuyen los valores de los efectos producidos por la corriente de magnetización.

Dado a que la corriente de magnetización depende del área transversal y de la longitud del circuito magnético, del número de espiras en el devanado y de las características magnéticas del material, este introduce un mayor error en la corriente del secundario cuando la corriente del primario aumenta.

Sabiendo las razones por las que se ve afectada la corriente de magnetización y sabiendo que esta es la que introduce error en la corriente del devanado secundario, la principal idea para reducir las desviaciones en las mediciones sería disminuyendo el valor de la corriente de magnetización de las siguientes maneras:

- Teniendo una baja densidad de flujo magnético al aumentar la sección transversal del núcleo.
- Utilizando un núcleo hecho con algún material de alta permeabilidad magnética.
- Modificando el número de vueltas en el devanado secundario de modo que no sea exactamente el número teórico que deberían de tener pero

que ayude a disminuir el valor de la corriente de magnetización. Este ajuste dependerá de un valor de corriente en particular y de una determinada impedancia de carga.

- Utilizando derivaciones en el devanado secundario a modo de poder variar el número de vueltas en el devanado.

1.2.2. Transformadores de corriente para medida

La carga conectada al devanado secundario de un transformador de corriente puede ser para funciones propias de protección o de medición, por lo que existen diferencias particulares en el diseño de los transformadores de corriente que afectan sobre todo en la precisión que estos tienen.

Es importante distinguir el uso que se le dará al transformador, pues si a un equipo de medición se le alimenta con un transformador de corriente por el cual circula en su devanado primario una corriente de cortocircuito puede dañar el equipo de medición, mientras que un equipo de protección necesita de una reproducción exacta de lo que está circulando en el devanado primario para poder actuar cuando sea necesario.

Los equipos de medida son aquellos equipos utilizados para medir las corrientes normales pero que no suelen ser diseñados para soportar corrientes grandes. Debido a que no están fabricados para soportar grandes intensidades de corriente, los transformadores con los cuales son alimentados deben de ser capaces de saturarse rápidamente ante cualquier aumento anormal de la corriente primaria.

Este tipo de transformador es fabricado con un núcleo magnético saturable y provoca que exista un aumento en el error de la relación de

transformación, todo con la finalidad de que la corriente secundaria no aumente en la misma proporción que la corriente que circula en el devanado primario.

1.2.2.1. Clase de precisión

Un transformador de corriente para medida posee una clase de precisión que determina el factor de corrección que tiene la corriente en el devanado secundario para los distintos valores de carga en el secundario y para las variaciones de corriente primaria.

Dicha clase de precisión está representada por un número, llamado índice de clase, que indica el límite del error de relación de transformación para cuando circula la corriente nominal en el devanado primario y en el devanado secundario se encuentra conectada la carga a la cual la precisión no varía, es decir la carga de precisión.

Al momento de seleccionar un transformador de corriente para medición se debe de tomar en cuenta que su precisión debe de ser igual a la del equipo de medición conectado en el devanado secundario.

Según la norma IEEE/ANSI C57.13 un transformador de corriente posee una clase de precisión cuando está dentro del rango del factor de corrección mostrado en la tabla II y para una carga con un factor de potencia entre 0,6 a 1.

Tabla II. **Precisión y factores de corrección para transformadores de medición**

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE				
CLASE DE PRECISIÓN	Al 100 % de la corriente nominal		Al 10 % de la corriente nominal	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
0,3	0,997	1,003	0,994	1,006
0,6	0,994	1,006	0,988	1,012
1,2	0,988	1,012	0,976	1,024

Fuente: RIVERA, Wilfrido. Selección y especificación de transformadores de corriente y potencial en instalaciones eléctricas industriales. *Anexos*. p. 57.

Para las clases de precisiones mostradas en la tabla anterior se tienen distintas aplicaciones. La clase 0,3 es utilizada para mediciones en laboratorio e instrumentos de gran precisión, mientras que la clase 0,6 es utilizada para alimentar los equipos para facturación en circuitos de distribución.

Por último, la clase 1,2 es utilizada para amperímetros indicadores y registradores, medidores de factor de potencia y wathorímetros de uso general.

En el caso de Guatemala, la Norma de Coordinación Comercial (NCC) No. 14 del Administrador del Mercado Mayorista (AMM), pide que los transformadores de corriente para medición comercial tengan una precisión máxima de 0,3 en ANSI y 0,2 en IEC.

Un transformador de corriente puede tener especificado de dos maneras la carga o burden al cual la precisión es diseñada. Este puede especificarse para un valor máximo de carga, lo cual implica que la precisión aplica para cargas desde cero hasta el valor máximo, o bien, puede especificarse para un valor de carga determinada al cual la precisión no varía.

En el caso de la normativa IEC 60044-1 las clases de precisión de los transformadores de corriente para medida están especificados por los siguientes índices de precisión: 0,1, 0,2, 0,2s, 0,5, 0,5s, 1, 3, 5.

En la tabla III se muestran las aplicaciones típicas, los valores de error de corriente y los errores de fase estandarizados por la norma IEC para cada uno de los índices de precisión. Esta también especifica el porcentaje de carga nominal que deben de tener para que la precisión no cambie cuando estos tienen un factor de potencia atrasado de 0,8.

Cuando la carga conectada al devanado secundario sea menor a 5 VA el factor de potencia debe de ser 1. En ninguno de los casos presentados en la tabla la carga debe ser menor a 1 VA.

Las clases de precisión 0,2S y 0,5S son aquellas que poseen los transformadores de corriente para medición que necesitan tener la característica de precisión y calentamiento para cuando la corriente en el devanado primario es superior a 120 % la corriente nominal.

A este tipo de transformadores se les conoce como transformadores de gama extendida. También son utilizadas estas clases de precisión cuando se tiene un mayor rango de carga sin sobrepasar los 15 VA.

Tabla III. **Error de corriente y desplazamiento de fase para transformadores de corriente para medición**

CLASE	CARGA O BURDEN	LÍMITES DE ERROR			APLICACIÓN
		% corriente nominal	% Error	Desfase en min.	
0,1	25-100 %	5	0,4	15	Laboratorios
		20	0,2	8	
		100	0,1	5	
		120	0,1	5	
0,2	25-100 % <15 VA	5	0,75	30	Medición
		20	0,35	15	
		100	0,2	10	
		120	0,2	10	
0,2S	25-100 % <15 VA	1	0,75	30	Medición
		5	0,35	15	
		20	0,2	10	
		100	0,2	10	
		120	0,2	10	
0,5	25-100 %	5	1,5	90	Medición comercial
		20	0,75	45	
		100	0,5	30	
		120	0,5	30	
0,5S	25-100 %	1	1,5	90	Medición
		5	0,75	45	
		20	0,5	30	
		100	0,5	30	
		120	0,5	30	
1	25-100 %	5	3	180	Medición en industrias
		20	1,5	90	
		100	1	60	
		120	1	60	
3	50-100 %	50	3	-	Instrumentos
		120	3	-	
5	50-100 %	50	3	-	Instrumentos
		120	3	-	

Fuente: RIVERA, Wilfrido. Selección y especificación de transformadores de corriente y potencial en instalaciones eléctricas industriales. *Selección de transformadores para instrumentación*. p. 29.

En Guatemala, el artículo No. 2 de la NCC 14 especifica cumplir con la clase de exactitud de las normas IEC 185, 186, 044-1 o con la norma ANSI/IEEE C57.13. En dicha norma se especifica la clase de exactitud y carga (burden) para los puntos de conexión en generadoras, transportistas, distribuidores y grandes usuarios con voltajes mayores a 69 kV y para los puntos de conexión en generadoras, transportistas, distribuidores y grandes usuarios con voltajes menores a 69 kV, estos se muestran en la tabla IV.

Tabla IV. **Clases de exactitud y carga para transformadores de instrumentación de corriente para aplicaciones de medición comercial en Guatemala**

	ANSI/IEEE C57.13	
	Clase de exactitud (%)	Carga (Burden)
Tensiones mayores a 69 kV		
CT	0,3	45 VA
Tensiones entre 69 kV y 13 8 kV		
CT	0,3	22,5 VA
Tensiones de 13,8 kV		
CT	0,3	12,5 VA

Fuente: Administrador del mercado mayorista. Habilitación comercial para operar en el mercado mayorista y sistema de medición comercial. *Clase de exactitud y número de elementos*. p. 5.

1.2.2.2. Factor de seguridad

Cuando por el devanado primario de un transformador de corriente circula una corriente de corto circuito se deben de proteger los equipos de medición que este alimenta, de otro modo estos pueden dañarse. Para proteger los

equipos se tiene en consideración un factor de seguridad, que es el límite y múltiplo de corriente primaria que el transformador de corriente es capaz de replicar a los equipos de medida. Dicho factor de seguridad se muestra en la figura No. 5, en donde I_{ps} es la intensidad nominal de seguridad y la I_{pn} es la intensidad primaria nominal.

Figura 5. **Factor de seguridad de un transformador de corriente**

$$Fs = \frac{I_{PS}}{I_{pn}}$$

Fuente: ENZUNZA, Ángel; BERROSTEGUIETA, Jaime. Teoría y tecnología de los transformadores de medida. *Transformadores de intensidad para medida*. p 12.

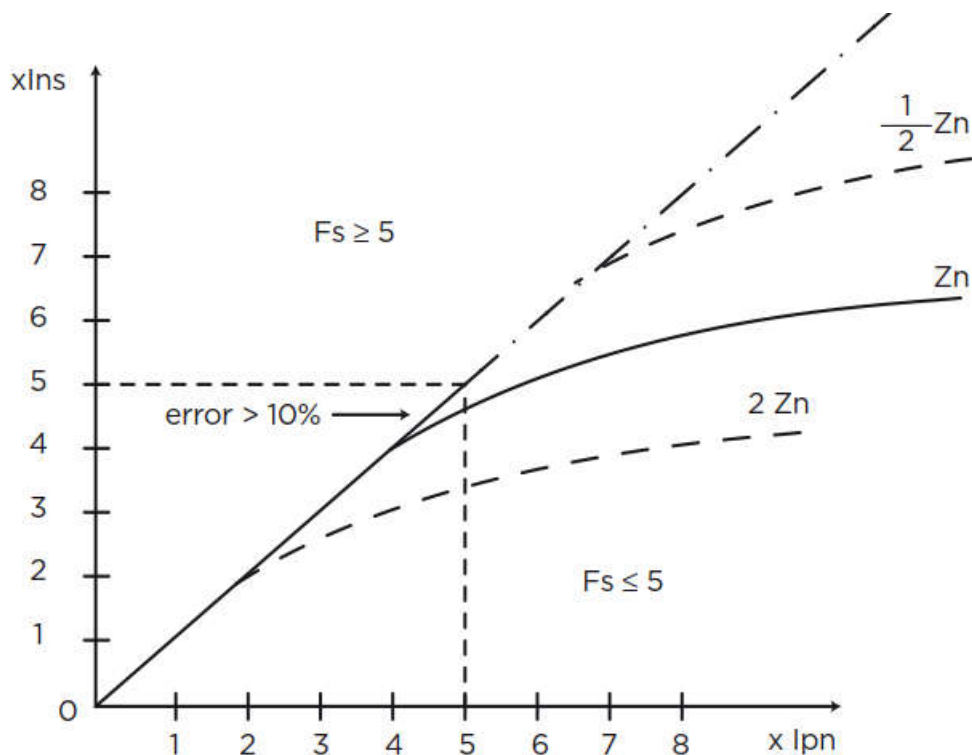
Cuando en el devanado secundario está conectada la carga nominal, el factor de seguridad es el múltiplo de la corriente primaria a partir de la cual hay un error del 10 % en la intensidad del secundario. Es importante la consideración que se hace sobre la carga que está conectada al devanado secundario, pues si esta es menor a la carga nominal el factor de seguridad aumenta como se muestra en la figura No. 6.

La intensidad nominal de seguridad es la corriente primaria a la cual el transformador de corriente comienza a saturarse, es decir, cuando la corriente primaria ha superado su magnitud nominal y puede dañar los equipos de medición por alguna sobrecarga.

Generalmente este tipo de transformadores de corriente se construyen con un núcleo que tiene una chapa con alto porcentaje de níquel, así como el Mumetal, con lo que se le da la característica al transformador de tener una alta

permeabilidad magnética pero una saturación rápida. Con estas características el transformador tiene una alta precisión y un factor de seguridad bajo.

Figura 6. **Relación de la carga con el factor de seguridad en los transformadores de corriente para medida**



Fuente: ENZUNZA, Ángel; BERROSTEGUIETA, Jaime. Teoría y tecnología de los transformadores de medida. *Transformadores de intensidad para medida*. p. 12.

1.2.2.3. Verificación del correcto funcionamiento

Con la finalidad de verificar la clase de precisión de un transformador de corriente, la relación de transformación que deben de tener dichos transformadores debe ser medida con una precisión muy cercana al 0,01 %. Generalmente, para comprobar la precisión en la relación de transformación, se

verifica en laboratorios especializados o bien se utilizan transformadores modelo para revisar las diferencias de precisión entre uno y otro.

Además de la verificación de la relación de transformación se debe de tomar en cuenta el factor de seguridad para comprobar el buen funcionamiento de estos transformadores. Un método directo de verificar el factor de seguridad es alimentar el devanado primario con la corriente nominal de seguridad y comprobar que en el devanado secundario el error es mayor al 10 % cuando se tiene conectada la carga nominal.

1.2.3. Transformadores de corriente para protección

Los transformadores de corriente para protección son aquellos que alimentan equipos o aparatos encargados de proteger un circuito, por lo que, dichos transformadores deben de ser capaces de poder replicar la corriente primaria hasta un valor de veinte veces la corriente nominal. En otras palabras, estos transformadores deben mantener la relación de transformación y el ángulo de fase dentro de los valores estandarizados incluso cuando en el devanado primario exista una sobrecorriente.

Los equipos de protección son aquellos relés electromagnéticos o digitales que dan un aviso o corrigen como respuesta ante la medición de algún valor anormal de corriente. En el caso de los relés digitales las respuestas son rápidas ante fallas o anomalías en las corrientes, por lo que se requiere que el transformador de corriente que lo alimente tenga un núcleo con una saturación más baja a comparación del que requiere un relé electromagnético

Debido a que los transformadores de corriente para medición y para protección poseen distintas características en el núcleo, si se desea un solo

transformador de corriente con devanados para distintas funciones se necesita que dicho transformador sea mixto, es decir, que cada uno de sus devanados posea su propio núcleo para que puedan cumplir con las características de saturación que se desean.

En esencia, los transformadores de corriente para medición son distintos a los de protección en la clase de precisión y en la carga conectada al devanado secundario. Mientras que un transformador de corriente para medida debe trabajar dentro de las condiciones normales de la corriente primaria, los transformadores de corriente para protección deben de trabajar dentro de rangos amplios de carga y desde valores muy pequeños de corriente nominal hasta valores muy altos de corriente nominal para poder responder en cualquier momento. La relación de transformación en estos debe de ser constante independientemente de la corriente en el devanado primario y el factor de seguridad debe de ser lo más grande posible.

1.2.3.1. Clase de precisión

La clase de precisión en los transformadores de corriente para protección difiere de los de medición en que los de protección no consideran el mismo tipo de error, sino que consideran un error compuesto como un porcentaje de error límite para la corriente primaria I_p .

El error compuesto, mostrado en la figura No. 7, determina la clase de precisión de estos transformadores y se puede definir como la sumatoria de la diferencia entre la corriente primaria instantánea y el resultado de la multiplicación de la relación de transformación nominal por los valores de corriente secundaria instantánea dentro de un periodo de tiempo determinado.

Figura 7. **Porcentaje de error compuesto de un transformador de corriente**

$$\Sigma_c (\%) = \frac{100}{I_p} \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T (K_n * i_s - i_p)^2 dt}$$

Fuente: ENZUNZA, Ángel; BERROSTEGUIETA, Jaime. Teoría y tecnología de los transformadores de medida. *Transformadores de intensidad para protección*. p. 14.

En donde: I_p es el valor rms de la corriente primaria, i_p el valor instantáneo de la corriente primaria, i_s el valor instantáneo de la corriente secundaria, K_n es la relación de transformación nominal, T es la duración de un ciclo y Σ_c es el error compuesto.

Si i_p e i_s son valores instantáneos y senoidales, el error compuesto es la suma vectorial del error de relación y del error de fase, por lo que el error compuesto quedaría como se muestra en la figura No. 8.

Figura 8. **Error compuesto de un transformador de corriente**

$$\Sigma_r = \sqrt{\varepsilon_t^2 - \delta_t^2}$$

Fuente: ENZUNZA, Ángel; BERROSTEGUIETA, Jaime. Teoría y tecnología de los transformadores de medida *Transformadores de intensidad para protección*. p. 14.

La clase de precisión queda determinada por el porcentaje máximo de error compuesto que se puede generar en la corriente del devanado primario. El valor máximo de corriente primaria que debe soportar un transformador de corriente para protección y a partir de la cual se sobrepasa el error compuesto,

cuando el transformador posee la carga de precisión, se llama corriente límite de precisión nominal.

En los transformadores de corriente para protección, la clase de precisión bajo la norma IEC 60044-1 es expresada a través de un número llamado índice de carga y una letra “P” que indica que es para protección. El índice de carga representa el valor máximo del porcentaje de error compuesto que puede darse mientras esté conectada la carga de precisión y en el devanado primario circule la corriente límite de precisión nominal. Luego de la letra “P” se muestra un número que representa el factor límite de precisión nominal, y es la relación que existe entre la corriente límite de precisión nominal y la corriente nominal del devanado primario y cuyos valores estándar son: 5, 10, 15, 20, 30.

Cuando se requiere que el transformador tenga características que puedan influir directamente al comportamiento de la protección integrada al sistema se utilizan transformadores de clase PR y PX. El transformador de clase PR es utilizado en los casos en los que se puede especificar un valor límite de la resistencia del devanado secundario y va a tener un factor de remanencia limitado. Dicho factor de remanencia es la relación entre el flujo remanente y el flujo de saturación.

Por otro lado, el transformador de corriente para protección de clase PX son aquellos que no poseen entrehierro o bien que tienen una baja inductancia de fuga, por lo que, conociendo la curva de excitación del secundario, la curva de la resistencia del arrollamiento secundario, la curva de la resistencia de carga secundaria y la curva de la relación del número de espiras es posible determinar su comportamiento en el sistema de protección.

Generalmente un transformador de corriente para protección posee una placa en la que aparece el burden o carga de precisión, la clase de precisión y el factor límite de precisión. En la tabla V se muestran las clases de precisión para estos transformadores, indicando su porcentaje de error y ángulo de desplazamiento según la norma IEC 60044-1. Es importante tomar en cuenta que dichos valores son para un factor de potencia en atraso de 0,8 para valores de carga mayores a 5 VA. Si la carga es menor a 5 VA, esta debe de tener un factor de potencia 1.

Tabla V. **Clases de precisión para transformadores de corriente de protección**

CLASE DE PRECISIÓN	ERROR DE RELACIÓN EN % PARA LA CORRIENTE NOMINAL	ÁNGULO DE DESPLAZAMIENTO PARA LA CORRIENTE NOMINAL		ERROR COMPUESTO EN % PARA LA CORRIENTE NOMINAL
		Minutos	Centiradianes	
5P	± 1	± 60	$\pm 1,8$	5
10P	± 3	-	-	10

Fuente: RIVERA, Wilfrido. Selección y especificación de transformadores de corriente y potencial en instalaciones eléctricas industriales. *Anexos*. p. 62.

En la norma IEEE C57.13 se hace la representación de la clase de precisión por medio de las letras C, T o X que definen ciertas características de los transformadores. La letra C es utilizada para indicar que el transformador es para protección y que éste es del tipo ventana. La letra T indica que la relación puede determinarse por medio de pruebas y que el transformador es del tipo devanado.

Un transformador con clase de precisión C y T es aquel que tiene un flujo de fuga despreciable dentro de los límites especificados por la norma, y su precisión es complementada por el voltaje en el devanado secundario cuando el transformador de corriente es capaz de generar una corriente de 20 veces la corriente nominal secundaria, sin sobrepasar el 10 % del error en la relación de transformación.

Si el transformador de corriente debe cumplir con características especiales en la excitación del secundario y que son especificadas por el usuario, este debe de tener una clase de precisión representada por la letra X. Esta clase de precisión es utilizada en aquellas ocasiones en las que es más fácil representar el transformador según su curva característica de saturación, en la que se indica su punto de inflexión que muestra si hay un incremento del 50 % de la corriente cuando la f.e.m. secundaria solo aumenta un 10 %.

En la tabla VI se muestran las características de los transformadores de corriente para las clases de precisión dados por la norma IEEE C57.13.

Tabla VI. **Clases de precisión para transformadores de corriente de protección según la norma IEEE C57.13**

CLASE DE PRECISIÓN	% CORRIENTE NOMINAL	A 20 VECES
C y T	3 %	10 %
X	1 %	Definido por el usuario

Fuente: RIVERA, Wilfrido. Selección y especificación de transformadores de corriente y potencial en instalaciones eléctricas industriales. *Selección de transformadores para instrumentación*. p. 31.

1.2.3.2. Factor límite de precisión

Así como se mencionó en la sección anterior, el factor límite de precisión es la relación entre la intensidad límite de precisión nominal y la intensidad nominal primaria, donde la primera es el valor máximo de corriente que se mantiene dentro de los límites del error compuesto cuando en el secundario se tiene la carga de precisión. Dicho factor se muestra en la figura No. 9, y es el que representa la letra “P” en la clase de precisión.

Figura 9. Factor límite de precisión

$$FLP = \frac{I_{pn}}{I_{pn}}$$

Fuente: ENZUNZA, Ángel; BERROSTEGUIETA, Jaime. Teoría y tecnología de los transformadores de medida. *Transformador de intensidad*. p. 15.

Así como hay un factor de seguridad para los transformadores de corriente de medida, también existe un factor de seguridad para los de protección, y en este caso tiene un concepto similar al factor límite de precisión. Es importante notar que los dos factores indican el múltiplo de corriente de precisión nominal al cual el transformador comienza a saturarse cuando este posee la carga de precisión conectada al secundario y que ambos disminuyen cuando la carga conectada es superior a la de precisión.

1.2.3.3. Verificación del correcto funcionamiento

Siempre es importante poder identificar que la precisión de un transformador de corriente para protección esté dentro los estandarizados por

las normas, por lo que su verificación es parte esencial para antes de ser utilizado. La precisión de estos se puede identificar con el mismo sistema que en los transformadores de medida, ya sea al inyectar una corriente sinusoidal en el devanado primario con una magnitud igual a la intensidad límite de precisión, o bien, alimentando el devanado secundario con una tensión sinusoidal con una magnitud a la f.e.m límite secundaria a la frecuencia nominal.

De los dos mencionados anteriormente, es usual que se utilice con más frecuencia la inyección en el devanado primario al menos que el transformador esté diseñado para una pequeña intensidad primaria y bajo factor límite de precisión nominal.

1.2.3.4. Respuesta en régimen transitorio

Durante un cortocircuito se genera una corriente aperiódica que circula por la línea de alta tensión, por lo que, si se requiere que el transformador responda ante dichos cambios es necesario que se sobredimensione el núcleo para que no se sature.

La corriente instantánea generada durante un cortocircuito es aperiódica y su valor eficaz oscila entre 0 y $\sqrt{2}$ dependiendo del valor de la tensión al momento de producirse el cortocircuito y de las características de la línea. Esta corriente instantánea es representada por la figura No. 10, en donde i_{cc} es el valor instantáneo de la corriente de cortocircuito, I_{cc} es el valor eficaz máximo de la corriente de cortocircuito, T_1 es la constante de tiempo de la línea L/R y $w = 2\pi f$.

Figura 10. **Corriente instantánea durante un cortocircuito**

$$i_{cc} = \sqrt{2}i_{cc} \left(e^{-t/T1} - \cos wt \right)$$

Fuente: ENZUNZA, Ángel; BEROSTEGUIETA, Jaime. Teoría y tecnología de los transformadores de medida. *Transformador de intensidad*. p. 16.

Generalmente, para que no se sature un transformador de corriente, que está diseñado para soportar las corrientes transitorias durante una falla, se realiza un sobredimensionamiento del núcleo en base al cálculo del flujo magnético que satura el núcleo del transformador y el del flujo remanente generado cuando existe un reenganche.

Los transformadores de corriente con respuesta al régimen transitorio se pueden clasificar en TPX, TPY y TPZ, en donde el primero es un tipo de transformador sin entrehierro en el núcleo y que posee un área transversal más grande para responder al periodo transitorio. Los TPY son aquellos que poseen pequeños entrehierros en el núcleo para poder reducir el flujo remanente. Por último, el TPZ es aquel que posee unos entrehierros más grandes que los de un TPY y que por lo general son creados para reflejar componentes alternas, pero no aperiódicas.

1.2.4. Carga del secundario

Dependiendo del uso que se le dé a un transformador de corriente este puede variar en la clase y cantidad de equipos que alimente con su devanado secundario. Al valor de la impedancia alimentada por el transformador de corriente se le conoce como carga del secundario o burden. Dicha impedancia es calculada en Ohms, pero generalmente se expresan los volti-amperes

absorbidos por dicha impedancia con su respectivo factor de potencia cuando se tiene la corriente nominal en el devanado secundario.

Ya que los equipos que forman la carga secundaria están conectados en serie de manera que la misma corriente circule por ellos, la impedancia total en el secundario se debe de calcular como la sumatoria de todos los equipos y conductores conectados. Siendo la misma corriente en todos los equipos, al aumentar la impedancia aumenta la demanda de voltaje en los terminales del secundario, aumentando de esta manera los volti-amperes de burden en el devanado secundario.

Sabiendo que, para el correcto funcionamiento de un transformador de corriente, al aumentar la impedancia conectada al secundario también aumentará el voltaje en sus terminales y que el flujo magnético que se necesitará deberá ser mayor, se debe considerar que estos cambios provocarán un aumento en el error de relación y de fase en los transformadores de corriente.

Generalmente los fabricantes especifican el valor de la carga del secundario que puede ser conectado al transformador de corriente para que mantenga su precisión. En la norma IEEE C57.13, se estandarizan los valores de carga para una corriente de 5A y una frecuencia de 60 Hz, permitiendo una tolerancia de impedancia de +5 % y -10 % y un factor de potencia normalizado de 0,9 para circuitos de medición y de 0,5 para los de protección. En el caso de la norma ANSI C57.13, los burden estandarizados para transformadores de protección con corriente secundaria de 5A son de 25, 50, 100, 200 VA.

1.2.5. Resistencia a los cortocircuitos

La resistencia a los cortocircuitos de los transformadores de corriente es aquella sobredimensión del transformador utilizada para evitar que este se dañe ante una corriente muy alta circulando en el devanado primario. Principalmente esta resistencia está definida por la corriente de límite térmico y dinámico, que determinan el calentamiento máximo y los esfuerzos mecánicos a los cuales el conductor se ve expuesto respectivamente.

Generalmente, un transformador de corriente debe ser capaz de soportar una corriente de manera continua en el devanado primario, sin que este sufra de algún calentamiento que pueda dañar el equipo. Un punto importante a considerar es que estos transformadores son diseñados para que puedan ser instalados en lugares donde la temperatura ambiente promedio sea entre 30 °C y 35 °C según la norma IEC 60044-1 y la norma IEEE C57.13. Al considerar la temperatura a la que estos están expuestos, se recomienda considerar la corriente nominal que circulará por el devanado primario como un 20 % o 40 % de la corriente de operación normal,

Un cortocircuito en el transformador produce grandes corrientes que originan los mencionados efectos térmicos y dinámicos que pueden dañar el transformador, por lo que, a partir de la cresta producida por dicha corriente se calcula el dimensionamiento de cargas que afectaran el desgaste en el transformador. Estos transformadores son conectados en serie a la red por lo que la corriente que debe de soportar es la corriente de falla que pueda circular por sus devanados.

1.2.5.1. Intensidad límite térmica

Existen dos tipos de corrientes que limitan las características térmicas de un transformador, la corriente nominal térmica continua y la corriente nominal térmica de cortocircuito de tiempo corto.

La corriente nominal térmica continua es considerada parecida o igual al valor de la corriente nominal, pero esta indica el valor de la corriente que puede circular continuamente en el devanado primario sin que este exceda un límite de temperatura de 30 °C a temperatura ambiente. Al saber la magnitud de la corriente nominal, se puede establecer la corriente térmica continua utilizando el factor de corriente térmica continua 1, 1.33, 1.5, 2, 3 y 4 estandarizado por la norma IEEE C57.13, o bien, el factor de 1.2 establecido por la norma IEC 60044-1.

Por otro lado, la corriente nominal térmica de cortocircuito es aquella corriente primaria máxima que puede circular durante un segundo en un transformador de corriente sin dañar su aislamiento mientras este tiene el devanado secundario en cortocircuito. Esta corriente debe ser mayor o igual a la corriente de cortocircuito RMS simétrica que se puede dar en el punto de la red donde esté ubicado. Puede ser calculada como se muestra en la figura No. 11, donde I_{th} es la corriente nominal térmica de corto circuito, P es la potencia de cortocircuito que se puede dar donde está ubicado el transformador en MVA y V es el voltaje nominal entre fases en kV.

Figura 11. **Corriente nominal térmica de cortocircuito**

$$I_{th} = \frac{P}{\sqrt{3} * V}$$

Fuente: ENZUNZA, Ángel; BERROSTEGUIETA, Jaime. Teoría y tecnología de los transformadores de medida. *Transformador de intensidad*. p. 19.

Los conductores de cobre tienen un límite térmico de 250 °C y los de aluminio de 200 °C, por lo que, generalmente los transformadores de corriente son construidos para tener una corriente nominal térmica de cortocircuito que sea 80 veces la corriente nominal.

1.2.5.2. Intensidad límite dinámica

La intensidad límite dinámica, también conocida como corriente nominal de esfuerzos mecánicos de tiempo corto, es la magnitud pico de la primera amplitud de corriente que puede soportar el transformador sin sufrir daños por efectos mecánicos y con el devanado secundario en cortocircuito. Estos esfuerzos mecánicos y electromagnéticos son provocados entre los devanados de las fases primarias y entre sus espiras, por lo que, es posible que se aumente la capacidad del transformador para soportar los cortocircuitos cambiando el diseño de los devanados, pero teniendo como consecuencia la disminución de la precisión del transformador.

La intensidad límite dinámica se obtiene a partir de la intensidad límite térmica, considerando que la primera es la magnitud máxima de la cresta y la segunda es el valor eficaz, la norma IEC 60044-1 define el valor de la intensidad límite dinámica como 2,5 I_{th} para 50 Hz, o bien, como 2,6 I_{th} para 60 Hz, mientras que la norma IEEE C57.13 la define como 2 7 I_{th} para 60 Hz.

1.2.6. Funcionamiento a circuito abierto

A diferencia de un transformador de potencia, un transformador de corriente posee su devanado primario conectado en serie a los equipos de la red y una corriente primaria que no es posible controlarla sin importar que es lo que se tenga conectado en el devanado secundario y la corriente que en este circule.

En un transformador cualquiera la corriente secundaria induce una fuerza magnetomotriz (fmm) contraria a la inducida por la corriente primaria, creando un balance en la corriente que circula en el devanado primario y restringiendo el flujo en el núcleo. Sabiendo esto, al dejar abierto los terminales del devanado secundario no habrá quien limite el flujo y la fmm inducida en el secundario dependería únicamente de la corriente primaria, lo cual crearía un voltaje inducido muy grande en los terminales secundarios del transformador y aumentaría el flujo inducido en el núcleo hasta saturarlo.

Como consecuencia de colocar abiertos los terminales del devanado secundario, aumentarán las pérdidas por histéresis y por corriente de Eddy. A la vez se tendrá un voltaje tan grande que dañará el aislante dentro del transformador.

En dado caso se logrará cortocircuitar el devanado secundario antes de dañar por completo el transformador, es importante tomar en cuenta que este tendrá una magnetización remanente que provocará que el transformador trabaje en un punto distinto de la curva de magnetización. Además, el error de fase y de corriente serán distintos, influyendo en la exactitud y fidelidad del transformador.

Por lo tanto, es importante tomar en cuenta que el funcionamiento del transformador de corriente se hace siempre con el devanado secundario en cortocircuito cuando no se tenga carga secundaria conectada y el devanado primario esté energizado

1.2.7. Selección del transformador de corriente

Para instalar correctamente un transformador de corriente y tener la certeza que no tendrá problemas de funcionamiento y seguridad es importante enfocarse en los siguientes puntos:

- Si el tipo de instalación será en intemperie o en interior y la altura de la instalación cuando esta es mayor a 1 000 msnm.
- El nivel de aislamiento y la tensión nominal.
- La relación de transformación nominal, considerando que la corriente que circule por el devanado primario no debe de ser excesivamente mayor a la que el transformador es capaz de soportar. De no tomarlo en cuenta, esto puede afectar en la precisión del transformador.
- La clase de precisión según el uso para el que se requiera el transformador.
- La potencia nominal que dependerá de la carga total que se conecte al devanado secundario del transformador.
- Frecuencia nominal.
- El número de secundarios o núcleos para realizar protecciones y mediciones cuando se quiere depender de un mismo transformador.
- La intensidad de límite térmica y dinámica. Estos valores pueden encarecer el transformador si en dado caso se sobredimensionan.

De los puntos mencionados anteriormente, para la selección de los transformadores de medición la corriente primaria es el valor más importante por ser el valor a medir. Es recomendable iniciar con la relación de transformación, preguntando con el proveedor las disponibles para el valor de tensión al cual se encuentra la red donde se conectará el equipo y tomando un 150 % de la corriente nominal primaria para así evitar que el equipo se encuentre operando dentro de su límite

Hablando de la precisión, se recomienda que el transformador de medición no tenga un error mayor al 10 % y que a la vez se considere con una corriente de hasta 1,2 veces de la corriente nominal en el secundario, valor a partir de este el núcleo comienza a saturarse.

Para la selección de un transformador de corriente para protección también es importante comenzar por la relación de transformación con la diferencia que para estos se debe considerar la corriente primaria dependiendo del equipo que se vaya a proteger. Si se desea proteger un generador o un motor la corriente primaria se considera un 150 % de la corriente primaria nominal, para transformadores y capacitores se considera un 200 % y para conductores un 100 %.

Por otro lado, es conveniente que los transformadores de corriente para protección sean capaces de mantener la relación de transformación hasta con un valor de 20 veces la corriente nominal. La precisión de los relevadores de protección dependerá de la precisión de los transformadores de corriente para la corriente de carga y para las corrientes de cortocircuito, y si estos transformadores entran en saturación se puede dar el problema que los relevadores de protección no actúen al no ver la falla y por lo tanto no la liberen por medio de los interruptores.

1.3. Transformadores de voltaje

Los transformadores de voltaje son aquellos utilizados para alimentar los equipos de medición y protección con voltajes proporcionales al punto en la red donde se encuentra conectado y que se desea controlar. A diferencia de los transformadores de corriente estos son conectados en paralelo a la red, utilizando sus terminales del lado primario para conectar de fase a fase o de fase a tierra y sus terminales del lado secundario para conectar en paralelo todos los equipos de medición y protección que requieran tener un voltaje proporcional y ligeramente desfasado al voltaje primario.

En el diseño de un transformador de voltaje, para lograr que este genere un voltaje secundario proporcional al voltaje primario se busca reducir la caída de tensión en los devanados y que la densidad de flujo en el núcleo sea menor a la de saturación consiguiendo que la corriente de magnetización sea pequeña y en consecuencia la impedancia de magnetización sea constante dentro del rango de voltaje requerido. Son fabricados para exterior o interior, utilizando aislamientos de resinas sintéticas para tensiones bajas o medias y papel, aceite, porcelana o gas SF6 alta tensión.

Sus principales características son las de aislar los equipos de medición y protección del circuito de alta tensión y generar un valor de voltaje secundario proporcional al primario durante operaciones normales y cuando existan efectos transitorios y de régimen permanente en el devanado primario.

Generalmente estos transformadores son diseñados para entregar un voltaje secundario de 115 V o 120 V de fase a neutro. Si estos son utilizados para tensiones no mayores a 34,5 kV el devanado primario se conecta de fase a fase, pero si es para tensiones mayores es conectado de fase a tierra.

Los transformadores de voltaje tienen la ventaja que las mediciones que deben hacer no son tan variantes como hacerlas sobre magnitudes de corriente. A partir de esto es que los transformadores de voltaje se construyen con un núcleo de chapa magnética de gran permeabilidad y de rápida saturación que permite que se mantenga constante la relación de transformación y la precisión cuando el voltaje en el devanado primario es menor a 1,2 veces el voltaje nominal.

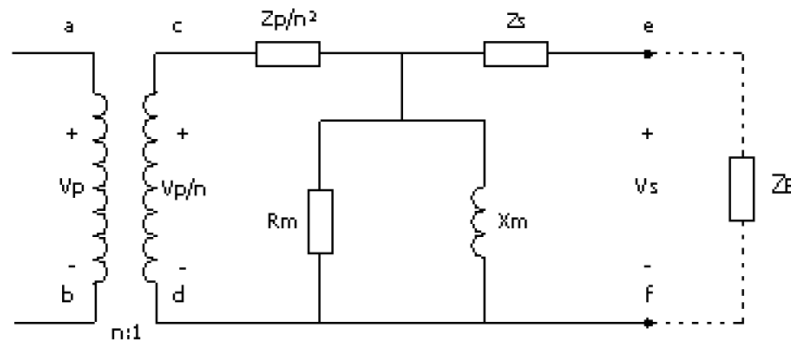
Si se utilizaran en estos transformadores núcleos de gran permeabilidad y con una saturación lenta podría ocasionar daños en el transformador al transferir sobretensiones del devanado primario al secundario.

Este tipo de transformador es considerado muy parecido a los transformadores de potencia en los aspectos constructivos, pero con requerimientos especiales para mantener una correcta medición. Principalmente, estos transformadores difieren en que los de voltaje no deben disminuir su relación de transformación para mantener la exactitud en las mediciones, además en los transformadores de voltaje se busca disminuir el error de fase y ángulo al disminuir las caídas de tensión en sus devanados

Otra diferencia a notar entre estos transformadores es que los de voltaje siempre tienen una carga secundaria pequeña que depende de las consideraciones para mantener su exactitud, mientras que los de potencia mantienen una carga secundaria dependiendo de su límite térmico.

Desde el punto de vista del circuito eléctrico, tal y como se muestra en la figura No. 12, los transformadores de voltaje y de potencia son idénticos. Sabiendo que se busca que las pérdidas por magnetización sean menores para mantener la exactitud, esta rama en el circuito puede ser ignorada.

Figura 12. **Circuito equivalente del transformador de voltaje**



Fuente: RAMÍREZ, Samuel. Protección de sistemas eléctricos. *Transformadores de medida*. p. 148.

Al mantener constante la tensión, en el devanado primario del transformador de voltaje, se mantiene constante la inducción sin importar que la carga varíe dentro del rango permitido. Por otro lado, este tipo de transformador tiene un buen comportamiento transitorio y es capaz de reproducir los cambios abruptos de voltaje del devanado primario.

1.3.1. Tipos de transformadores de voltaje

Dentro de las características de reproducir proporcionalmente un voltaje primario en el devanado secundario y aislar los equipos de medición y protección de los voltajes de alta tensión, se abarcan los transformadores que poseen sus devanados construidos sobre un mismo núcleo llamados transformadores de voltaje inductivos y los transformadores con una derivación capacitiva llamados transformadores de voltaje capacitivos.

1.3.1.1. Transformadores de voltaje inductivos

Los transformadores de voltaje inductivos son aquellos que poseen un devanado primario y un devanado secundario sobre un núcleo magnético común. Los terminales del devanado primario son conectados en paralelo a la red, ya sea de fase a fase o de fase a tierra. Esto permite determinar si el devanado primario trabajará con un voltaje compuesto de la red o bien si trabajará a $1/\sqrt{3}$ del voltaje compuesto.

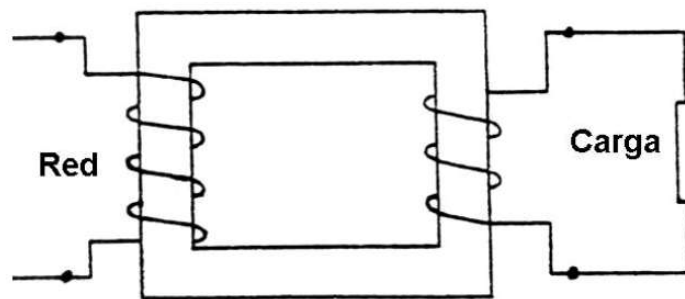
El tamaño de estos transformadores depende del nivel de tensión al cual se va a conectar y, debido a que el aislamiento dependerá de dicho nivel, por lo general este diseño tiene incluso más volumen que el propio devanado primario. Este aislamiento debe ser grande porque debe de soportar sobretensiones en la línea, incluso cuando estas son momentáneas.

Para alta tensión, este tipo de transformador puede presentar problemas en su aislamiento y es por esto que se diseñan de manera que la tensión se pueda distribuir uniformemente en el devanado o bien repartiendo la tensión en cascada de modo que pasa por varias etapas de transformadores de voltaje.

Las etapas de transformadores de voltaje, conectados en cascada, se pueden asimilar como transformadores individuales que tienen conectados sus devanados primarios en serie y repartido en ambos lados del núcleo del transformador, de modo que solo exista un devanado secundario colocado en la última etapa de transformadores. El beneficio de conectar de esta manera los devanados consiste en que el aislamiento que deberá tener es solo para soportar la tensión correspondiente para dicha etapa.

Así como se muestra en la figura No. 13, se puede observar que la forma de conectar un transformador de voltaje es igual a la de una de potencia, con la diferencia de que el primero debe de ofrecer un voltaje secundario que sea una fiel réplica del voltaje que se encuentra en la red, y para esto se diseñan de modo que las caídas en los devanados sean pequeños y la densidad de flujo magnético sea menor a la de saturación.

Figura 13. **Conexión de un transformador de voltaje a la red**



Fuente: MODULO II- 5 transformadores de instrumentos. *Comportamiento estacionario*.
<https://www.acomee.com.mx/TRANSFORMADORES%20DE%20CORRIENTE.pdf>. Consulta: 12 de agosto de 2018.

1.3.1.2. Transformadores de voltaje capacitivos

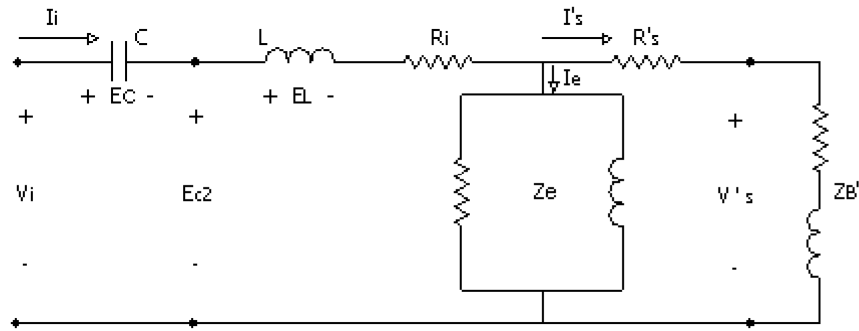
Como se mencionó anteriormente, el tamaño de los transformadores de voltaje inductivos dependerá del voltaje nominal al cual se conectarán en la red, por lo que aumenta su precio a medida que aumenta el nivel de tensión, en especial cuando es para tensiones mayores a 100 kV. Como alternativa se diseñaron los transformadores de voltaje capacitivos que son más económicos, pero su respuesta transitoria no es tan buena como la de los inductivos.

Estos transformadores son aquellos que poseen un divisor de voltaje capacitivo y de este se toma la alimentación para la carga. Estos poseen una fuente con impedancia equivalente capacitiva que es compensada conectando una reactancia en serie con la carga. El hecho de utilizar un divisor capacitivo crea un error en la medición de voltaje que permanece dentro de los límites permitidos y que, aun así, es posible reducir dicho error cuando se utiliza un capacitor de alto voltaje en el punto de conexión.

Este tipo de transformadores son utilizados en sistemas con tensiones mayores a 138 kV debido a que, al colocar reactancias inductivas y capacitivas en serie mayores a la impedancia de carga referida al voltaje secundario, pueden tener un mejor comportamiento transitorio que los transformadores inductivos.

Un circuito equivalente se muestra en la figura No. 14, en la que se puede observar que, al trabajar a la frecuencia del sistema, las impedancias pueden entrar en resonancia y el transformador actuaría como un transformador convencional. Si estos se ponen en funcionamiento a una frecuencia distinta a la de resonancia se provocan grandes errores de magnitud y fase en las mediciones.

Figura 14. **Circuito equivalente de los transformadores de voltaje capacitivos**



Fuente: RAMÍREZ, Samuel. Protección de sistemas eléctricos. *Transformadores de medida*. p.

151.

1.3.2. Errores de tensión y de fase

Siendo la función principal de un transformador de voltaje generar una réplica proporcional del voltaje primario en el devanado secundario, es importante considerar que estos deben tener una exactitud correspondiente a la utilidad que se le dará a la medición. Por ejemplo, para aquellos transformadores de voltaje que su aplicación es para protección no es importante que posea una buena exactitud debido a que los errores producidos pueden estar dentro del amplio rango de voltajes para que se produzca una falla.

En el caso de los transformadores de voltaje cuya función es alimentar relevadores de medición para facturación y relevadores de control es importante que estos posean una alta exactitud, sin embargo, estos introducen en las mediciones de voltaje un error en términos de la magnitud y de la fase.

El error de voltaje es aquel error creado por la diferencia entre la relación de transformación real y la relación de transformación nominal, el cual hace que exista una diferencia entre el voltaje que se debería de estar midiendo y el voltaje que realmente genera en el devanado secundario. Este tipo de error es importante tenerlo en consideración cuando lo que se desea es hacer mediciones de voltaje. El error de voltaje es representado por la ecuación (1-8) en donde K_n es la relación de transformación nominal, U_p es la tensión primaria real y U_s es el voltaje que se está midiendo en el secundario.

Figura 15. **Error de voltaje**

$$\varepsilon_u(\%) = \frac{(K_n U_s - U_p) * 100}{U_p}$$

Fuente: ENZUNZA, Ángel; BERROSTEGUIETA, Jaime. Teoría y tecnología de los transformadores de medida. *Transformadores de tensión*. p. 23.

Al diseñar un transformador de voltaje se debe considerar que el error de voltaje no sea positivo al medir un voltaje nominal, ya que si esto sucede la magnitud de voltaje que se tendría en sería mayor al límite. Generalmente este tipo de transformadores no se fabrican con el número de vueltas exacto para que no posean la relación de transformación nominal y así el error de voltaje sea positivo para cargas pequeñas y negativo para cargas grandes.

En un transformador de voltaje ideal se busca que el ángulo de los vectores de voltajes primario y secundario sea nulo, pero realmente existe una diferencia entre estos que se considera como un error de fase. El error de fase es importante considerarlo cuando se requiere tener las mediciones de

potencia. Este error es positivo cuando el vector del voltaje secundario va por delante al vector del voltaje primario.

El error de voltaje y de fase en el transformador de voltaje son generados por las resistencias y reactancias de los devanados y también por las pérdidas en vacío del transformador. Conociendo las causas de estos errores, se sabe que es posible reducirlas a modo de mejorar la exactitud del transformador. Algunas maneras para reducir o eliminar estos componentes que introducen error en las mediciones son:

- Reducir las pérdidas en vacío del transformador utilizando un material magnético de alta calidad, reduciendo el camino de magnetización en el núcleo del transformador e intercalando láminas de cobre y aislamiento en el ensamblaje del núcleo.
- Reducir la resistencia de los devanados utilizando conductores gruesos y reduciendo el número de vueltas en el devanado.
- Reducir la distancia entre los devanados primario y secundario hasta donde lo permita el aislamiento, para así poder reducir las pérdidas por flujo magnético.

1.3.3. Transformadores de voltaje para medida

Uno de los principales grupos en los cuales se pueden clasificar los transformadores de voltaje es el que los define por su utilización, es decir, ya sea si se van a utilizar para medición o para protección. Los transformadores de voltaje para medida son aquellos diseñados con el fin de alimentar equipos para medición, contadores y aparatos análogos. Este tipo de transformador debe de tener una gran exactitud para poder replicar un voltaje primario en el devanado secundario en condiciones normales de servicio.

1.3.3.1. Clase de precisión

En los transformadores de voltaje para medida, la clase de precisión es aquella que indica el grado de exactitud que tienen al realizar una medición y el porcentaje de error máximo que se encontrará en esta.

El número que caracteriza a la clase de precisión de estos transformadores se le conoce como índice de clase, y este indica en porcentaje el máximo error de relación cuando se tiene la tensión nominal primaria y la carga de precisión conectada en el devanado secundario. Según la norma IEC, este índice de clase o de precisión debe de mantenerse constante cuando en el devanado primario se tiene un voltaje comprendido entre el 80 % y el 120 % del voltaje nominal y en el devanado secundario se tiene conectado una carga entre el 25 % y el 100 % de la carga de precisión y un factor de potencia de 0,8 atrasado.

En la tabla VII se muestran las clases de precisión que existen para estos transformadores y sus aplicaciones más comunes.

Tabla VII. **Clases de precisión y sus aplicaciones en transformadores de voltaje para medida**

Clase de precisión	Aplicación
0,1	Mediciones de precisión para laboratorios
0,2	Mediciones en laboratorio, contadores de precisión para altos voltajes y para mediciones con factores de potencia bajos.
0,5	Contadores, aparatos de medida y reguladores.
1	Contadores industriales, reguladores y voltímetros de cuadro.
3	Equipos de gran consumo y con pocos requerimientos y equipos a los que no les afecte directamente el valor del voltaje.

Fuente: Transformadores de medida. *Características generales*.
[http://www.lescop.com/es/pdf/Nota_tecnica_II_\(Caracteristicas\).pdf](http://www.lescop.com/es/pdf/Nota_tecnica_II_(Caracteristicas).pdf). Consulta: 19 de agosto de 2018.

En Guatemala, la NCC 14 detalla la clase de exactitud y carga de estos equipos para los puntos de conexión en generadoras, transportistas, distribuidores y grandes usuarios con voltajes mayores a 69 kV y para los puntos de conexión en generadoras, transportistas, distribuidores y grandes usuarios con voltajes menores a 69 kV, estos se muestran en la tabla VIII.

Tabla VIII. **Clases de exactitud y carga para transformadores de instrumentación de voltaje para aplicaciones de medición comercial en Guatemala**

	ANSI/IEEE C57.13	
	Clase de exactitud (%)	Carga (Burden)
Tensiones mayores a 69 kV		
PT	0,3	75 VA
Tensiones entre 69 kV y 13,8 kV		
PT	0,3	75 VA
Tensiones de 13,8 kV		
PT	0,3	75 VA

Fuente: Administrador del mercado mayorista. Habilitación comercial para operar en el mercado mayorista y sistema de medición comercial. *Clase de exactitud y número de elementos*. p. 5.

1.3.4. Transformadores de voltaje para protección

Los transformadores de voltaje para protección son aquellos que están destinados a alimentar los equipos y relés de protección. Al igual que los transformadores de corriente, se puede utilizar un mismo transformador de tensión para protección y medición utilizando un núcleo primario y dos

secundarios teniendo una separación galvánica entre estos. Si se utiliza un mismo núcleo secundario para ambas funciones es importante que este posea las especificaciones de precisión de los transformadores de medición.

1.3.4.1. Clase de precisión

La clase de precisión en los transformadores de voltaje para protección se define como el error máximo admisible del voltaje para un rango desde el 5 % al 100 % de la tensión nominal y teniendo conectada desde un 25 % al 100 % de la carga de precisión con un factor de potencia de 0,8 atrasado. Para una magnitud de voltaje nominal correspondiente al 2 %, los errores de voltaje y de fase pasan a ser el doble de lo expresado por la norma IEC.

La clase de precisión de estos transformadores es presentada por el error en porcentaje y a continuación se le agrega una letra P. Los transformadores destinados para protección deben de cumplir también con la precisión de aquellos destinados para medición.

Si un mismo transformador de voltaje se desea utilizar para alimentar equipos de protección y medición se debe de tomar en cuenta si serán núcleos secundarios individuales o si será uno solo. Para el caso de un solo núcleo secundario la potencia de precisión es superior a cuando existen dos, pues se toma en cuenta el espacio destinado a aislar entre ambos secundarios.

En la tabla IX se muestran las clases de precisión que existen para los transformadores de voltaje para protección y sus aplicaciones más comunes.

Tabla IX. **Clases de precisión y sus aplicaciones en transformadores de voltaje para protección**

Clase de precisión	Aplicación
3P	Equipos de protección direccionales y de distancia.
6P	Equipos de protección para sobretensión o subtenensión.

Fuente: Transformadores de medida. *Características generales*.

[http://www.lescop.com/es/pdf/Nota_tecnica_II_\(Caracteristicas\).pdf](http://www.lescop.com/es/pdf/Nota_tecnica_II_(Caracteristicas).pdf). Consulta: 26 de agosto de 2018.

1.3.5. Carga del secundario

Al igual que para los transformadores de corriente, la carga del secundario en los de voltaje es la impedancia o admitancia del circuito exterior alimentado por el devanado secundario. La carga de precisión es el valor de la carga en las que se basan las condiciones de precisión. Esta carga es representada junto a su factor de potencia y por lo general se expresa en términos de la potencia aparente absorbida para una corriente secundaria nominal.

Esta carga en el devanado secundario debe considerar la suma de la potencia de todos los equipos conectados al transformador, los conductores del circuito y los consumos de las uniones entre los circuitos.

Al aumentar la carga del secundario aumenta la corriente en ambos devanados y el voltaje en el devanado secundario se reduce, por lo que se genera una diferencia mayor entre voltajes y un error de voltaje más grande. De igual manera, con el aumento de la carga en el secundario hay una mayor diferencia de ángulos entre devanados y, por lo tanto, un mayor error de fase.

1.3.6. Respuesta a las sobretensiones

La mayoría de los equipos conectados a la red de alta tensión sufren de sobretensiones que pueden dañar o cambiar las características de su aislamiento. Los transformadores de voltaje pueden trabajar a un nivel de voltaje normal y a un nivel de voltaje superior al nominal sin superar el límite térmico, pues son diseñados para que puedan soportar por un minuto la onda de choque de sobretensión para el cual se fabricó el aislamiento.

Dependiendo de las características de la red-transformador, los transformadores de voltaje tienen con mucha frecuencia un efecto de ferresonancia en paralelo o en serie y puede afectar su funcionamiento.

En general el efecto de ferresonancia es aquel que se origina cuando en una red no existe conexión a tierra y las capacitancias e inductancias de un transformador de voltaje monopolar entran en resonancia generando un aumento en el voltaje, la saturación del núcleo de hierro, calentamiento excesivo e incluso su destrucción.

1.3.6.1. Ferresonancia en serie

Este fenómeno de ferresonancia ocurre en los transformadores de voltaje capacitivos y se da cuando la capacitancia e inductancia propias del transformador se encuentran en serie y a un determinado voltaje y frecuencia entran en resonancia generando un calentamiento excesivo en el transformador que puede destruirlo. Es conocido porque el transformador puede saturarse por una resonancia subarmónica que crea una corriente de magnetización muy grande.

Al ocurrir este fenómeno, el transformador se puede normalizar reduciendo la tensión de la red, o bien, cargar el transformador para amortiguar la ferresonancia.

1.3.6.2. Ferresonancia en paralelo

El fenómeno de ferresonancia en paralelo se produce en los transformadores de voltaje cuando la capacitancia e inductancia propias del transformador se encuentran en paralelo y ocurre una sobretensión o sobreintensidad que dejan al transformador con una sobretensión permanente.

En este caso las impedancias entran en resonancia con un armónico que genera un sobrevoltaje tan alto que puede causar daños al aislamiento del transformador. Este efecto se puede reducir o prevenir colocando una resistencia de un valor adecuado cuando el neutro esté aislado.

1.3.7. Funcionamiento con el secundario a corto circuito

Bajo condiciones de cortocircuito en el secundario de un transformador de voltaje la única impedancia por la que circula dicha corriente es la interna del transformador, por lo que el tiempo para que este funcione de manera correcta es muy corto, generalmente de un segundo. Su funcionamiento en cortocircuito crea una corriente violenta que puede dañar al propio transformador u otros equipos.

Las fallas por cortocircuito en un transformador de voltaje son comunes y regularmente ocurren por alguna mala conexión del secundario, por lo que, es recomendable instalar en este devanado fusibles o termomagnéticos que

puedan abrir el secundario en caso de una anomalía, teniendo presente que estos dispositivos de protección también pueden fallar.

1.3.8. Selección del transformador de voltaje

Al igual que para la selección de los transformadores de corriente, es importante considerar aquellas características que harán que el transformador funcione correctamente y sin dañarse en el momento de escogerlo para alguna aplicación. Algunas de las características más relevantes que sirven para seleccionar de uno de estos transformadores son las siguientes:

- Seleccionar el tipo de transformador, capacitivo o inductivo, dependiendo del nivel de tensión al cual funcionará normalmente.
- Considerar la altura sobre el nivel del mar (msnm) al cual se encontrará instalado el equipo, aplicando las respectivas correcciones para instalaciones mayores a 1 000 msnm.
- Tomar en cuenta si el servicio del transformador será para interior o intemperie y la capacidad del aislamiento.
- Considerar el voltaje nominal primario para su operación continua y el tipo de conexión primaria, tomando en cuenta que los transformadores de voltaje se diseñan generalmente para funcionar a un voltaje máximo de 110 % del voltaje nominal primario.
- Verificar la relación nominal de transformación, considerando que normalmente estos transformadores están normalizados para entregar 115 y 120 V en el devanado secundario.
- Considerar la frecuencia nominal igual a la del sistema donde se utilizará.
- Utilizar para la carga nominal o potencia de precisión la suma de todas las cargas nominales en VA que se conectarán al devanado secundario.

- Considerar la clase de precisión de acuerdo al servicio que dará el transformador en el lugar donde sea conectado.
- Tomar en cuenta los detalles constructivos como la elevación de temperatura, número de secundarios, entre otros.

1.4. Transformadores de instrumentación combinados

Los transformadores de instrumentación combinados no son más que equipos que en su interior poseen transformadores de corriente y transformadores de voltaje, generalmente del tipo inductivos. Este tipo de transformadores normalmente son de servicio exterior y principalmente son fabricados para ahorrar dinero y espacio. El beneficio económico de estos transformadores para alta tensión lo enmarca la reducción del aislamiento de porcelana por ser un solo equipo.

Su aplicación es la misma pero el diseño de estos equipos se realiza colocando en la parte superior el transformador de corriente y en la parte inferior el transformador de voltaje, por lo que, debido a lo cerca que se encuentran en ocasiones los campos magnéticos interfieren entre ellos afectando la precisión en sus mediciones. Se debe tomar en cuenta también que, si uno de estos transformadores internos se daña, se pierde por completo este equipo.

Este transformador está sellado herméticamente con ambos transformadores en su interior y con un pequeño compensador que sirve cuando se dan variaciones de volumen en el aceite, logrando contener el número de arrollamientos que se necesitan para cada tipo de transformador.

1.5. Aislamiento de los transformadores de instrumentación

La principal función del aislamiento en los transformadores de instrumentación es la de separar entre sí cada uno de los circuitos eléctricos y separarlos con el exterior. Este aislamiento se realiza con el uso de materiales dieléctricos cuya forma y calidad dependerán de muchos factores, pero principalmente de la magnitud de voltaje entre los puntos que se desean aislar.

Cada transformador tendrá una manera específica para aislarse dependiendo del caso o la utilidad que se le quiera dar, y es importante considerar que no existe una relación lineal entre aislamiento y voltaje, es decir, que a doble tensión no se utiliza el doble de aislamiento. La importancia de un transformador de medida como aislador toma importancia en el momento en que se desea separar el circuito de alta tensión del circuito de baja tensión.

Para los transformadores de media tensión y servicio interior se comenzó a utilizar el mismo tipo de aislamiento interno y externo cuando aparecieron las resinas sintéticas de tipo epoxi, mientras que para los transformadores de servicio exterior con la aparición de las resinas de tipo cicloalifático o materiales como el butilo que le dieron mejores características a los transformadores ante los arcos eléctricos superficiales.

En los transformadores de alta tensión, es decir, superiores a 72 kV, no se han podido utilizar los materiales sintéticos mencionados anteriormente así que se siguen empleando métodos más laboriosos con papel y el aceite como aislamiento interno y porcelana como aislamiento externo.

1.5.1. Aislamiento externo

El aislamiento de los transformadores de instrumentación para alta tensión frente al medio ambiente se realiza generalmente con porcelana o en ocasiones con aisladores poliméricos hechos con cuerpo de fibra de vidrio y con aletas de silicona. Su principal función es la de crear una línea de fuga suficientemente larga entre dos puntos con distinto nivel de voltaje para que ningún arco superficial se genere bajo condiciones de contaminación, lluvia, niebla, polvo, entre otros.

Estos aisladores hechos de porcelana tendrán una altura que dependerán de características como el nivel de tensión entre los puntos que se desean aislar, el grado de contaminación del lugar, la altura sobre el nivel del mar, entre otros. En el caso en que uno de estos transformadores se instale en una zona con una altura superior a 1 000 msnm se debe considerar que la rigidez dieléctrica disminuye, por lo que se debe aumentar la altura de estos aisladores para soportar el mismo nivel de voltaje. Si los aisladores llegan a ser de gran altura es necesario que este se fabrique en piezas por separado para finalmente unirlos.

El tema sobre los aislamientos externos para transformadores de instrumentación se desarrolla en la norma IEC 60815, y en esta se menciona que el diseño de las aletas debe realizarse de manera que las líneas de fuga estén normalizadas de 20 mm/kV para lugares con contaminación media y 31 mm/kV para lugares con mucha contaminación.

Actualmente se ha logrado realizar nuevos diseños de aisladores en los que se ha logrado reducir el diámetro de la porcelana permitiendo que se aumente la tensión de contorno y disminuya el volumen de aceite.

1.5.2. Aislamiento interno

El aislamiento interno de los transformadores de instrumentación tiene como finalidad separar cada uno de los circuitos eléctricos que lo componen. En el caso de los devanados primario y secundario, se deben de aislar entre ellos y entre sus mismos hilos para que la corriente realice el recorrido completo y sin saltarse las vueltas de los devanados. El aislamiento que se utiliza entre los hilos de cobre es un esmalte que cubre todo el recorrido del hilo y sucesivas capas de papel impregnadas de gas aislante SF₆. Para el aislamiento entre los devanados se puede utilizar resina hasta para media tensión o bien papel impregnado en SF₆.

También debe existir un aislamiento entre cada chapa que compone el núcleo del transformador para evitar que a través de este aparezcan corrientes circulantes o corrientes de fuga, y que no parezca como un secundario más del transformador. Este aislamiento entre chapas del núcleo interrumpe todas las corrientes eléctricas generadas por el flujo de la densidad eléctrica y evita que estas sean muy altas. Para el aislamiento entre el núcleo y los devanados puede utilizarse también el papel impregnado en SF₆.

El gas utilizado para impregnar el papel del aislamiento interno es desgasificado y filtrado, y al rellenar el transformador se hace bajo condiciones de vacío. En el caso en que se utiliza este aislamiento es necesario que el transformador de instrumentación se diseñe con un depósito de expansión que le permita depositar el gas sobrante cuando este se caliente. Este tipo de fabricación para transformadores se utiliza para voltajes que van desde 36 kV hasta los 765 kV.

1.5.3. Aislamiento interno en SF6

Otro tipo de aislamiento interno que se ha desarrollado es el aislamiento por SF6, este sustituye al fabricado con papel-aceite y aceite complementario. Este aislante suele trabajar a una presión de 3,5 a 4,5 bares absolutos para mejorar sus características dieléctricas, buscando que no se condense al aumentar la temperatura para que no aumente su presión.

Este tipo de aislamiento en transformadores de instrumento es utilizado para las subestaciones de tipo GIS (Aisladas en gas) y se obtiene una distribución óptima de los campos eléctricos entre los devanados, una reducción del espacio y permite una alta precisión que no cambia durante el tiempo de vida del equipo. Generalmente poseen una válvula de llenado de SF6 y un manómetro en la parte inferior para controlar la presión del gas dentro del transformador de instrumentación.

1.6. Fabricación de los transformadores de corriente

Para la fabricación de cualquiera de los transformadores de instrumentación es importante considerar tres características sobre las cuales se determinará los materiales a utilizar, los procesos de fabricación y cualquier tipo de necesidad para el caso en que se piense utilizar el transformador. Las tres características son: la característica eléctrica sobre la que se desea realizar la medida, ya sea corriente o voltaje, el tipo de servicio para el cual se piensa utilizar, interior o a la intemperie, y el nivel de voltaje, es decir, baja, media o alta tensión.

Para la fabricación de los transformadores de corriente se considera que este se coloca en serie a la línea de transmisión de manera que la corriente que

circula por la línea sea la misma que el transformador está percibiendo, por lo que, al atravesar el transformador se trata la manera de que no exista una caída de tensión entre los bornes o por lo menos que sea mínima, de manera que no afecte en la medición. Generalmente se trata que la caída de tensión sea de mV y a la vez que el devanado primario pase una vez a través del núcleo, aunque realmente esto dependerá si la corriente es lo suficientemente alta como para magnetizar el núcleo.

Cuando es solo una vuelta del devanado primario que atraviesa el núcleo, el material que se utiliza es una barra conductora de cobre o aluminio y como aislamiento se utiliza papel o cartón. Además de esto, se procura que el núcleo ferromagnético se coloque lo más cerca del devanado primario para aprovechar al máximo su magnetización.

Si el devanado primario se compone por más de una sola vuelta se diseña de modo que exista un aislamiento de varios mm entre estas para hacer que la corriente circule de manera ordenada. Independientemente del número de vueltas se trata la manera de que los diseños exteriores no sean distintos.

Por otro lado, el diseño del núcleo se hace de manera que este tenga forma toroidal, de varias chapas delgadas y con un aislamiento que las recubre para evitar la formación de corrientes en el núcleo y evitar que se formen entrehierros o deformidades en las uniones. El devanado secundario se coloca sobre el núcleo con un bajo número de vueltas que atraviesan la forma toroidal de este para aprovechar lo más que se pueda la magnetización generada por el devanado primario. En el caso en que el voltaje primario cambie por alguna ampliación futura se pueden fabricar los transformadores con tomas en el primario o secundario para evitar que se reemplacen.

1.7. Fabricación de transformadores de voltaje inductivos

La función de estos transformadores es la de medir el voltaje entre dos puntos que poseen un diferencial de potencial, es decir que pueden utilizarse para medir el voltaje entre fases (transformadores bifásicos) o para medir el voltaje entre fase y tierra (transformadores monofásicos). Conociendo esta característica y tomando en cuenta los costos se puede determinar si el transformador a fabricar debe de ser monofásico o bifásico.

El devanado primario se enrolla sobre un núcleo rectangular de dos columnas o acorazado formado igualmente por chapas metálicas y aislantes entre cada chapa. En este único núcleo se colocan los devanados secundarios necesarios, con un número superior al ciento de vueltas, con su aislamiento hecho de esmalte entre espiras y de papel o cartón entre los devanados y entre los devanados y el núcleo.

En los transformadores monofásicos se conectan las partes metálicas que componen al transformador, el núcleo y uno de los bornes fijamente a tierra, mientras que en los transformadores bifásicos los bornes están conectados a los voltajes primarios y se mantienen aislados uno del otro a la tensión nominal. Uno de los problemas de diseño que presentan los transformadores de voltaje inductivos es que a mayor voltaje nominal necesitan que el devanado tenga más vueltas, por lo que suelen ser más grandes y por su proceso de fabricación más caros.

Si en dado caso es necesario poder utilizar el transformador con distintos voltajes primarios se pueden utilizar tomas en el devanado secundario para evitar estar reemplazando el transformador.

1.8. Fabricación de transformadores de voltaje capacitivos

Los transformadores de voltaje capacitivos se fundamentan en la idea que de un divisor capacitivo se tomará en un punto intermedio un voltaje parcial y proporcional al número de condensadores conectados en serie. Del punto intermedio donde se toma el voltaje capacitivo se coloca un transformador inductivo diseñado para un voltaje medio y, por lo tanto, de construcción más económica.

En la fabricación de este tipo de transformadores se tiene la desventaja que necesita mayor cuidado en el proceso a utilizar y en los materiales que lo van a componer, pero aun así dicha fabricación se vuelve repetitiva a modo de formar el transformador por paquetes de condensadores de voltaje medio. Estos paquetes suelen ser de sección cuadrada que se introducen dentro del aislante exterior de porcelana y se rellena de aceite para formar en conjunto un transformador de voltaje capacitivo.

2. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LOS SENSORES ÓPTICOS DE CORRIENTE Y VOLTAJE

El incremento en la demanda de energía, en la calidad del servicio y en los nuevos usos de la red eléctrica ha hecho necesario que esta sea controlada con equipos más inteligentes. Hasta el momento se conoce la importancia de la confiabilidad y exactitud de los transformadores de instrumentación convencionales para la medición, operación y protección de las subestaciones, pero se vuelve necesario mencionar que en las últimas décadas se ha ido investigando y desarrollando la fabricación de transformadores de instrumentación no convencionales basados en efectos ópticos que poseen ventajas sobre los primeros.

Los transductores ópticos miden el cambio de las propiedades de algún material como resultado de algún campo eléctrico o magnético cercano, en lugar de medir directamente el voltaje o corriente de la línea. La idea fundamental es encontrar una relación directa entre el cambio producido y la corriente o voltaje que circula en la red eléctrica.

Estos transformadores de instrumentación ópticos son elementos que se encuentran separados naturalmente de las líneas de alta tensión, es decir, no poseen ninguna conexión galvánica entre la cabeza del sensor y la línea, son transformadores que no se ven afectados por interferencia en el transporte de la medición hacia el cuarto de control, ofrecen una rápida respuesta y alta exactitud, su peso y tamaño es menor que el de los transformadores convencionales y no tienden a explotar durante alguna falla en el aislamiento interno.

Con este tipo de transformadores se busca obtener la información de la red de forma digital desde el equipo primario y desde cualquier punto de la red, también reducir los efectos en la actuación de relevadores de protección, en los sistemas de medición, en los equipos de medición de calidad de energía y otros tipos de dispositivos electrónicos inteligentes. Generalmente las características de diseño de los transformadores de instrumentación convencionales que afectan la acción de estos equipos son la respuesta transitoria, la respuesta a los cambios de frecuencia y la exactitud.

Los transformadores de corriente ópticos utilizan el efecto de Faraday sobre un sensor de fibra recocida térmicamente, mientras que los transformadores de voltaje ópticos se basan en el efecto electro-óptico. Al ser estos sus fundamentos, los transformadores ópticos no se ven afectados por la saturación magnética del núcleo, son capaces de medir hasta en un ancho de banda de los kHz y mejoran la seguridad y exactitud de las mediciones. Como resultado los transformadores de corriente ópticos pueden entregar una réplica o imagen de la corriente que circula por la línea de alta tensión, incluso en casos de corrientes de corto circuito y corrientes transitorias.

Las mediciones que entregan estos transformadores ópticos son señales digitales que representan las magnitudes primarias de corriente y voltaje, y lo transportan por medio de fibra óptica hacia el cuarto de control en donde se encuentran los dispositivos electrónicos inteligentes (IED). Utilizando estos transformadores no se tiene la necesidad hacer algún reemplazo cuando ocurre un cambio en la carga del secundario, son capaces de entregar una réplica libre de distorsión de las señales primarias a los equipos de protección y control, son sencillos de integrar en subestaciones existentes y además elimina el peligro de contaminar el medio ambiente, ya que no utiliza aceites como aislamientos.

2.1. Transductor óptico de corriente

Un transductor óptico de corriente está diseñado para entregar, dentro de su rango de medición, una imagen equivalente a la corriente de interés sin necesidad de utilizar un material ferromagnético como en los transformadores convencionales, en lugar de esto, un sensor óptico percibe cuando el campo magnético generado por la corriente afecta, en un punto cercano, la distribución de un rayo luz que puede estar alrededor del conductor.

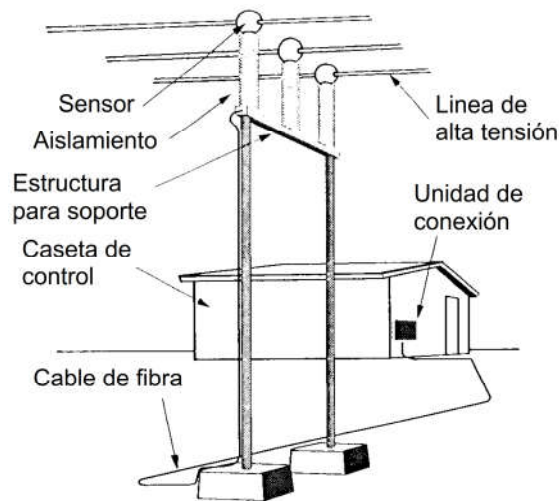
En comparación con los transformadores de corriente convencionales, los ópticos son más livianos, compactos, su instalación es más sencilla, no se ven afectados por campos electromagnéticos y son capaces de transmitir las señales a largas distancias en un amplio rango de medida. En los últimos años se ha desarrollado las mediciones de corriente basados en diferentes tipos de transductores ópticos los cuales ya se encuentran en el mercado, o bien, se encuentran en pruebas de campo.

El hecho de que su nombre incluya la palabra transformador no quiere decir que se base en los mismos principios, pues se diferencian en la forma en que transportan la medición obtenida de la línea y en que existen diferentes formas de fabricarlo. Un transformador de corriente óptico transmite la medición de alta tensión a través de una luz modulada con una potencia de apenas algunos microwatts y utiliza los instrumentos ópticos para aislar el lado de alta tensión del sistema de la parte aterrizada.

En la figura No. 16 se muestran los elementos básicos que generalmente se utilizan para la instalación de un transformador óptico en alta tensión. En la parte superior se encuentra el sensor óptico o electrónico sostenido por un aislamiento hecho de cerámica o polímero. A partir de esto se determina que el

peso de un transformador óptico es mucho más liviano, pues a comparación de un transformador de convencional, este no contiene aceite aislante en su interior, lo que permite que la estructura que servirá de soporte sea más pequeña y a la vez la instalación más sencilla.

Figura 16. **Elementos básicos para la instalación de un transformador óptico**



Fuente: Optical current transducers for power systems: a review. *Introduction*.
<https://trs.jpl.nasa.gov/bitstream/handle/2014/35760/93-1486.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.
Consulta: 11 de octubre de 2018.

Luego de que el sensor obtiene la señal digital de la corriente de la línea este la transmite por fibra óptica de una forma codificada que puede variar dependiendo del sistema. La fibra lleva la señal de la corriente hacia una unidad de conexión que une al transformador óptico con los equipos de protección o medición que se encuentran en la caseta de control.

2.1.1. Principio de funcionamiento del transductor óptico de corriente

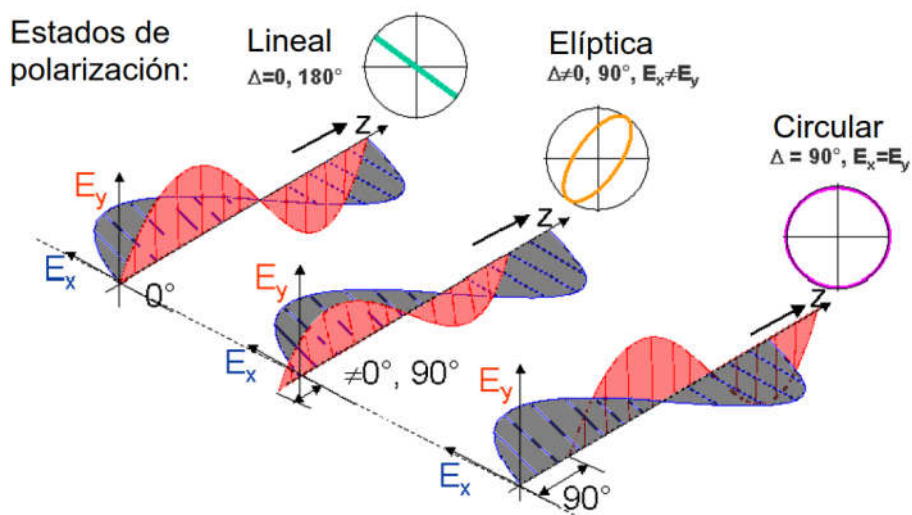
Los transformadores ópticos de corriente son equipos que proporcionan una medida de corriente digital para utilizarse en mediciones y protecciones de subestaciones eléctricas. El funcionamiento de los transformadores ópticos de corriente se basa en el efecto Faraday, en el cual una señal óptica polarizada linealmente y que se desplaza sobre un medio influenciado por un campo electromagnético sufre un cambio en el estado de su polarización, es decir, una rotación en su polarización. En base a esto, el ángulo de rotación de una señal óptica es proporcional a la corriente que circula sobre una línea.

Sabiendo que la señal óptica es luz o una onda electromagnética transversal que contiene un campo eléctrico y un campo magnético perpendiculares a la dirección de propagación, esta puede ser transmitida como una señal polarizada o no polarizada. En el caso de la luz natural, esta es considerada como una luz no polarizada debido a que su plano de polarización vibra de forma arbitraria en la dirección de propagación, mientras que una luz polarizada tiene componentes de campo que tienen entre ellos una diferencia de fase establecida.

Por lo general, al hablar de la polarización de la luz, se puede considerar solamente el campo eléctrico debido a que ya se conoce que perpendicular a este se encuentra el magnético. Los estados de polarización de una señal óptica se pueden crear al mover los componentes ortogonales de sus campos, manteniendo constantes la frecuencia y siendo posible variar su amplitud y fase. En la figura No. 17 se muestran los estados de polarización de una señal óptica; polarización lineal, elíptica y circular. Una polarización lineal ocurre cuando los dos componentes ortogonales de un campo se encuentran en la

misma fase, la polarización circular ocurre cuando los componentes ortogonales se encuentran desfasados exactamente a 90° y poseen la misma amplitud. La polarización elíptica ocurre cuando el desfase entre los componentes es distinto de cero y de 90° .

Figura 17. Estados de polarización de una señal óptica



Fuente: NGUYEN. Truong. A review on problems and counter-measures in design and fabrication of optical current sensors. *Working principle and detection scheme*. p. 3.

Otra característica importante de las señales ópticas que se considera para el diseño de los transformadores ópticos es la doble refracción de la luz. Este es un fenómeno que indica que una luz puede ser dividida en dos rayos de luz linealmente polarizados y refractados cuando la luz atraviesa un cristal. De los dos rayos obtenidos, el que sigue la ley de la refracción es considerado un rayo ordinario, mientras que el otro rayo que no sigue la ley de refracción es considerado como un rayo extraordinario.

El material óptico que se utiliza para generar el efecto de Faraday en los transformadores ópticos tiene un índice de refracción que dependerá de la dirección de la señal óptica transmitida y de su polarización. Se debe considerar que el índice de refracción será distinto en los dos valores de las componentes ortogonales de la onda de luz.

Los transformadores ópticos son diseñados en base al efecto Faraday descubierto en 1845. Este efecto describe la rotación del plano de polarización de una señal óptica que está siendo propagada a través de un material óptico y que se encuentra influenciado por un campo magnético generado por una corriente. El ángulo de polarización se conoce como ángulo de Faraday (θ_F) y se representa como la figura No. 18, en donde V es la constante de Verdet que es una propiedad del material, H la magnitud de campo magnético y L es la longitud en la que interactúa con el campo magnético.

Figura 18. **Ángulo de Faraday**

$$\theta_F = V \int \vec{H} d\vec{l}$$

Fuente: NGUYEN, Truong. A review on problems and counter-measures in design and fabrication of optical current sensors. *Working principle and detection scheme*. p. 4.

Considerando que el camino por el que se transmite la señal óptica es un camino cerrado, que hay un número de veces que la señal recorre el solenoide hecho con el material óptico (N_1), que hay un número de vueltas propias del solenoide y que existe una corriente de intensidad I, el ángulo de Faraday queda representado como en la ecuación (2-2).

Figura 19. **Ángulo de Faraday según el número de vueltas al solenoide**

$$\theta_F = VN_1N_wI$$

Fuente: NGUYEN, Truong. A review on problems and counter-measures in design and fabrication of optical current sensors. *Working principle and detection scheme*. p. 4.

Básicamente la señal óptica se transmite a través de un circuito cerrado en el que, durante la primera mitad del trayecto, la señal óptica tiene una polarización y en la segunda mitad del trayecto la señal, ya afectada por el campo electromagnético, posee una polarización distinta, la diferencia de fases entre ambas señales ópticas indica la magnitud de corriente en la línea y puede ser detectada por un interferómetro, que es un dispositivo utilizado generalmente para medir la distorsión e interferencia de señales ópticas.

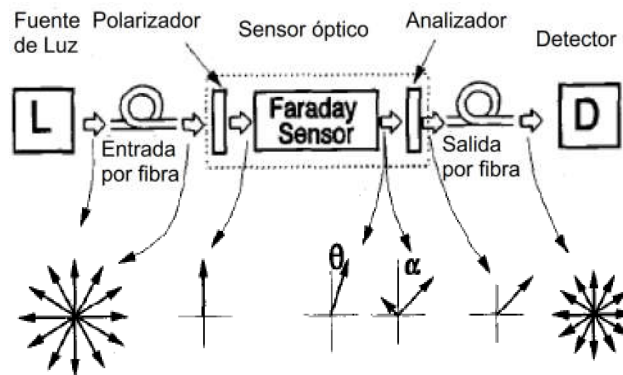
Es importante considerar que cuando no existe una corriente circulando a través del centro del sensor la señal óptica o el rayo de luz debe mantener constante el ángulo de polarización, si esto no ocurre es probable que a lo largo del camino del sensor existan variaciones en la sección que generan una sensibilidad diferente.

Además, si no se toman precauciones, la medición puede ser afectada si la localización del conductor a medir no se encuentra realmente en el centro del sensor o bien en caso de que se presenten campos magnéticos generados por otras corrientes. Para evitar estos errores de medición se puede utilizar un concentrador de flujo magnético que permite eliminar los efectos de campos externos y permite hacer un lazo cerrado de fibra óptica alrededor del conductor.

2.1.2. Aspectos prácticos del transductor óptico de corriente

Existen muchos métodos para medir el ángulo de rotación de la polarización de un rayo de luz, pero el más sencillo y general es aquel en el cual se utilizan dos polarizadores, el primero para polarizar el rayo de luz y el segundo para analizar el cambio en la polarización luego de que ha atravesado un medio afectado por un campo magnético. En la figura No. 20 se muestra este método, en la medición del campo magnético se realiza midiendo la intensidad del rayo de luz cuando pasa a través del segundo polarizador, ya que dicha intensidad dependerá del ángulo de rotación de la polarización y ésta última de la fuerza del campo magnético.

Figura 20. **Medición básica para la medición de la polarización de un rayo de luz**



Fuente: ALAVI, Omid. Current measurement with optical current transformer. *Witness sensor*.

p. 32.

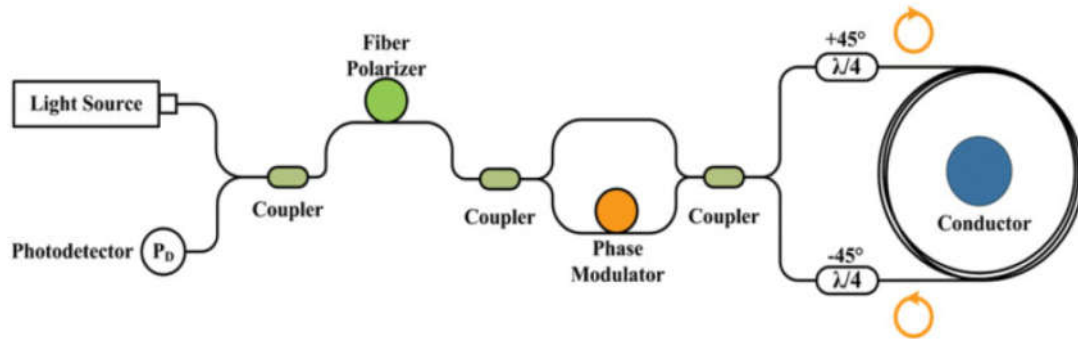
Este sensor determina el ángulo de rotación dependiendo de la orientación en la que se coloquen los polarizadores, ya que el ángulo de variación que exista entre el punto en que se transmite la señal por el primer polarizador y el punto en que se analiza por el segundo polarizador será el ángulo de variación

de la señal cuando se ve afectada por el campo magnético. Dicho ángulo se obtiene midiendo la intensidad o cantidad de luz que logra atravesar el segundo polarizador. El ángulo entre los polarizadores puede ser de 0° a 90° .

Otro método para detectar la corriente de un conductor utilizando un transformador óptico es aquel que utiliza un prisma de Wollaston para separar un rayo de luz en dos componentes ortogonales polarizados linealmente para luego detectar sus polaridades por separado utilizando dos sensores. La rotación de las polaridades de estas componentes ortogonales es obtenida cuando se comparan los dos sensores, los cuales tienen sensibilidad y consideran el efecto de doble refracción de luz. Este método puede ser un poco más complicado de fabricar, especialmente por los equipos ópticos que se necesitan, pero minimiza el ruido que puede afectar las mediciones.

Un método más avanzado es el que utiliza interferómetros para detectar el ángulo de rotación en la polaridad de un rayo de luz. A diferencia del método anterior, este método permite medir la rotación de una polaridad circular que corresponde a una diferencia de fase entre las componentes ortogonales de la señal. En la figura No. 21 se muestra un esquema de medición utilizando un interferómetro en este se modula una señal con una frecuencia portadora y la variación de fase óptica contiene la información de la corriente que atraviesa el conductor.

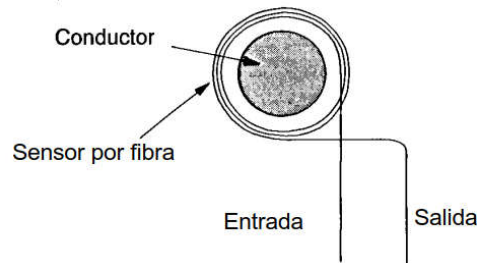
Figura 21. **Medición de la polarización de un rayo de luz utilizando interferómetros**



Fuente: RYCROFT, Mike. Advantages of optical current and voltage sensors and transformers. *Measurement of phase rotation*. <http://www.ee.co.za/article/advantages-optical-current-voltage-sensors-transformers.html>. Consulta: 28 de octubre de 2018.

También se puede realizar la medición de la corriente utilizando fibra óptica como un transductor, en la que el campo magnético crea una rotación en el ángulo de polarización de la señal óptica que se conduce dentro de la fibra. En la figura No. 22 se muestra una fibra con longitud considerable y que se encuentra enrollada alrededor del conductor estudiado, lo que permite que esta sea inmune a corrientes y campos magnéticos externos. La sensibilidad de estos equipos se puede modificar cuando se cambia el número de vueltas alrededor del conductor y por lo general se utilizan fibras monomodo para mantener el estado de la polarización de la señal entre la zona de medición y la fuente o zona de detección.

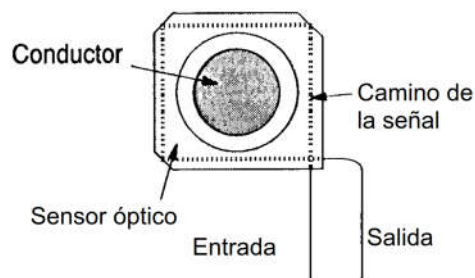
Figura 22. **Método de medición utilizando un sensor de corriente utilizando fibra**



Fuente: Optical current transducers for power systems: a review. *Optical fiber*.
<https://trs.jpl.nasa.gov/bitstream/handle/2014/35760/93-1486.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.
Consulta: 29 de octubre de 2018.

Por último, se puede realizar la medición utilizando un bloque de material ópticamente activo que rodea el conductor de interés y dentro del cual se encuentra el camino para el rayo de luz, como se muestra en la figura No. 23. Este material es diseñado en forma cuadrangular, se fabrica con bloques de vidrio que poseen una constante de Verdet relativamente baja y no muestra problemas por la flexión de un camino hecho por fibra.

Figura 23. **Medición con material ópticamente activo**



Fuente: Optical current transducers for power systems: a review. *Bulk optics*.
<https://trs.jpl.nasa.gov/bitstream/handle/2014/35760/93-1486.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.
Consulta: 29 de octubre de 2018.

2.1.2.1. Dieléctrico y estructura mecánica

Los estándares definidos por la IEEE y la IEC para los transformadores convencionales y los electrónicos mencionan una variedad de pruebas dieléctricas que son necesarias para que un equipo sea capaz de instalarse y ponerse en servicio en una red eléctrica. La finalidad de estas pruebas es demostrar que un equipo resiste a un estrés eléctrico mucho mayor al de su operación normal. Además de esto, los transformadores y sus estructuras deben de ser diseñados de tal manera que puedan resistir a fuerzas mecánicas provocadas por el traslado del equipo, las condiciones ambientales, la actividad sísmica y cortocircuitos en el sistema.

Desde hace algún tiempo se ha puesto la mirada sobre los transformadores no convencionales que utilizan métodos ópticos para realizar mediciones en el sistema de alta tensión donde los costos de los transformadores convencionales de medición comienzan a incrementarse exponencialmente. Debido a que el aislamiento galvánico en los transformadores ópticos es la falta de interacción directa con el parámetro medido se considera que es una de las mayores ventajas que tiene sobre los transformadores convencionales.

El aislamiento de estos transformadores es un factor muy importante en las subestaciones que utilizan equipos de protección y medición electrónicos ya que los mantiene separados de altos voltajes transitorios provocados en la línea de alta tensión, además que permite que el espacio, el trabajo y el equipo necesario para su instalación sean menores a comparación de los transformadores convencionales. En términos ambientales, se realiza un ahorro desde el punto de vista que estos transformadores ópticos pueden utilizar

estructuras aisladas en gas y elimina el uso del aceite mineral, o bien, puede ser montado en una columna aisladora comercial.

Los requerimientos sísmicos y mecánicos de los transformadores de instrumentación no son tan rigurosos y varían dependiendo del lugar en donde se vayan a instalar, pero básicamente la estructura se diseña para soportar aquellos esfuerzos provocados por los vientos de un huracán y los provocados por un cortocircuito en el punto donde se encuentra conectado.

2.1.3. Características eléctricas del transductor óptico de corriente

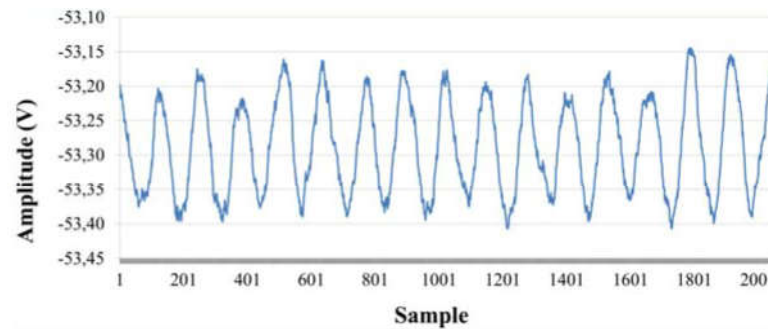
En cuanto a las características eléctricas de un transductor óptico es necesario estudiar aquellos elementos que permitan determinar el funcionamiento correcto de estos equipos y analizar aquellos casos que ayudarían a mejorar el funcionamiento de estos equipos en las subestaciones eléctricas.

En el artículo Design and development of a Low-Cost optical current sensor se describe el funcionamiento de estos equipos y se fabrica un sensor de bajo costo con la finalidad de observar la respuesta del equipo ante ondas transitorias y fallas en una línea. Es importante tomar en cuenta que el equipo con el que se desarrolla este artículo es únicamente un sensor próximo a un conductor y no un embobinado de fibra óptica con el que se mejorarían estas características.

En la fabricación del sensor óptico se utiliza vidrio de pedernal con una constante de Verdet de 11,6 rad/Tm para medir la corriente en un conductor con diámetro de 5 cm, y se utiliza un equipo Omicron CPC-100 capaz de inyectar

valores de corriente en un rango de 0 A a 800 A. Se guardaron en la memoria de una computadora 256 muestras de los valores analógicos y estos se representaron en la gráfica mostrada en la figura No. 24. En dicha gráfica se representa la capacidad del sensor óptico para obtener las variaciones de una corriente cuando se modifica la frecuencia de 0 a 500 Hz.

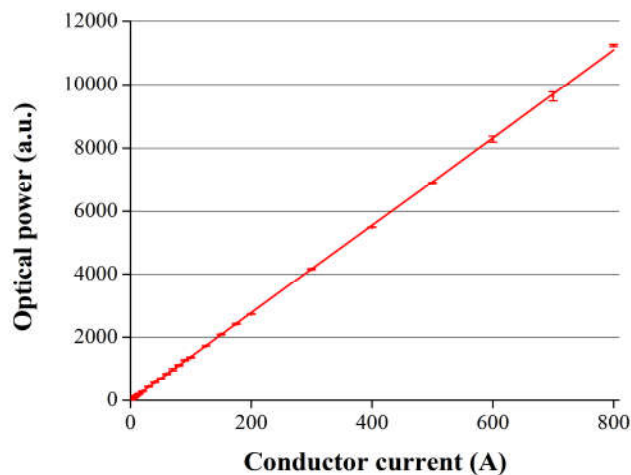
Figura 24. **Salida de un sensor óptico para una señal variable de 0 a 500 Hz**



Fuente: ZUBIA, Joseba; CASADO, Luciano; ALDABALDETREKU, Gotzu. Design and Development of a Low-Cost Optical Current Sensor. *Experimental section*. p. 8.

Por otro lado, en este artículo también se observó la capacidad del sensor para mantener la linealidad en sus mediciones, variando la corriente en el conductor en un rango de 0 A hasta 800 A y repitiendo el ejercicio en cinco ocasiones para determinar que la respuesta del equipo es la misma. La linealidad de las mediciones se representa en la gráfica de la figura No. 25 en la que se logra observar que para valores de corriente menores a 20 A la respuesta del sensor podría verse afectada por la capacidad de percepción del sensor. Para corrientes mayores de 30 A la incertidumbre de las medidas es menor a 5 % y para corrientes mayores de 175 A dicha incertidumbre es menor del 1 %.

Figura 25. **Señal de salida del sensor óptico a una frecuencia constante de 50 Hz y una variación de corriente de 0A a 800^a**



Fuente: ZUBIA, Joseba; CASADO, Luciano; ALDABALDETREKU, Gotzu. Design and Development of a Low-Cost Optical Current Sensor. *Experimental section*. p. 9.

2.1.3.1. Efectos de la temperatura

En la precisión de los transformadores ópticos se considera aquellos factores que de alguna manera puedan afectar la medición de la corriente, tales como la temperatura del sensor instalado sobre un aislador ubicado junto al conductor primario y la unidad de procesamiento que se encuentra dentro de la caseta.

En las subestaciones eléctricas de alto voltaje los transformadores deben de mantener una precisión en la medición de corriente dentro de un rango de 120 °C, generalmente se considera un rango entre -40 °C hasta los 80 °C. Los transformadores de corriente ópticos que no poseen un compensador de temperatura y que experimentan una temperatura fuera del rango mostrarán un

error cerca del 0,9 %, por lo que no cumpliría con ninguna clase de precisión y se vuelve necesario utilizar este tipo de compensadores térmicos.

Dentro de los componentes que forman parte del transformador óptico de corriente el diodo que emite el rayo de luz principal es la fuente de error relacionada al tema de la temperatura ya que afecta el tamaño de la onda de luz generada de la cual depende la rotación de Faraday o bien la constante de Verdet. Por lo tanto, cuando se genere una onda de luz que variará su rotación en función de la temperatura se tendrá una fluctuación en la medición de la corriente mientras esta realmente se mantiene constante.

Este diodo se instala dentro de la unidad de procesamiento ubicado dentro de la caseta en donde experimenta una menor variación en la temperatura que pueda afectar la medición. Para suprimir por completo este error se suele instalar una calefacción en los alrededores del diodo para mantener la temperatura dentro de un rango admisible. En el caso de las mediciones de corrientes AC, también se puede utilizar un filtro que identifica el ruido generado por la temperatura en la medición, debido a que este ruido ocurre gradualmente, sin tener una frecuencia definida y por lo general con una frecuencia distinta a la de la corriente del sistema eléctrico.

2.1.3.2. Efectos de las vibraciones

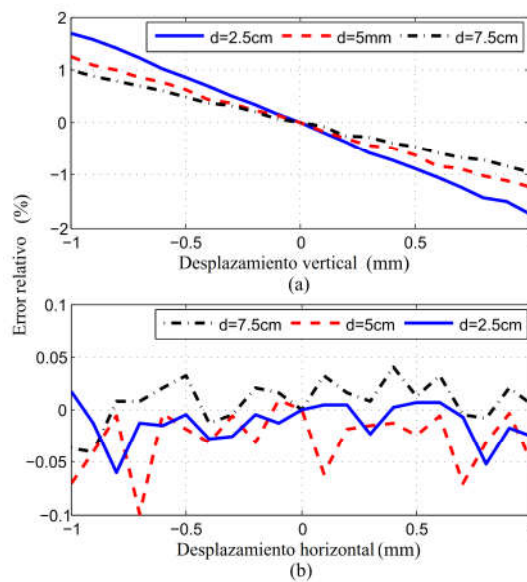
El efecto ocasionado en las mediciones de los transformadores ópticos de corriente por las vibraciones en el sensor o en el conductor depende de la configuración del núcleo ya que puede ser núcleo abierto o cerrado.

En el caso de los transformadores que poseen una configuración de núcleo abierto tienden a ser más sensibles a los movimientos de oscilación en

los elementos que intervienen en la medición. Durante su operación normal, a pesar de que el campo magnético que atraviesa un núcleo abierto no es totalmente proporcional a la corriente que circula en el conductor siempre se puede obtener una relación directa que permite la medición sin complicaciones, pero al darse una vibración que afecta la posición del sensor con respecto al conductor se genera una variación en el campo magnético y a la vez un error en la medición.

En la figura No. 26 se muestra el error relativo en la medición de corriente cuando se tiene instalado un transformador de corriente óptico de núcleo abierto y existe una vibración horizontal o una vibración vertical. El efecto de error que se presenta por las vibraciones es similar al generado por campos magnéticos ajenos, como el de otras fases cercanas.

Figura 26. **Efecto de la vibración en la medición de corriente**



Fuente: HAMED, Mohammad; AKMAL, Amir; MOHSENI, Hossein. Optical current transducers and error sources in them: A review. *Effect of vibration*. p. 4.

Al utilizar transformadores ópticos de corriente con una configuración de núcleo cerrado se elimina por completo el error de las vibraciones y el error por un campo magnético ajeno, ya que, al ser un lazo cerrado, se mantiene constante el campo magnético con respecto al valor de la corriente que atraviesa el conductor. El problema con esta configuración de núcleo es que complica la fabricación del transformador y en consecuencia aumenta su precio.

2.1.3.3. Doble refracción en sensores ópticos de corriente

La doble refracción de la luz es un fenómeno que se utiliza a favor para la medición de las corrientes utilizando transformadores ópticos, pero también puede ser una de las fuentes principales de error en estos equipos. La utilidad que va a generar en la medición va a depender del tipo de refracción que se dé en el rayo de luz polarizado, ya que puede ser una doble refracción lineal o circular.

Cuando se tiene una doble refracción circular en un rayo de luz, la polarización de cada una de sus componentes tendrá un distinto índice de refracción, una distinta velocidad de onda electromagnética y como resultado una diferencia de fase entre las componentes. Este fenómeno es generado por un campo magnético externo por lo que se considera ser la base para el efecto Faraday y en consecuencia para algunos tipos de transformadores ópticos. Utilizando esta doble refracción se obtiene el desfase entre las componentes que tiene relación directa con la magnitud de corriente que atraviesa el conductor.

Por otro lado, la refracción lineal de los materiales es un fenómeno que provoca que dos rayos de luz con un plano de polarización experimenten

diferentes índices de refracción. A la diferencia entre estos índices es lo que se conoce como refracción lineal. Si una señal de luz polarizada entra a un material que posee refracción lineal su plano de polarización puede cambiar de polarización lineal a una polarización elíptica, por lo que tiende a ser una de las fuentes principales de error durante la medición de corriente.

En los transformadores ópticos fabricados con material ópticamente activo se puede suprimir el error provocado por la refracción lineal cuando se utiliza una unidad de procesamiento que identifica las influencias de este fenómeno sobre un rayo de luz polarizado de forma lineal o circular y remueve el error de la señal principal.

En aquellos transformadores que utilizan la fibra óptica como medio para obtener la medición de la corriente se puede dar la refracción lineal por irregularidades dentro de la fibra óptica, por las curvas al rodear el conductor de interés o bien por alguna característica inherente al material de la fibra. Para evitar que este error afecte a la medición se debe de escoger apropiadamente la fibra a utilizar en el transformador, generalmente del tipo monomodo, y también se debe escoger una configuración apropiada para la fibra enfocada en minimizar la refracción generada por las curvas alrededor del conductor.

También existen equipos adicionales que ayudan a la disminución de este error, como el uso de FPR (Fiber Polarization Rotator), que se agrega al camino de la fibra y sirve para mantener el estado de polarización de una señal de luz, pero rota ligeramente su ángulo.

2.1.4. Ventajas y desventajas del transductor óptico de corriente

El uso de equipos electrónicos para monitoreo de mediciones y para unidades de protección de subestaciones de distribución y subestaciones de alta tensión dan al sistema mayor confiabilidad y un amplio y dinámico rango de trabajo. Estos ofrecen muchas ventajas sobre los transformadores de corriente convencionales, por los que se está volviendo una necesidad que cada vez se utilicen más, pero también tienen algunas desventajas por el uso combinado de la nueva tecnología con la tecnología existente. Algunas ventajas de estos equipos en comparación con los transformadores de instrumento convencionales se presentan a continuación:

- Son resistentes a las interferencias electromagnéticas, lo cual es importante para el correcto funcionamiento de los equipos de protección.
- Estos son de menor tamaño y peso, lo que permite que la instalación no requiera de uso de máquinas pesadas ni de máquinas costosas.
- Poseen un aislamiento eléctrico con alta resistencia, lo que permite un completo aislamiento entre la parte de alta tensión y el cuarto de control.
- Debido a que no existe un núcleo ferromagnético no existe una saturación que cause problemas en las mediciones ni en las protecciones.
- No poseen problemas por el fenómeno de ferroresonancia ni por histéresis.
- Los errores de medición son menores al 0,3 %.
- Estos utilizan una fuente de poder que no se relaciona con la sección de alto voltaje.
- Soportan altas cargas mecánicas.

- La salida del transformador es digital y es compatible con cualquier sistema de computadoras.
- Como se desarrollará en el siguiente capítulo, los transformadores de instrumento ópticos se pueden supervisar a través del control constante del empaquetamiento de datos estandarizado en los protocolos de comunicación.
- Tienen protección contra el problema de circuito abierto de los transformadores convencionales.
- Permiten la medición y análisis de corrientes cuando estas poseen armónicos.
- Se elimina el problema de la atenuación de la señal de medición.
- No utilizan dieléctricos fabricados con PCB que contaminan el medio ambiente y que por lo general son utilizados para la fabricación de los transformadores convencionales.

Las desventajas de utilizar transformadores de corriente óptico se describen a continuación:

- Estos transformadores son capaces de detectar campos magnéticos generados por grandes fallas en conductores cercanos provocando errores en la medición si no se utiliza un concentrador de flujo magnético para crear un lazo cerrado de fibra óptica que elimine los efectos de flujos externos.
- Si no se utiliza algún método contra la distorsión provocada por la temperatura estos transformadores pueden introducir errores en la medición.
- Si no se tiene cuidado con la configuración y disposición de la fibra óptica del transformador, las curvas pueden generar un índice de refracción distinto en la señal.

2.2. Transductor óptico de voltaje

Los transformadores ópticos de voltaje forman parte de un conjunto de transformadores no convencionales de instrumentación que buscan producir señales digitales en representación del voltaje presente en las líneas de alta tensión. En otras palabras, estos transformadores utilizan sensores ópticos para realizar la medición del voltaje en las líneas de alta tensión para luego transmitirlos por fibra óptica a un cuarto de control en donde alimentan a los relevadores para realizar operaciones de protección, control y medición.

Teóricamente estos transformadores entregan una medición digital libre de distorsiones y, en contraste a los transformadores de voltaje inductivos y capacitivos, presentan un amplio ancho de banda, un gran rango dinámico de trabajo, inmunidad a las interferencias electromagnéticas, menor peso y tamaño, mejor respuesta transitoria y una alta precisión de medición.

La mayoría de los transformadores ópticos de voltaje están fabricados en base a un cristal electro-óptico y al efecto Pockels. Este último es un efecto de doble refracción lineal producido por un campo eléctrico o bien un cambio anisotrópico en el índice de refracción de un material. Existen dos formas de generar el efecto Pockels, el primero se da cuando el campo eléctrico es normal a la dirección en que se propaga el rayo de luz, a este se le conoce como efecto Pockels transversal, y el segundo se da cuando el campo eléctrico y la dirección en que se propaga el rayo son paralelos, a este se le conoce como efecto Pockels longitudinal.

Por lo general, al utilizar un sensor basado en el efecto Pockels longitudinal y un cristal electro-óptico se obtiene una alta sensibilidad que puede entregar una medición de voltaje distinta a la real. Al igual que en los

transformadores convencionales, para evitar este problema se puede implementar una división de voltaje por capacitores, pero esto aumenta el costo y la estabilidad del sensor, o bien se puede utilizar el efecto Pockels transversal.

Una manera de aprovechar al máximo el efecto Pockels para la medición de voltaje es utilizando un cristal BGO ($\text{Bi}_4\text{Ge}_3\text{O}_{12}$) con forma cilíndrica y con una composición interna simétrica. El voltaje se aplica entre los extremos del cristal en donde el rayo de luz atraviesa el material electro-óptico. Cuando el voltaje aplicado se encuentra en el rango de los cientos de kilovoltios, el campo inducido causa una refracción doble en la señal que genera una diferencia de fase entre las dos componentes ortogonales de la luz polarizada. Básicamente el sensor mide la integral lineal del campo generado por el voltaje.

2.2.1. Principio de funcionamiento del transductor óptico de voltaje

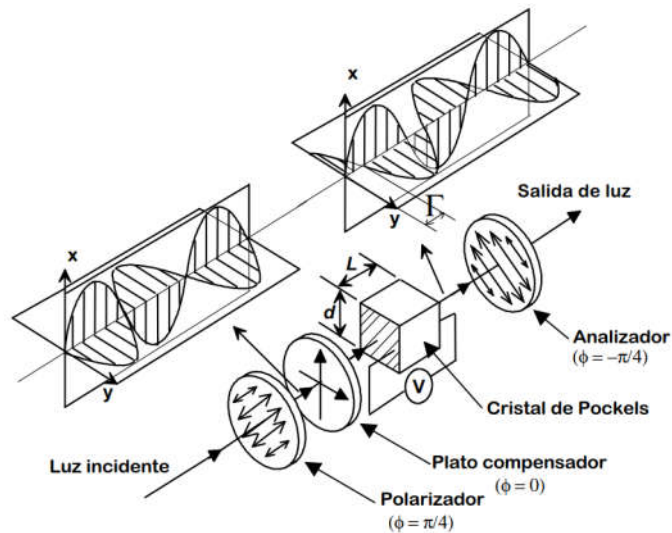
Generalmente los transductores ópticos utilizados para medir voltaje en líneas de alta tensión utilizan un cristal electro-óptico que está basado en el efecto longitudinal de Pockels. Al igual que los transductores ópticos de corriente, estos utilizan una fibra óptica para transmitir el rayo de luz en forma de señal para evitar interferencias electromagnéticas y permitir que la medición sea útil para los relevadores de protección y medición.

El cristal electro-óptico tiende a cambiar su índice de reflexión al ser influenciado por un campo eléctrico que se propaga en su dirección o bien en ángulos rectos a este. Al cambiar su índice de reflexión cambia el ángulo del rayo de luz que atraviesa el cristal y como consecuencia cambia también la polarización del rayo.

Al cambiar el índice de reflexión del cristal, internamente se genera un cambio en la velocidad de propagación de cada uno de los componentes ortogonales del rayo de luz, con lo que una de estas componentes se mueve más rápido que la otra. Con este desfase de velocidad se crea un retardo de fases o un ángulo relativo que diferencia las polarizaciones de estas componentes, generando en conjunto un rayo de luz con un estado de polarización distinta al original.

El cristal electro-óptico que tiene la característica del efecto Pockels es un sensor con características de respuesta rápida a un ancho de banda de voltaje y que entrega una respuesta lineal a la relación entre un diferencial de voltaje y un vector de campo eléctrico. El límite de voltaje que es capaz de medir uno de estos transductores ópticos se establece cuando dicho voltaje no crea un ángulo de polarización mayor a 90° , ya que a partir de este ángulo es más difícil detectar la polarización del rayo de luz. Poseen una buena estabilidad y es relativamente inmune a efectos como temperatura, campos magnéticos, vibración y a tensiones mecánicas.

Figura 27. **Funcionamiento del transductor óptico de voltaje**



Fuente: SANTOS, Josemir; ALMEIDA, José; SILVA, Luiz. White light sensig systems for high voltage measuring using electro-optical modulators as sensor and recovery interferometers. *WLI method applied to fiber optical linked electro-optical sensor systems*. p. 7.

Este tipo de transductores cumplen con la precisión de un transformador de clase 0,2 para medición definido por la IEC, los cuales son utilizados para medición y sistemas de relevadores.

2.2.2. Aspectos prácticos del transductor óptico de voltaje

En el diseño de los transformadores ópticos de voltaje se debe de considerar que la dirección del campo eléctrico aplicado y la polarización del rayo de luz deben ser consistentes con los ejes del cristal para poder aprovechar al máximo la influencia del campo sobre la señal óptica. Debido a que el tamaño del cristal no influye en la medición de la señal óptica, estos equipos se pueden fabricar con grandes tolerancias que permitan mantener contante el factor de calibración.

Para la elección de un material electro-óptico que cumpla con los requerimientos de un transformador de instrumentación se consideran los siguientes puntos:

- Pequeño coeficiente de estrés óptico y alta resistencia para minimizar los efectos térmicos o las vibraciones que generan una reflexión doble e influyen en la precisión del sensor.
- Leve dependencia del índice de refracción a los efectos de la temperatura.
- Pequeño coeficiente de expansión ante los efectos de la temperatura para asegurar que el sensor mantendrá su alineación.
- El efecto de Pockels y el índice de refracción deben de ser constantes en todo el cristal para minimizar errores de calibración.
- Homogeneidad y pureza del cristal para que pueda mantenerse la reproducibilidad de la medición.

Generalmente se agrega un divisor de rayo de luz a la salida del cristal para que el sensor pueda mantener su capacidad de medición del voltaje de línea a neutro y así entrega con precisión una representación del voltaje aplicado.

Un material puede ser quebradizo por efectos de la temperatura cuando su resistencia disminuye con el aumento de la temperatura. La corriente que circula por la línea de transmisión a 50 Hz o 60 Hz tiene la característica que puede aumentar la temperatura del cristal por efecto Joule, lo que, al sumarle la temperatura del ambiente, disminuye la resistencia del cristal. Debido a los requerimientos de temperatura que deben tener estos transformadores y a la fabricación de un cristal pequeño para no aumentar los costos de estos sensores, se utiliza un compartimiento con alta resistencia a la temperatura que

mantiene los materiales fuera de un rango de temperatura que los haga quebradizos.

2.2.2.1. Dieléctrico y estructura mecánica

El sensor completo para la medición de voltaje consiste en un cristal de BGO, acoples ópticos, un medio de amortiguación mecánica, una estructura de aislamiento y unos electrodos blindados. Para obtener precisión en la medida, el voltaje de la línea debe de ser aplicado en las superficies de los extremos del sensor de cristal de manera que exista una diferencia equipotencial entre estos. Además, el sensor de voltaje debe de ser fabricado de modo que permanezca mecánicamente separado de la estructura que sirve como soporte para evitar impactos, asegurar un buen servicio y funcionamiento del equipo.

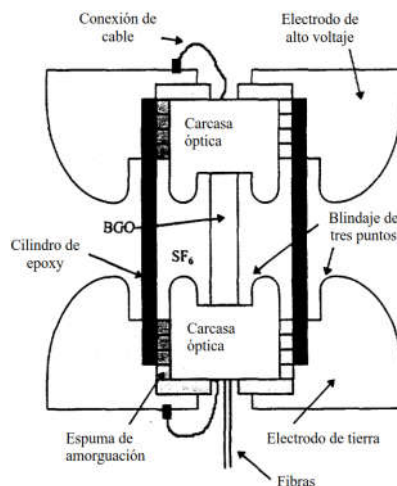
Por otro lado, este sensor utiliza hexafloruro de azufre (SF₆), como medio dieléctrico por su compatibilidad con los materiales utilizados en alta tensión y el alto desempeño como aislador. El llamado triple punto es el lugar en donde converge el montaje del cristal óptico, el material dieléctrico y los electrodos, y es este un punto importante de intersección que permite la continuidad del campo eléctrico a pesar de que los límites de los materiales posean una permeabilidad eléctrica relativa distinta. Los electrodos son montados directamente en los extremos del cristal para así dar un mejor blindaje y continuidad del triple punto.

El cristal BGO es un material piezoeléctrico que debe de tener un esquema de conexión y unión mecánica que prevea los problemas generados por la resonancia cuando este es sometido a la prueba de impulso de onda, generalmente arriba de 1 MHz. Este cristal puede astillarse si en dado caso no es minimizado la resonancia mecánica y esto puede causar fallas grandes en el

dieléctrico. Además, se utilizan cables flexibles como electrodos con conectores duros entre los soportes y los elementos del sensor.

El último componente que forma parte de la estructura y dieléctrico de los transformadores de voltaje ópticos es el soporte de aislamiento que provee fuerza mecánica y permite un preciso alineamiento de los electrodos blindados, a la vez que absorbe en gran medida el estrés eléctrico al que se encuentra sometido el sensor.

Figura 28. **Elementos básicos que componen al sensor óptico**



Fuente: YAKYMYSHYN, Brubaker; REINBOLD, *Johnston*. Manufacturing challenges of optical current and voltage sensors for utility applications. *EOVT sensor element package*. p. 14.

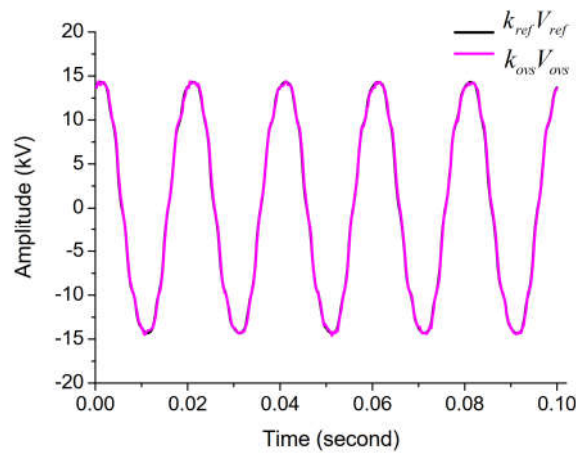
2.2.3. Características eléctricas del transductor óptico de voltaje

Para describir las características eléctricas de los transductores ópticos de voltaje se tomó en cuenta el prototipo descrito en el artículo An Optical AC Voltage Sensor Based on the Transverse Pockels Effect (PAN, 2011), para el

cual se utilizó un cristal BGO para desarrollar un experimento en el que se varía el voltaje entre un 80 % y un 120 % del voltaje nominal con el propósito de observar las características de medición del sensor.

Teniendo un sistema de voltaje de 10 kV (rms), medido por el sensor de voltaje, los resultados de las mediciones representado en la figura No. 29 muestra que los valores analógicos están en un correcto rango de exactitud con base a un voltaje de referencia. Este tipo de sensores mantienen una buena relación lineal entre el voltaje de salida y el voltaje de referencia ya que mantienen un error de 0,1 % para una variación de voltaje entre los 8 kV y los 12 kV.

Figura 29. **Forma de onda de un voltaje medido por un sensor óptico de voltaje**



Fuente: PAN, Feng; XIAO, Xiao; XU, Yan; REN, Shiyang. An optical AC voltage sensor based on the transverse Pockels effect. *Experiments and results*. p. 8.

2.2.3.1. Doble refracción en sensores ópticos de voltaje

La mayoría de los sensores utilizados para la fabricación de los transformadores ópticos de voltaje son moduladores electro-ópticos basados en el efecto Pockels y configurados como interferómetros de doble refracción. Como se ha mencionado anteriormente, el efecto de doble refracción es aquella característica que poseen algunos materiales de cambiar su índice de refracción bajo la influencia de un campo eléctrico, es decir que, un voltaje induce un campo eléctrico que genera una diferencia de fase óptica entre las dos polaridades ortogonales de una onda.

En el caso de los sensores de voltaje ópticos basados en el efecto Pockels tienen una limitación del rango dinámico de voltaje que pueden medir debido a que el método de medición eléctrica es por medio de un retardo de fase inducido.

El principio de funcionamiento de la doble refracción del sensor debe de analizarse como que fueran dos rayos de luz independientes los que ingresan al cristal, cada uno de los rayos en una componente ortogonal y con su propia intensidad. Estos rayos de luz atraviesan el cristal que posee una determinada longitud y diferente índice de refracción para cada componente, por lo que, la diferencia entre estos índices de refracción da como resultado el índice de refracción del medio.

El analizador a la salida del cristal es orientado generalmente a 45° con respecto al polarizador a la entrada del cristal, por lo que este solo transmite de cada componente la intensidad que se encuentra en paralelo a su dirección. Es en este el punto en el que ocurre la interferencia a la salida del sensor y la

razón de por qué se puede generar un error en la medición si este sensor electro-óptico no es apto para el rango de voltaje.

El diseño de un modulador de Pockels estará determinado por su doble refracción, para lo cual se deben de tener en cuenta características como la geometría y dimensiones del cristal, las características eléctricas del cristal, la configuración longitudinal o transversal, la orientación de propagación relativa, la dirección del campo eléctrico y las direcciones ópticas de las componentes ortogonales del cristal.

2.2.3.2. Ventajas y desventajas del transductor óptico de voltaje

El desarrollo de los transformadores de instrumentación ópticos y sus aplicaciones prácticas para alta tensión han ido progresando y, a pesar de que en el mercado tienen una presencia muy baja, estos presentan importantes ventajas sobre los transformadores de instrumentación convencionales. Algunas de las ventajas se presentan a continuación:

- Presentan una buena linealidad y precisión en la medición de voltaje AC.
- Son desarrollados con un ancho de banda y rango dinámico para la medición amplios y son más ligeros y sencillos de instalar.
- Es posible utilizar un mismo transformador de voltaje óptico para los relevadores de protección, para los medidores de facturación y los medidores de calidad de energía sin afectar la actuación del sistema.
- Tienen inmunidad a las interferencias electromagnéticas, poseen un aislamiento eléctrico sin ningún tipo de montaje especial y no requieren de una estructura de electrodos complicada.

- Estos transformadores de instrumentación cumplen con los requerimientos de medición y precisión de la norma IEC para los de clase 0,2.
- No tienen saturación en el núcleo del transformador.

A pesar de estas ventajas, aún hay temas por definir para la sustitución de un transformador convencional por uno óptico, por ejemplo, la interfaz para transmitir las señales ópticas a la salida de estos equipos y a la entrada de los relevadores y medidores, la sensibilidad de los sensores ópticos basados en el efecto Pockels que afecta en la precisión de la medición, o bien, el cuidado que se debe tener para que la temperatura del ambiente no afecte la curva característica del error de estos transformadores.

2.3. Transductor óptico de voltaje y corriente

De la combinación de un transformador óptico de voltaje y uno de corriente se puede fabricar una unidad de medición óptica, y es un equipo de potencia mucho más completo que combina las mejoras funcionales de cada sensor a un precio mucho más competitivo, comparando las ventajas que tiene sobre un transformador de instrumentación convencional. El desarrollo de este tipo de transformadores es importante para sectores eléctricos como el de transmisión, de donde se espera obtener mejores ingresos al tener una mejor supervisión de la energía a lo largo de la red del sistema eléctrico.

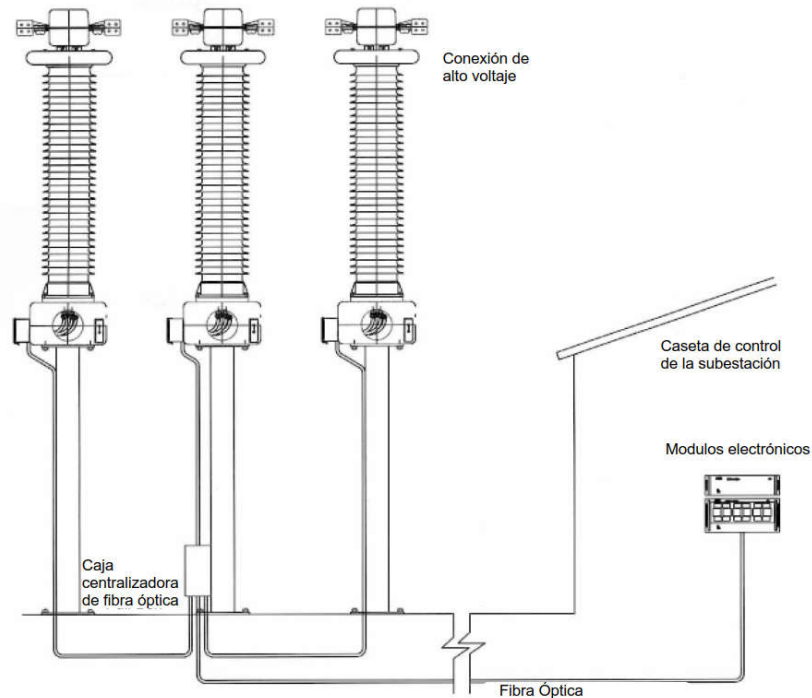
Las unidades ópticas de medición es un medidor óptico pasivo que combina los transductores de corriente magneto ópticos y los transductores de voltaje electro-ópticos para la medición de la corriente y voltaje en una sola fase. Siendo equipos livianos y compactos en tamaño, estos son desarrollados con finalidad de que puedan ser conectados y comunicados con equipos

electrónicos de medición en subestaciones de alto voltaje. En comparación con los transformadores de instrumentación convencionales, estas unidades ópticas son fabricados con un tamaño más pequeño y con una mejor exactitud lo que los hace perfectos para instalarlos en subestaciones existentes, incluso en aquellas en donde el espacio es una prioridad.

El transductor de voltaje electro-óptico es un sensor que trabaja dentro de un aislador fabricado en forma de tubo hueco, compuesto por fibra de vidrio como soporte, recubrimiento con goma de silicona y una atmosfera interna de SF6. El hecho de que en su diseño no utilice aceite o papel como aislante lo hace más seguro y reduce los costos de mantenimiento. El diseño de este transductor electro-óptico permite que se desarrolle la mejor exactitud y estabilidad posible para la medición del voltaje por fase.

Por otro lado, el transductor de corriente magneto óptico es un sensor que se encuentra dentro de una carcasa de protección montada en la parte superior de la unidad de medida óptica, fuera del ambiente de SF6. Como se muestra en la figura No. 30, la conexión del transductor electro-óptico y el magneto óptico con los equipos de medición y protección que se encuentran dentro de la caseta de control de la subestación se realiza utilizando una interfaz de fibra óptica.

Figura 30. **Configuración para la conexión de una unidad óptica de medición**



Fuente: ABB Inc. OMU Optcial Metering Unit. 72.5-550 kV Systems, 50/60Hz. *Application*. p. 2.

2.3.1. Características eléctricas del transductor óptico de corriente y voltaje

Las subestaciones en las que se están instalando este tipo de transformadores ópticos para obtener la medición digital de los parámetros del sistema eléctrico de potencia tienen un efectivo aislamiento o separación entre el lado de alta tensión y el secundario del sistema, lo que permite tener un rango dinámico de medición más amplio y una mejora en la precisión. Además, a comparación de las subestaciones convencionales, se puede obtener información redundante de los parámetros del sistema.

Cada uno de estos equipos es utilizado para la supervisión de una sola fase manteniendo una clase de precisión de 0,5s, 0,3 para la norma ANSI o bien una clase de precisión 0,2s para la norma IEC, además de ser capaces de soportar corrientes nominales de 2 000 A o de 4 000 A. Son diseñados para poder reproducir la forma de la onda sinusoidal de la corriente hasta en un ancho de banda de 10 kHz y la del voltaje hasta los 6 kHz.

Debido a que el diseño de estos instrumentos les permite tener una alta precisión y estabilidad, es posible utilizarlo tanto para aplicaciones de protección como para medición utilizando una salida digital de acuerdo con la norma IEC 61850 y otros estándares que permiten su integración en los próximos sistemas de control. Actualmente son fabricados con la finalidad de incorporarlos dentro de las subestaciones existentes en las que se necesita un reequipamiento, teniendo como ventaja el hecho de que no necesitan de un sistema autónomo y que pueden ser utilizados para muchas aplicaciones que se vuelven imposibles para los transformadores de instrumentación convencionales.

2.3.2. Ventajas y desventajas del transductor óptico de corriente y voltaje

Las unidades ópticas de medición que combinan los transductores ópticos de corriente y voltaje combinan las ventajas que estos equipos tienen de manera individual. Algunas de estas ventajas son:

- Son transformadores de instrumentación con una mayor precisión y estabilidad que los transformadores convencionales, además que es independiente si la aplicación para la cual se quiere instalar es de protección o medición.

- Tienen un diseño compacto que les permite ser trasladado e instalado en aquellas subestaciones donde el espacio es parte esencial.
- Poseen un ancho rango dinámico de voltaje para el cual se puede utilizar y un ancho de banda amplio que permite reproducir fielmente el voltaje y la corriente.
- Utiliza gas SF6 únicamente para la medición del voltaje, pero se reduce en grande el uso de otros dieléctricos que aumentaban el peso y tamaño de los transformadores.
- Se encuentran desacoplados eléctricamente del alto voltaje lo que le da una mayor seguridad a los equipos que se encuentran dentro de la caseta y a los mismos transformadores.
- Reduce el mantenimiento que se realiza en los transformadores convencionales, ya que no contienen componentes activos ni aisladores dieléctricos que requieran de un mantenimiento continuo.
- El transformador óptico de corriente no tiene problemas de secundario abierto y el transformador de voltaje no tiene problema de ferresonancia.

La finalidad de desarrollar los transformadores de instrumentación ópticos es crear subestaciones con mayor automatización y control, en donde los equipos de campo y los de PCyM puedan intercambiar información, a fin de lograr que todos se puedan comunicar entre ellos. A pesar de que estos transformadores se están desarrollando aún hace falta algunos detalles sobre la norma base para llegar al objetivo de interoperabilidad y que los equipos de protección y medición posean una interfaz en donde las señales que reciban sean propiamente ópticas.

2.4. Consideraciones técnicas para el uso de transductores ópticos para protección

Actualmente se ha mejorado la confiabilidad en la operación de las subestaciones gracias al avance en la tecnología de los relevadores de protección y los controladores que permiten su automatización, a pesar de esto aún hay problemas como el uso de algunos aislamientos en los transformadores convencionales, la saturación e interferencia electromagnética, falta de capacidad de algunos equipos para modelar la información del sistema, etc. A través de nueva tecnología, basada en la norma IEC 61850, como los transformadores ópticos de corriente y voltaje, comunicación por fibra óptica, ethernet de alta velocidad y equipo primario inteligente se busca mejorar la protección y automatización de las subestaciones.

Con la estandarización IEC 61850 se ha buscado modelar el intercambio de información dentro de una subestación, mejorando la interoperabilidad inteligente de los equipos, la forma en que se comparte la información entre estos y la simplicidad de mantenimiento, configuración e implementación.

Ahora ya existen subestaciones que tienen implementado el estándar IEC 61850 para la comunicación entre relevadores de protección y medición, pero son pocas las que se han instalado con la comunicación entre los relevadores y el equipo de campo, por lo que todavía se tiene la preocupación de la estabilidad que se obtendría al implementar estas nuevas soluciones, además que se ha mejorado la confiabilidad de los equipos, pero no quiere decir que se haya mejorado las funciones de protección.

Adoptando un estándar de tecnología Ethernet se puede mejorar los datos y los recursos para compartirlos, ya que con el uso de transformadores de

instrumentación ópticos se cambian los parámetros de alta tensión directamente en señales digitales y con el uso de una red de alta velocidad se permite que exista una interacción de datos entre los equipos de la subestación sin necesidad que estos posean módulos o interfaces diferenciados como analógicos y digitales.

Para emplear los transformadores ópticos de instrumentación en protección se utiliza una comunicación entre los relevadores dentro de la caseta basada en el estándar IEC 61850-9-1, mientras que para la comunicación entre los relevadores de protección y los equipos de campo se utiliza el estándar IEC 61850-9-2. Se debe considerar hacer un diagnóstico y supervisión de los transformadores de corriente y voltaje, supervisión de los equipos de protección ante alguna anomalía, detección de la interrupción de la señal a la entrada de los relevadores y hacer una comparación de precisión de las señales de campo que se envían desde los transformadores hasta los equipos de protección.

2.5. Consideraciones técnicas para el uso de transductores ópticos para medición

El uso de transformadores de instrumentación para protección o medición resulta no tener importancia al ser del tipo ópticos, ya que no existe una diferencia de fabricación entre estos, es decir, se puede utilizar independientemente de la aplicación para la que se requiera. Además, el perfecto aislamiento entre el primario y secundario de estos transformadores permite que se pueda mejorar la precisión y su rango dinámico de medición.

La parte importante del uso de este tipo de transformadores es que estos se encuentren sincronizados en una base de tiempo igual a la de los

relevadores para que el envío de datos tenga una hora precisa. Si no existiera una sincronización de tiempo se convierte imposible la combinación de la salida de estos transformadores y los relevadores debido a que el vacío en la frecuencia de las señales disminuiría su capacidad de actuación.

Otro punto importante por considerar es el ancho de banda por el que se transmiten las señales en la red de Ethernet, ya que se debe de evaluar que este no se sature con la transmisión y recepción de datos analógicos. También se debe evaluar que los equipos de medición de campo se pueden colocar dentro de la red de la subestación en la cual no se puede presentar ninguna anomalía que le afecte y la vuelva inconsistente, o bien, que estos equipos de medición se pueden ubicar en una red separada para evitar cualquier complicación.

3. PROTECCIÓN Y MEDICIÓN DE UNA BAHÍA DE SUBESTACIÓN UTILIZANDO SENSORES ÓPTICOS Y LA NORMA IEC 61850

El área de protección y medición forman parte de la automatización que se busca implementar en las subestaciones eléctricas y que se deben basar en una excelente comunicación entre los equipos para que estos puedan responder adecuadamente ante cualquier evento que ocurra en el sistema de la red eléctrica.

Utilizando el estándar IEC 61850 se busca que los equipos electrónicos inteligentes que forman parte de las protecciones, control y medición de una subestación eléctrica se manejen bajo el concepto interoperabilidad, es decir, que sin importar el equipo que sea, éste modele los datos con la información necesaria en un paquete dentro de un marco dado por dicho estándar. A través de nueva tecnología en los relevadores y en los equipos de campo basada en esta norma, se puede hacer que mejore la confiabilidad de las mediciones, que mejore la automatización de las subestaciones y que se entregue un servicio de energía más estable y seguro.

A pesar de que la tecnología para realizar mediciones por medio de transformadores ópticos no es nueva, con el desarrollo del estándar IEC 61850 se ha acelerado el proceso de implementación para niveles de alto voltaje, de manera que se pueda implementar un nuevo estilo de protección y automatización en las subestaciones que se base en el intercambio de información por medio de una red de fibra óptica, una comunicación Ethernet de alta velocidad y el uso de equipo primario inteligente.

3.1. Norma IEC 61850

Al hablar de automatización de subestaciones se debe tener en cuenta que esta se basa en sistemas de comunicación confiables y rápidos que permiten que se pueda actuar en tiempo real ante eventualidades en la red del sistema eléctrico. Estos sistemas de automatización permiten que los operadores tengan la información completa de la subestación en un solo lugar y así puedan proteger, controlar y monitorear la red eléctrica de forma más segura, minimizando errores y agilizando la respuesta ante fallas.

La norma IEC 61850 se comenzó a desarrollar con la idea de tener un estándar global y abierto para la automatización de subestaciones y así, a través de una excelente comunicación, se resuelvan las exigencias de funcionamiento y se puedan apoyar futuros acontecimientos tecnológicos.

Uno de los principales objetivos de esta norma es la interoperabilidad de los equipos de diferentes fabricantes, lo que permite que los dispositivos electrónicos inteligentes para protección, control y medición de uno o más fabricantes puedan intercambiar información y utilizarla para llevar a cabo funciones en conjunto. Para lograr esto se definió un marco específico para el modelado de datos y servicios, de manera que los equipos sean capaces de comprender la información, aunque ésta sea generada por otro equipo. Mientras los equipos estén conectados en una misma red y estén basados en un mismo protocolo, estos van a ser capaces de intercambiar información y realizar operaciones en conjunto.

Por otro lado, esta norma permite que se puedan distribuir las funciones entre los equipos y así asignar cualquier tipo de arquitectura de comunicación y automatización centralizada o descentralizada. Además, es una norma que se

puede utilizar tanto para subestaciones completamente nuevas como para subestaciones que se desean renovar, independientemente si los equipos antiguos y nuevos poseen distintas tecnologías.

En esta norma se establecen funciones concretas definidas por un nodo lógico y un subconjunto de datos con nombres específicos que se distribuyen entre los distintos dispositivos electrónicos inteligentes. Para la definición de la arquitectura de comunicación se debe de especificar los requisitos de tiempos de respuesta y la disponibilidad que este sistema tendrá, identificando los posibles escenarios de fallo y las pérdidas de disponibilidad aceptables.

3.1.1. Sistema de automatización en subestaciones

Un sistema de automatización de subestaciones permite la supervisión y operación de una subestación de manera local y remota para atender en tiempo real cualquier tipo de eventualidad. La finalidad de estos sistemas es que se pueda tener en un mismo punto el control, la protección y medición de una subestación y de este modo tener la información necesaria para hacer que el servicio de la energía eléctrica sea continuo, confiable y eficiente.

Este sistema debe permitir que, desde un mismo punto remoto, se realicen maniobras sobre interruptores y seccionadores, que se puedan visualizar las posibles alarmas de equipos de patio y relevadores, que se pueda tener una supervisión de las mediciones analógicas de la red y que se pueda proteger la subestación de fallas o eventualidades en el sistema.

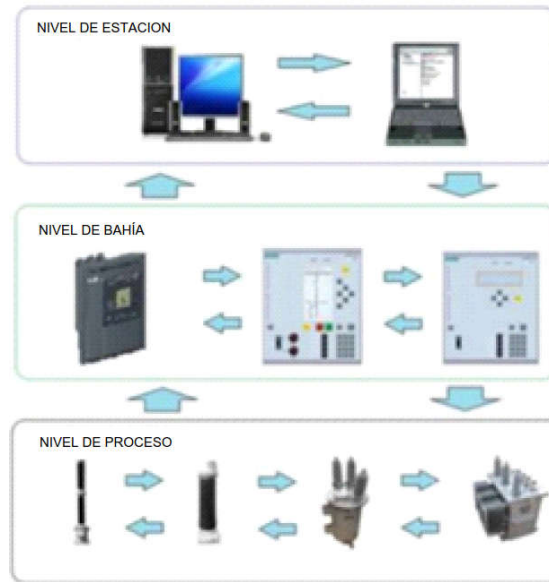
El sistema de automatización de subestaciones se basa en un sistema de comunicación entre toda la subestación, desde la red de potencia hasta el nivel jerárquico más alto de control, y con la mínima intervención de un operador.

3.1.1.1. Niveles de automatización en subestaciones

Desde el punto de vista del sistema de automatización de subestaciones, estas pueden dividirse en tres niveles para operación y supervisión, tomando en cuenta que cada nivel tendrá cierta cantidad de información para decidir realizar maniobras.

La automatización de una subestación se encuentra definida por los esquemas unifilares, esquemas de detalle, funciones lógicas, redes de comunicación, protocolos, entre otros. Con el uso de la norma IEC 61850 se busca que la automatización de subestaciones sea independiente del fabricante y que equipos de distintos fabricantes puedan ser integrados, estandarizando los datos intercambiados, la información de descripción, definición y configuración de los equipos y de la subestación. A través de esta norma se definen tres niveles de automatización; nivel de campo o proceso, nivel de bahía y nivel de estación.

Figura 31. **Niveles de automatización de subestaciones eléctricas**



Fuente: Automatización de subestaciones eléctricas. *Principios del sistema de automatización estándar*. <https://es.slideshare.net/automatizacionestandar/automatizacin-de-subestaciones>.

Consulta: 09 de febrero de 2019.

3.1.1.1.1. Nivel de proceso

El nivel de proceso es aquel en donde se encuentran todos los equipos actuadores de la subestación, como los interruptores, seccionadores y transformadores de potencia y todos los equipos que sirven de intermediarios entre las líneas de alta tensión y los equipos de protección, control y medición, como los transformadores de corriente y los transformadores de voltaje que son necesarios para la supervisión y operación de la subestación.

Este nivel también incluye todo el cableado necesario para la comunicación e intercambio de datos, disparos y ordenes entre los equipos de alta tensión y los relevadores dentro de la caseta de control. Además, se

incluyen los medios de comunicación y transmisión de datos de los transformadores de corriente y voltaje ópticos.

3.1.1.1.2. Nivel de bahía

El nivel de bahía es donde se encuentran todos los dispositivos electrónicos inteligentes que constituyen el sistema de protección, control y medición, los cuales tienen una comunicación directa con el nivel de campo y nivel superior. Generalmente estos equipos son instalados en una caseta cerca del patio de maniobras para evitar utilizar muchos multiconductores y obtienen la información por medio de entradas y salidas digitales y analógicas.

Este conjunto de equipos está formado por controladores de bahía que cumplen con las funciones de controlar localmente todos los equipos de campo y recibir todas las alarmas, mediciones e información importante de la bahía. También lo conforma los equipos de protección encargados de supervisar cualquier anomalía en la red eléctrica y aislar al instante los circuitos por medio de la apertura de interruptores de potencia.

Los relevadores de control y protección cuentan con interfaces de comunicación que permiten que se puedan implementar redes de comunicación para intercambiar información entre ellos y con la unidad de control de la subestación.

3.1.1.1.3. Nivel de estación

En el nivel de estación se encuentra la unidad de control de la subestación con la que se pueden realizar operaciones de supervisión, control y protección de toda la subestación, incluyendo los equipos de alta, media y baja tensión. En

este nivel también se encuentran todos los PC's para control local y la Interfaz Hombre-Máquina (IHM), con los cuales se puede tener un registro de eventos, reporte de fallas e incidentes.

Dependiendo del tamaño de la subestación, estos equipos se localizan en un cuarto de control adecuado para evitar interferencias electromagnéticas, con aire acondicionado y un sistema de energía auxiliar. En subestaciones medianas y pequeñas, estos equipos se pueden encontrar en el mismo cuarto que los relevadores de protección, control y medición.

En este nivel también se incluyen los equipos de comunicación como switches, routers, GPS y conexiones de fibra óptica para formar una red de área local (LAN), para el intercambio de información entre equipos de la subestación, la comunicación con centros de control de nivel superior para transmitirles estados, mediciones e informes del control de subestación local y la sincronización de tiempo de todos los equipos.

3.1.2. Mensajes en IEC 61850

La norma IEC 61850 busca definir el bus de comunicaciones entre los equipos involucrados en una subestación, estableciendo cómo los datos son descritos, intercambiados y accedidos, los datos que se tienen disponibles y la forma de conexión de los equipos en la red de comunicación. La finalidad de esta norma es la interoperabilidad de los equipos para establecer una arquitectura de comunicación que sea independiente del fabricante, y así permitir que estos puedan ser integrados en una misma red.

La norma establece una comunicación entre equipos a través de un sistema cliente-servidor, el servidor como aquel que envía la información en

base a sus funciones y el cliente como aquel que recibe, analiza y utiliza la información de los servidores. En el sistema automatizado de subestaciones los dispositivos electrónicos inteligentes (IED) actúan como servidores y las unidades centrales de subestación como clientes. En esta norma se utilizan datos a transmitir divididos en grupos lógicos según su función y cada uno de estos grupos divididos en nodos lógicos, logrando que todos los datos que puedan ser creados en una subestación sean clasificados dentro de estos grupos.

Un punto importante sobre la transmisión de datos es que, bajo la norma IEC 61850, la velocidad o tasa de transferencia de datos es de 100 Mbit/s a comparación de otras normas como la IEC 60870, Profibus FMS, DNP V3 y Modbus donde la velocidad máxima de transferencia de datos es de 0,19 Mbit/s. Además, estas últimas normas mencionadas son protocolos de tipo jerárquico mientras que con el uso de la norma IEC 61850 se utiliza un tipo de mensajería GOOSE correspondiente a un modelo de datos orientado a objetos.

La norma IEC 61850 tiene como objetivo mejorar la calidad de la energía entregada al consumidor y minimizar el mantenimiento de los equipos de protección, control y medición de las subestaciones eléctricas, superando en gran medida a las lógicas cableadas en las que se utilizaba un extenso número de conductores de cobre. Proporciona los mecanismos para que los IED's contengan mensajes autodescriptivos, sin discriminar a ningún fabricante, con la finalidad de que exista una automatización de subestaciones flexible y con interoperabilidad entre los IED's.

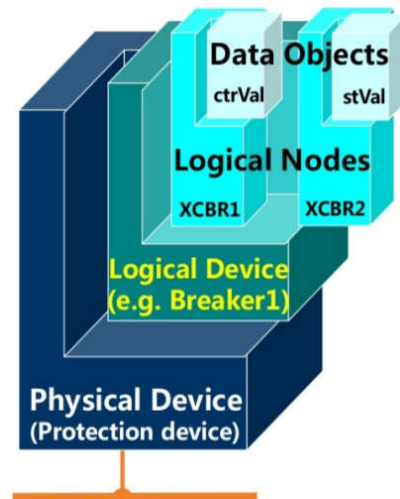
El modelo de datos orientado a objetos describe y agrupa los mensajes de un equipo de acuerdo con sus funciones habituales en un sistema de automatización de subestaciones en objetos llamados Nodos Lógicos (Logical

Nodes, LN) con la capacidad de realizar funciones simples y completas. Según esta norma, se definen 92 nodos lógicos contenidos en trece grupos con nombres que empiezan con la letra que indica el grupo al que pertenece:

- Grupo L: Nodo lógico del sistema
- Grupo P: Funciones de protección
- Grupo R: Funciones relacionadas con protección
- Grupo C: Control supervisado
- Grupo G: Funciones genéricas
- Grupo I: Interfaz y archivo
- Grupo A: Control automático
- Grupo M: Medidores y medidas
- Grupo S: Sensores y monitorización
- Grupo X: Switchgear
- Grupo T: Transformador de medida
- Grupo Y: Transformadores de potencia
- Grupo Z: Otros equipos del sistema eléctrico

En la figura No. 32 se muestra que dentro de estos nodos lógicos se encuentran los atributos (Data Attributes), parámetros, valores y datos de cada mensaje y cada uno de estos se divide en diferentes clases. El conjunto de nodos lógicos que forman una función, son parte de uno o varios Dispositivos Lógicos (Logical Device, LD) que conforman un IED.

Figura 32. **Representación gráfica del modelo de datos orientado a objetos**



Fuente: ESTÉVEZ, Gabriel. Diseño e implementación de un prototipo para comunicación con IEDs en base a la norma IEC 61850 y utilizando como medio la mensajería MMS. *Modelo de datos y servicios*. p. 16.

3.1.2.1. Mensajes convencionales

Los de protocolos de comunicación, a través del empaquetamiento de datos, permiten el control y la supervisión desde un punto remoto de los equipos que integran una subestación eléctrica de media y alta tensión. Utilizando los protocolos de comunicación estándar (Profibus, DNP3, entre otros), es necesario que el equipo que recibe la información conozca las mismas claves que el emisor para poder traducir el mensaje según el lenguaje de protocolo que se esté aplicando.

Los protocolos convencionales y estándares de comunicación son un grupo muy grande entre los cuales se puede mencionar Modbus serial, DNP3,

Modbus TCP/IP (Transmission Control Protocol/Internet Protocol), rofibus, UCA, protocolos propietarios, etc. La familia de protocolos IEC 60870-5 son de los que más se han utilizado para la automatización de subestaciones debido a su gran trascendencia en el sector eléctrico y a sus características de funcionamiento.

El protocolo DNP3 (Distributed Network Protocol, versión 3) es un protocolo industrial complejo utilizado para la comunicación entre equipos de control o equipos de protección, generalmente utilizado para realizar enlaces de comunicación con el SCADA. Este utiliza mensajes compuestos basados en las especificaciones IEC 60870-5 y utiliza el CRC (Chequeo de Redundancia Cíclica) para la detección de errores durante la transmisión de datos.

En el caso del protocolo IEC 60870-5-101 es una norma internacional utilizada para la supervisión de sistemas de energía, sistemas de control y para la comunicación entre los equipos implicados. Los datos transmitidos a través de este protocolo son clasificados dentro de diferentes objetos de información y es capaz de clasificarlos por medio de prioridades determinadas, a través del uso de una dirección de enlace para clasificar el destinatario o la estación final. Con el uso de este protocolo se facilita la sincronización de tiempo de los equipos.

El protocolo IEC 60870-5-104 es una extensión del protocolo anterior. El IEC 104 se utiliza generalmente para el monitoreo de sistemas de energía y el IEC 101 para la comunicación y enlace con el centro de telecontrol. Estos protocolos son complementarios en cuanto a las funciones que pueden realizar y se diferencian en los servicios de las capas del modelo OSI de transporte, de red, de enlace y en la capa física. El protocolo IEC 104 utiliza una interfaz de red TCP/IP para disponer con conexión en una red de área local (LAN).

La tendencia de los protocolos de comunicación con mensajes convencionales era mejorar el ancho de banda para mejorar el servicio y aumentar la cantidad de datos transmitidos en menos tiempo. En el caso de los protocolos DNP3, IEC 101 e IEC 104 utilizan un direccionamiento de señales punto a punto, es decir que, para saber que se transmite con cada una de estas direcciones es necesario conocer el significado que le ha dado el fabricante. A comparación de los protocolos IEC 101 e IEC 104, cuando se envían mensajes por DNP3 se tiene una descripción ya preestablecida de la información que se está enviando.

El protocolo IEC 104 y el DNP3 realizan un enrutamiento por medio de Internet Protocol (IP), este establece una dirección que identifica cada dispositivo dentro de la red, y utilizan como protocolo de transporte el Transmission Control Protocol (TCP), que es un protocolo que garantiza que a través de una conexión los datos serán entregados sin errores y en el mismo orden en el que fueron transmitidos. En el caso de las conexiones seriales, estas pueden ser soportadas por los protocolos DNP3 y el IEC 101.

3.1.2.2. Mensajes GOOSE

Utilizando la norma IEC 61850 se estandariza la forma de describir la configuración de una subestación del lado de las protecciones y del control, es decir, se estandariza el lenguaje y los diferentes tipos de ficheros a intercambiar entre los propios IED's. Esto da la posibilidad de que en el mercado de la automatización aparezcan fabricantes de software que no estén relacionados directamente con ningún fabricante pero que compitan por el desarrollo de herramientas de ingeniería para la configuración de los equipos.

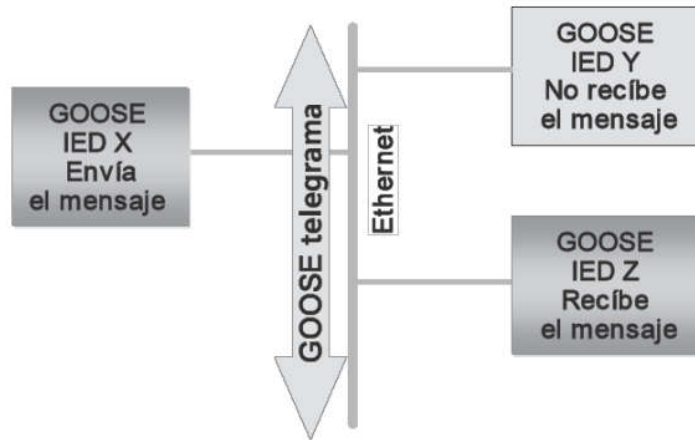
El estándar IEC 61850 está compuesto por protocolos que ayudan a la protección, supervisión y comunicación de los equipos eléctricos de un sistema de potencia; algunos de estos son los GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event), los SMV (Sampled Measured Values) y los MMS (Manufacturing Message Specification). Además, el modelo de arquitectura que se propone utilizando esta norma es la del tipo cliente – servidor en la que se permite que incluso exista una comunicación horizontal entre los propios IED's.

La principal función de los mensajes GOOSE es la de transmitir información crítica entre los IED's de una subestación que antes era transmitida utilizando cableado convencional, teniendo en cuenta que la velocidad con la que se transmiten es muy importante. El modelo para la transmisión de estos mensajes GOOSE es del tipo publicadores – suscriptores, en el los publicadores difunden los mensajes en la red y los IED's o equipos que necesitan la información se suscriben para recibir los mensajes.

Por ejemplo, un mensaje GOOSE que se podría transmitir es el valor de la posición en la que se encuentra un interruptor de potencia cuyo estado no solo interesa al IED que recibe la posición y lo controla, sino que también afecta a otros IED's en el sistema de automatización, por lo que se necesitará transmitir en el menor tiempo los cambios que se den en este equipo.

El intercambio de mensajes GOOSE entre IED's publicadores y suscriptores se puede dar a través del uso de una red ethernet, como se muestra en la figura No. 33, donde el IED X es quien publica y envía el mensaje y el IED Z es quien está suscrito y quien recibe el mensaje.

Figura 33. Transmisión de mensajería GOOSE



Fuente: MOLINA, Eduardo; FLÓREZ, Oscar. Aplicación del estándar IEC 61850 en los sistemas de protecciones para subestaciones de alta tensión. *Aplicación de la norma IEC 61850*. p. 55.

Utilizando la mensajería GOOSE los equipos conectados a la red que están suscritos y monitorean una señal, ya sea de estado o medida, son capaces de hacer consultas o interrogatorios a los equipos publicadores, de modo que se puede tener una supervisión de todos los mensajes GOOSE y un escaneo de la red cada vez que ocurra un evento, y así ayudar a mejorar la calidad de los esquemas de control.

Con el estándar IEC 61850 se han creado software con los cuales se crean modelos virtuales de la subestación en los que se planifican y asignan todas las funciones de los IED's, se establecen los mensajes que cada equipo va a publicar, quienes van a estar suscritos a estos mensajes y los canales de comunicación que se van a utilizar. En base a esto, los IED's de las distintas bahías pueden intercambiar información sobre eventos establecidos en la mensajería GOOSE utilizando el bus de estación. Además, este bus es capaz

de transportar la información en una comunicación vertical, estableciendo un enlace entre los dispositivos del nivel de la estación y los de centro de control.

Los mensajes GOOSE se transmiten a través de un medio de fibra óptica, lo que da una alta velocidad para el intercambio de información, ayuda a disminuir el uso de conductores de cobre en campo y entre tableros dentro de la caseta de control, reduce la interferencia electromagnética y no se ven afectados por fenómenos externos como descargas atmosféricas.

3.1.3. Arquitectura de comunicaciones en IEC 61850

Los diferentes equipos de protección, control y medición en una subestación transmiten e intercambian datos a través de una red de comunicación utilizando el estándar de las capas del modelo OSI, este, describe el proceso de transmisión de datos dentro de una red a través de una comunicación subdividida en 7 niveles, en donde cada uno de estos proporciona un aspecto específico de la comunicación. En base a la norma IEC 61850 se utiliza una arquitectura de comunicación con tecnología Ethernet para dar más facilidad y orden a la distribución de cables de cobre. El equipo principal en esta red es el switch o conmutador y en un futuro se planea la utilización de enlaces de fibra óptica desde nivel 0 hasta el nivel 3.

Dependiendo del modelo de switch, este está compuesto por un número de puertos de comunicaciones en los cuales se conectan todos los equipos de protección, control y medición de una subestación. Se utilizan conectores de cobre RJ45 o bien de fibra óptica LC para optimizar el espacio y la velocidad de la transmisión de datos. El uso de una red con tecnología Ethernet ayuda a utilizar múltiples protocolos sobre una misma red física, da mayor velocidad de

comunicación, minimiza el cableado y brinda un acceso fácil y confiable a los datos e información de los equipos.

En una subestación basada en el estándar IEC 61850 y que utilice tecnología Ethernet se llevan a cabo cuatro tipos de comunicaciones entre los relevadores conectados a la red:

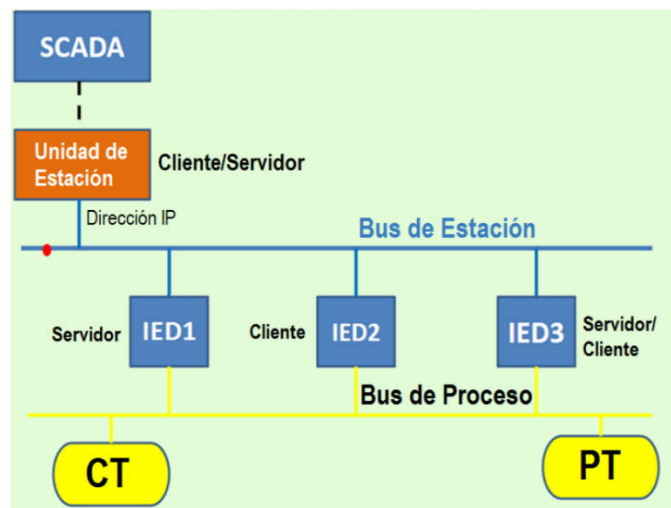
- Cliente – servidor: basado en TCP/IP Manufacturing Messaging Specification (MMS), este va más orientado a la conexión y la comunicación vertical para la monitorización, supervisión y control.
- GOOSE: va orientado a la multidifusión y se usa como mecanismo de repetición en tiempo real. Este va sobre la capa 2.
- Valores muestreados: orientado a la multidifusión y se usa como flujo de datos o envío cíclico de medidas analógicas. Este va sobre la capa 2.
- Servicios básicos: son aquellos de comunicación sin tiempo crítico. Estos pueden ser NTP, SNMP, HTML.

En una subestación eléctrica, la norma IEC 61850 se puede utilizar para dos aplicaciones principales: bus de estación y bus de proceso. El bus de estación se refiere a la comunicación de todos los relevadores y las unidades terminales remotas (RTU's) a través de una conexión directa en una red LAN-Ethernet, mientras que el bus de proceso es la conexión directa a una red LAN-Ethernet de equipos de campo como CT's/PT's que transmiten mediciones de corriente y voltaje.

Para estas aplicaciones es importante que los equipos y medios de comunicación garanticen que no habrá pérdidas de información incluso bajo la influencia de interferencias electromagnéticas y que la transmisión de información para medir y controlar la subestación se realizará a través de

protocolos con velocidades menores a 20 ms, es por esto por lo que se acordó que toda comunicación que saliera de una bahía sería por fibra óptica.

Figura 34. **Arquitectura de comunicación en IEC 61850**



Fuente: TERÁN, Edmundo. Guía de conceptos, características y funciones de los sistemas de automatización de subestaciones. *Descripción general*. p. 16.

Como se observa en la figura No. 34, en una subestación eléctrica existe una comunicación vertical que utiliza el modelo de cliente/servidor para la transmisión de datos e información desde el nivel de proceso hasta el nivel de estación en donde un operador puede realizar comandos desde su lugar o bien recibir indicaciones de alarmas y eventos en tiempo real. Para el envío de órdenes y transferencia de datos entre los equipos del nivel de bahía y los equipos de nivel de estación este tipo de comunicación utiliza servicios de informes dentro de los cuales se encuentran configuradas todas las señales digitales y analógicas que se desean intercambiar.

Además, en una subestación eléctrica también existe la comunicación horizontal a través de la cual se realiza un intercambio de información entre los equipos del nivel de bahía, buscando que los tiempos para la transmisión de datos sean muy pequeños y así evitar que se utilice cable de cobre para la integración y réplica de señales.

Los IED's de una subestación cumplen con distintas funciones para la supervisión y operación de los equipos, para lo cual, es necesario que exista a nivel de estación una conexión e intercambio de información en tiempo real a través de un sistema de comunicación. Utilizando switches Ethernet existen tres tipos de arquitecturas comúnmente utilizadas: cascada, estrella y anillo. Dependiendo de la configuración de switches utilizada, estos pueden ser instalados de forma centralizada o descentralizada.

Independientemente de la arquitectura de comunicación que se planee utilizar, la norma IEC 61850 mantiene la interoperabilidad de todos los IED's de una subestación, es decir que, la elección de dicha arquitectura se determina principalmente por los costos, funcionamiento y confiabilidad. Generalmente se recomienda utilizar fibra óptica como medio de comunicación para evitar interferencias electromagnéticas y la instalación arquitecturas en anillo debido a la ventaja de redundancia en comunicación que esta presenta.

Utilizando una configuración en cascada para la arquitectura de comunicación, cada uno de los switch se conecta al siguiente utilizando uno de sus puertos. Dependiendo del tiempo máximo admitido para el intercambio de información será el número máximo de switch que se puedan conectar. En el caso de una configuración en anillo para la arquitectura de comunicación, los swith se conectan de la misma forma que la configuración en cascada con la

diferencia que el último switch cierra un lazo de comunicación con el primero para dar un nivel de redundancia a la red.

En este último caso se utiliza un protocolo de comunicación Rapid Spanning Tree Protocol (RSTP) para evitar que los mensajes transmitidos circulen de forma indefinida dentro de la red (bucle) y terminen por saturarla. Utilizando este protocolo, los switch son capaces de detectar los bucles y generar una apertura lógica dentro de la red para bloquear internamente la circulación de estos mensajes, funcionando realmente similar a una configuración en cascada, pero con la ventaja de que, si se rompe uno de los caminos de comunicación, los switch rápidamente reconfigurarán la red para que existan dos caminos distintos por los cuales se pueda transmitir la información.

La principal función que tiene un switch dentro de una red de comunicación es la de intercambiar información y unir tramas Ethernet que estén conectados en los distintos puertos que lo componen, a una alta velocidad y sin llegar a sufrir ningún tipo de bloqueo, aun cuando todos los puertos estén transmitiendo y recibiendo tramas simultáneamente.

Estos switch son configurados con tablas de direcciones MAC que son asociadas a puertos específicos. Al recibir una trama de información, este equipo verifica la validez del mensaje y decide a que puertos debe transmitirlo dependiendo de la dirección MAC a la cual esté asociado. Si en dado caso uno de los mensajes posee una dirección MAC de destino que no se encuentra configurado en los puertos del switch, este decide enviarlo por todos los puertos excepto por el puerto por el que se recibió dicha trama. Además, en un switch se pueden configurar políticas de prioridades en los puertos, de manera que

aquellos mensajes que se consideren críticos puedan ser entregados aun cuando exista una saturación o bloqueo en la red.

3.2. Intercambio de mensajes GOOSE entre equipos de PCyM para la protección de subestaciones

Todos los IED presentan los datos con estructuras directamente relacionadas con las funciones que desempeñan en el sistema, utilizando un método estandarizado de descripción basado y modelado por la norma IEC 61850. El servicio de sistema de comunicación abstracta ACSI (Abstract Communication Service Interface), es un conjunto de servicios y las respuestas a los servicios que permiten que los IED's puedan modelar los objetos y datos abstractos de una misma manera, dando así la capacidad para que los equipos sean interoperables.

El modelo ACSI brinda información sobre los métodos para el intercambio de información entre los equipos y utiliza el estándar Manufacturing Messaging Specification (MMS) para el modelado de la información y los servicios sin importar el modo en que los mensajes sean transferidos entre los equipos dentro de la red. La aplicación del estándar MMS es apropiada para cualquier caso en el que se requiera de un mecanismo común de comunicación relacionadas con el acceso en tiempo real y distribución de datos y control del proceso de supervisión.

Para el intercambio de información entre los equipos de PCyM de una subestación se utilizan los mensajes GSE (Generic Substation Event), con lo que se da la posibilidad de contar con un sistema rápido y seguro para la transmisión y distribución de datos. Este modelo GSE se basa en el concepto de una descentralización autónoma, y permite que se pueda entregar de forma

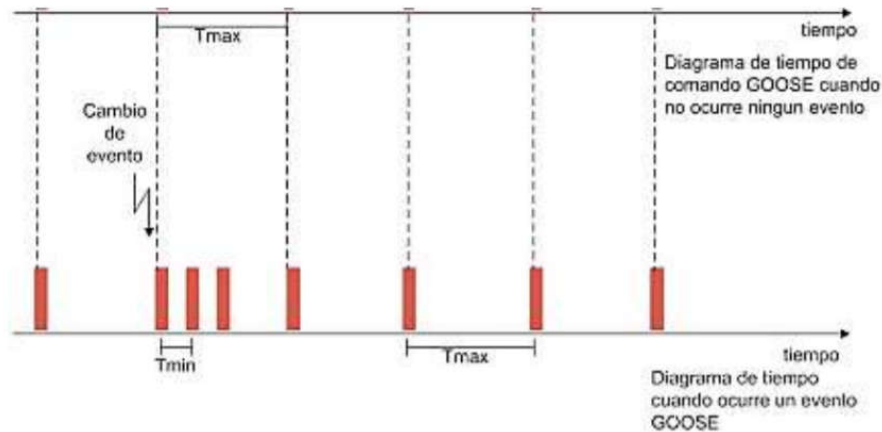
simultánea una misma información genérica de eventos (DataAttribute), en más de un equipo.

Los mensajes GSE se dividen en dos clases de mensajes: Generic Object Oriented Substation Event (GOOSE) o Generic Substation State Event (GSSE). El primero soporta un amplio rango de intercambio de datos organizados dentro de un Data-set y el segundo proporciona la capacidad para transmitir el cambio de estado de cierta información.

El protocolo GOOSE es muy rápido para el envío de eventos debido a que hace uso de pocas capas del modelo OSI y utiliza una capa de enlace dirigida al uso de VLAN y prioridades por mensajes, es decir, si se tiene una prioridad mayor en una de las tramas comunes, este mensaje sobrepasa la cola de transmisión y es enviado inmediatamente a la red, disminuyendo el tiempo de transmisión. Los mensajes GOOSE son del tipo multicast, es decir, son transmitidos a varios equipos en la red que se encuentran suscritos para después procesar dicha información.

Los mensajes GOOSE son transmitidos durante un tiempo máximo o fundamental (T_{max}), en el cual no ocurre ningún tipo de cambio en el estado del mensaje y con un tiempo mínimo (T_{min}), en este los mensajes se envían espontáneamente hasta volver al tiempo fundamental si no vuelve a ocurrir un cambio en el estado. Entre el tiempo mínimo y máximo hay tiempos de retransmisión que se van duplicando hasta que el mensaje retorna a condiciones estables. La ventaja de la transmisión cíclica es que permite detectar un fallo en la transmisión de datos.

Figura 35. **Tiempos de transmisión de un mensaje GOOSE**



Fuente: YÉPEZ, José; GRANDA, Kevin. Implementación de mensajería GOOSE bajo la norma IEC 61850 en relés SEL para esquemas de protección de barra. *Mensajería GOOSE*. p. 55.

3.3. **Utilización de sensores ópticos de corriente y voltaje según la norma IEC 61850**

Para la modernización de los sistemas de automatización subestaciones se planea utilizar sensores ópticos de corriente y voltaje que reemplacen los transformadores de instrumentación convencionales con la finalidad de que su interfaz sea compatible con el bus de proceso desarrollado en la norma IEC 61850 y sea capaz de interactuar con los demás equipos de la subestación.

Con el desarrollo de transformadores de instrumentación basados en sensores ópticos se tienen lugar muestreos de alta velocidad de las mediciones de voltajes y corrientes del sistema eléctrico para luego ser distribuirlos sobre la red LAN del bus de proceso. Los valores muestreados son conocidos como Sample Values (SV), algunas veces llamados muestra de valores medidos (Sample Measured Values, SMV), o muestreo de valores analógicos (Sample

Analog Values, SAV). La sección de la norma IEC 61850-9-2 define la forma de transmisión de valores muestreados o mensajería en tiempo real a través de las redes Ethernet y la sección de la norma IEC 61850-7-2 define los servicios de estos valores.

El bus de proceso se podría utilizar con una comunicación sobre una interfaz serial, pero tiene más beneficio el uso de comunicaciones en base a la tecnología Ethernet. Como se mencionó en la sección anterior, los mensajes GOOSE utilizan un método de transmisión de datos publicador-suscriptor, por el cual no se cuenta con una capa de transporte que ayude a confirmar el envío y recepción de información correctamente, con lo que se propuso la repetición del envío de mensajes a modo de tener fiabilidad en la entrega de mensajes.

El método de transmisión de datos para los valores muestreados es el mismo que el de los mensajes GOOSE, con la diferencia de que estos paquetes no se envían en repetidas ocasiones para evitar sobrecargar la red. En lugar de esto, la norma justifica la fiabilidad de entrega de los valores muestreados debido a que son enviados 80 muestras por ciclo continuamente.

3.4. Alternativa para la conexión de los sensores ópticos de corriente y voltaje

Con el uso de la norma IEC 61850 se introduce el uso de una red de área local (LAN) a nivel de proceso para el intercambio de información entre los equipos de campo y los dispositivos electrónicos inteligentes del nivel de estación que necesitan dicha información para funcionar correctamente. Este método de comunicación se le conoce como bus de proceso.

El bus de proceso utiliza una red con tecnología Ethernet como medio para transportar los diferentes tipos de señales de campo, es decir que utiliza fibra óptica y reduce el cableado entre los equipos de campo y los diferentes IED's dando flexibilidad a la aplicación e instalación de señales nuevas que se desean compartir entre equipos conectados al bus de proceso. Si durante el proceso de puesta en servicio es necesaria alguna modificación no es prescindible un recableado físico de los equipos.

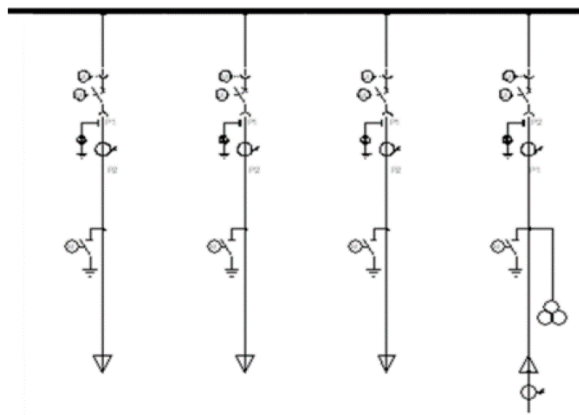
A través del bus de estación y del bus de proceso es posible aplicar el principio de redundancia con el cual es posible que los equipos de la subestación publiquen sus mensajes GOOSE y sus muestreos de analógicos en una red LAN con una mayor confiabilidad y que el usuario final gane beneficios con la disminución de costos y la precisión de las funciones de protección.

En la figura No. 36 se considera el caso de una subestación de media tensión con una configuración barra simple, en la que se tiene una bahía de alimentación y tres de carga, se analizará la conexión de sensores ópticos de corriente y voltaje aplicando la norma IEC 61850. Para este caso, cada bahía de carga posee al menos un transformador de corriente óptico y la bahía de alimentación es la única que posee un transformador de voltaje óptico debido a que se supone una subestación en la que las bahías de carga no necesitan protección propia para voltaje.

Si esta subestación tuviera instalado transformadores convencionales se necesitaría que cada relevador de protección y control, que requiere la medición de voltaje, se interconectara en un bus de voltaje con cable blindado para recibir dicha medición, o bien, que cada bahía tuviera su propio transformador de

voltaje, con lo que aumentaría el costo de instalación y mantenimiento de la subestación.

Figura 36. **Unifilar de una subestación de media tensión con configuración barra simple**

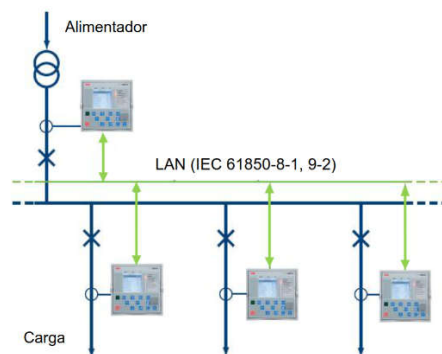


Fuente: STARCK, Janne; HAKALA-RANTA, Antti; STEFANKA, Martin. Switchgear Optimization Using IEC 61850-9-2 and Non-Conventional Measurements. *Implementation of advanced IEC 61850 usage in médium voltaje substation*. p. 4.

Para esta subestación, los relevadores de protección y control para cada bahía requieren los valores de voltaje únicamente de un punto de la barra, por lo que el uso de la norma IEC 61850 sección 9-2 ayuda a introducir las mediciones de voltaje al bus de estación y permite superar la barrera de costos de los sensores ópticos. Aplicando la sección 9-2 de la norma, el relevador de la bahía de alimentación tiene la función de publicar y compartir el voltaje de barra entre todos los IED's utilizando un bus de estación en común, mientras que el resto de los relevadores de las bahías de carga utilizan la sección de esta norma con la función de suscriptores.

En la figura No. 37 se muestra el esquema de comunicación en el que la bahía de alimentación envía los valores de voltaje a los otros IED's del bus de estación y, en el caso de los relevadores de las bahías de carga únicamente realizan las mediciones de corriente de sus bahías. Con este diseño es posible minimizar la cantidad de sensores necesarios en los equipos de campo y que las señales puedan ser intercambiadas a través de un solo bus de estación ya que se combinan las secciones de estación y de proceso en una misma red con tecnología Ethernet.

Figura 37. **Red de tecnología Ethernet aplicado en bus de estación y bus de proceso**



Fuente: STARCK, Janne; HAKALA-RANTA, Antti; STEFANKA, Martin. Switchgear Optimization Using IEC 61850-9-2 and Non-Conventional Measurements. *Implementation of advanced IEC 61850 usage in médium voltaje substation*. p. 4.

Para aumentar la eficiencia de la norma IEC 61850, es necesario que la arquitectura de comunicación utilice tecnología Ethernet con una capa de enlace de 100 Mb de ancho de banda, empleando cables de fibra óptica (100 FX), tomando en cuenta que se deben de publicar muestreos de valores analógicos y servicios de comunicación como FTP, MMS y mensajes GOOSE. En un futuro se tiene previsto utilizar 1 Gb de ancho de banda para la interfaz

de comunicación de los IED's para aumentar los beneficios del bus de estación y bus de proceso.

Para la aplicación de la norma IEC 61850-9-2 y lograr la interoperabilidad entre los fabricantes, la UCAlug (Utility Communications Architecture International Users Group), implementó una guía de usuario en el que se mencionan los marcos sobre los que deben trabajar los equipos sin entrar en detalle sobre la forma en que lo deben realizar. La Implementation Guideline 9-2 LE (lite edition), menciona dos rangos de muestreo para los equipos: para equipos de protección el muestreo de valores analógicos debe de ser de 80 muestras por ciclo y para equipos con aplicación en la calidad de energía debe de ser de 256 muestras por ciclo.

Realmente el mayor consumo de ancho de banda es debido al muestreo de valores analógicos, ya que los servicios de comunicación, incluso en casos de disturbios, no utilizan parte considerable de la red. Es recomendable para hacer más eficiente el intercambio de datos que la configuración de la red se haga en base a la norma IEEE 802.1Q VLAN (Virtual LAN), en la cual se configuran prioridades de mensajes y etiquetas para filtros en los puertos de los switch, con la idea de dar la mayor prioridad a los valores muestreados y restringir el direccionamiento de los mensajes.

En el caso de los valores analógicos muestreados (SAV), para equipos de protección el consumo máximo de ancho de banda que tendría al enviar 80 muestras por ciclo nominal, en el caso de un sistema de potencia de 50 Hz, es de 5,3 Mb/s, lo que quiere decir que la red estaría saturada con 18 publicadores de SAV al mismo tiempo y no quedaría espacio para ningún otro tipo de servicio de comunicación. Hasta ahora este número máximo de valores muestreados no sería suficiente para algunas aplicaciones de

protección como la protección de diferencial de barras por lo que es considerable utilizar un menor número de muestras por ciclo para no saturar la red.

Para los equipos utilizados en el análisis de calidad de la energía, como por ejemplo los registradores de disturbios, se hace un rango de muestreo de 256 muestras por ciclo nominal, agrupadas 8 muestras por paquete enviado 32 veces por ciclo nominal en un sistema de potencia con frecuencia de 50 Hz.

Tabla X. **Ancho de banda utilizado según el número de muestras analógicas por ciclo para un sistema de potencia de 50 Hz**

Muestras por ciclo	Rango de muestras por segundo	Consumo de ancho de banda (Mb/s) de un solo equipo publicador
32	1 600	2,1
80	4 000	5,3
256	12 800	12,5

Fuente: STARCK, Janne; HAKALA-RANTA, Antti; STEFANKA, Martin. Switchgear Optimization Using IEC 61850-9-2 and Non-Conventional Measurements. *Usage of 9-2 in médium voltage substation*. p. 5.

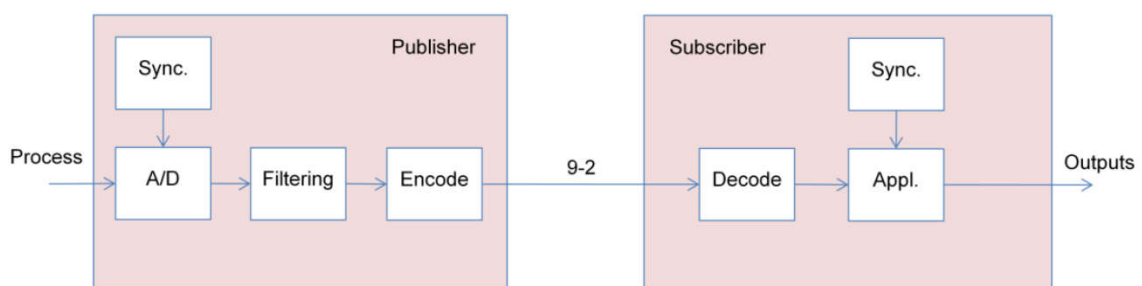
En la tabla X se puede observar el consumo de ancho de banda que tiene un solo equipo publicador de muestras analógicas para una red de 100 Mb. En una aplicación en la que solo se necesita los valores muestreados para describir las magnitudes de corriente y voltaje de la red es posible enviar una sola muestra 32 veces por ciclo nominal y así tener un consumo de la red de 2,1 Mb/s. Para este caso se puede tener un total de 47 publicadores de SAV sin saturar la red ni afectar la exactitud de los valores.

Según la norma IEC 61850-9-2 se pueden crear un dataset para cada equipo en el que se intercambia la información de corrientes y voltajes en los

paquetes de las muestras de valores analógicos. A pesar de que no es preocupante la carga en la red de estos valores muestreados, se puede reducir aún más si dentro de los dataset solamente se publican los valores de voltaje, ya que, generalmente los valores de corriente solo son necesarios para aplicaciones propias de cada bahía.

Algo muy importante a considerar al utilizar los sensores ópticos de voltaje y corriente es el retardo del muestreo de valores analógicos desde que estos son medidos en el nivel de proceso hasta el punto de aplicación en el nivel de bahía. Generalmente los IED's introducen un retardo en el muestreo de valores analógicos por su composición interna de hardware y firmware, por lo que, es necesario que dichos tiempos sean compensados por el equipo antes de ser enviados. Este retardo en todo el camino de comunicación entre el equipo que publica y el equipo que se suscribe debe de mantenerse al mínimo principalmente en aquellas aplicaciones de protección.

Figura 38. **Compensación de tiempo del camino de comunicación**



Fuente: STARCK, Janne; HAKALA-RANTA, Antti; STEFANKA, Martin. Switchgear Optimization Using IEC 61850-9-2 and Non-Conventional Measurements. *Usage of 9-2 in médium voltage substation*. p. 6.

La norma IEC 61850 define un tiempo de muestreo de $\pm 4\mu\text{s}$ para mantener la exactitud de las medidas y recomienda el uso del método de tiempo de sincronización de un impulso por segundo (1PPS), para lograrlo. Con el uso de una red Ethernet es posible utilizar la norma IEEE 1588 Precision Time Protocol (PTP), con la que se obtiene una exactitud de tiempo de sincronización de $\pm 1\mu\text{s}$, no es necesario el uso de una red separada para esta aplicación y soporta un reloj redundante de sincronización que aumenta la confiabilidad en servicios críticos.

3.5. Esquema de conexión para la protección eléctrica de una bahía de línea y zonas de protección

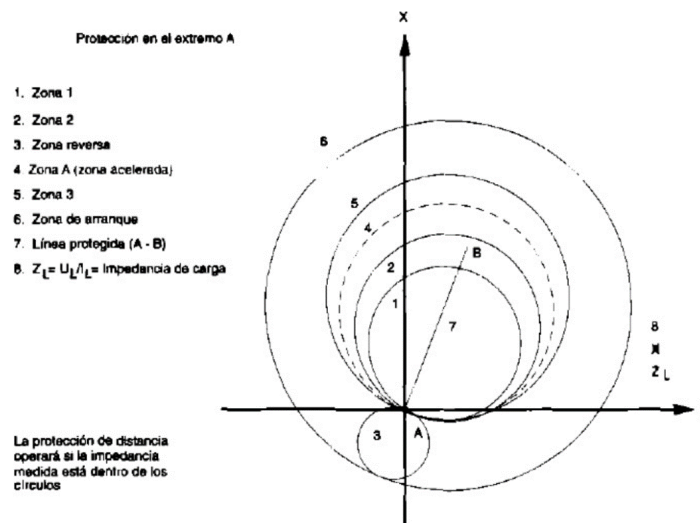
Analizando el caso de una subestación con configuración barra simple como se muestra en la figura No. 36, todos los circuitos se conectan a la única barra disponible por medio de un interruptor. Esta configuración es económica, ocupa poco espacio, es fácil de proteger y no presenta muchas dificultades en las maniobras de operación. Los más comunes sistemas de protección para una bahía de línea son protección de distancia, comparación de fases, protección diferencial longitudinal y protección por comparación direccional.

En un principio se utilizaba como protección principal para una bahía de línea la protección de sobrecorriente, pero esta fue insuficiente a medida que la red del sistema eléctrico se iba convirtiendo en una malla, ya que era imposible encontrar un ajuste selectivo para la protección y, en algunos casos, las corrientes de falla resultaban ser inferiores a la corriente máxima de carga. Con la protección de distancia se logró obtener un principio de protección que dependiera de la impedancia de la línea y que fuera independiente de las variaciones de la impedancia de la fuente y de la magnitud de la corriente de cortocircuito.

La protección de distancia trabaja en base a la impedancia de carga de la línea, es decir, la relación entre el voltaje y la corriente vistas por el relevador ($U_L/I_L=Z_L$). Si durante el estado normal de la línea existe una falla, la impedancia medida por el relevador será menor que la impedancia de carga y la protección operará. Esta protección es una protección relativamente selectiva que no requiere de un sistema de telecomunicación para su función básica, ya que no realiza una comparación con el extremo remoto de la línea. Se debe de considerar que para la operación correcta de esta protección es muy importante el ajuste de impedancia y tiempo.

Generalmente se estudia el alcance de la protección de distancia por medio de un plano R-X, como la figura No. 39, en el cual se representa la protección de la línea, la característica de operación de la protección y la impedancia de carga.

Figura 39. **Alcance de la protección de distancia en una bahía de línea**

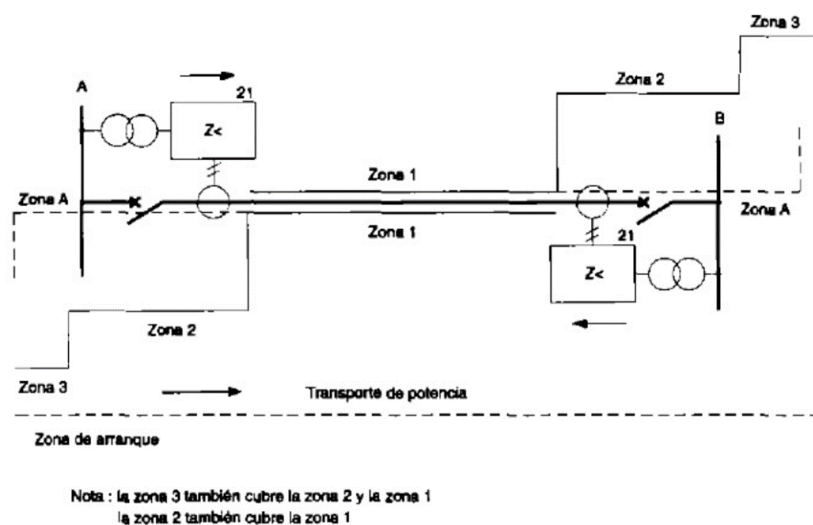


Fuente: VILLEGAS, Mejía. Subestaciones de alta y extra alta tensión. *Protección de distancia*.

p. 487.

Una protección de distancia se diseña comúnmente con cinco zonas y como mínimo con tres zonas, siendo de actuación instantánea la primera y las siguientes de actuación retardada o temporizada. La primera zona es ajustada entre el 80 % y el 90 % de la longitud de la línea, es decir, con un margen entre el 10 % y el 20 % requerido por las tolerancias de las impedancias de línea, la imprecisión de los transformadores de instrumentación y sistemas de protección. La segunda zona es ajustada con un retardo entre 0,3s y 0,5s y con un mínimo del 120 % de la línea y con un máximo del 80 % de la línea adyacente más corta con la finalidad de cubrir el margen de seguridad de la primera zona.

Figura 40. **Protección de distancia por zonas para una línea**



Fuente: VILLEGAS, Mejía. Subestaciones de alta y extra alta tensión. *Protección de distancia*. p. 487.

Los ajustes de la zona 3 se calculan con un retardo entre 0,6s y 1,0s y con la finalidad de cubrir del 100 % al 120 % de la línea protegida más la línea adyacente más larga. En ocasiones también es ajustada entre el 200 % y el

250 % de la línea protegida. Los límites de las zonas son calculados por la impedancia de las fallas y la contribución de falla desde el extremo opuesto a la protección.

Para evitar disparos indeseados en zona 1 o un bajo alcance de las zonas 2 que puedan dañar esquemas de teleprotección y respaldo se deben de tener previstos diferentes ajustes dependiendo del tipo de falla que ocurra. Cuando ocurre una falla fase-fase solamente se debe de considerar las impedancias de secuencia positiva y negativa de la línea, mientras que, cuando la falla es a tierra se debe considerar la impedancia de secuencia cero de la línea utilizando un factor de compensación nombrado como k_0 .

3.6. Análisis de respuesta ante una falla de las protecciones eléctricas

Con el uso de la norma IEC 61850-8-1 y 9-2 el beneficio costo-eficiencia de la solución lo determina el número de señales cableadas que son reemplazadas por señales compartidas a través de una red LAN, incluso solo con el hecho de intercambiar la información de las mediciones de voltaje de la barra. Esta norma permite el incremento de la confiabilidad de las protecciones a través de una constante supervisión de la comunicación y la calidad de la información intercambiada por mensajes GOOSE y el muestreo de valores analógicos (SAV).

En base al bus de estación y de proceso se pueden implementar esquemas de protección flexibles que utilicen un software de configuración y un desarrollo en la velocidad de señalización en lugar de un sistema tradicional de señales cableadas, esto permite que el sistema pueda ampliarse fácilmente en un futuro y que se pueda realizar, en casos en los que se necesite, una

reconfiguración del sistema de protección por cambios en la configuración de la subestación y cambios en la topología de red.

Para una subestación con una configuración como se muestra en la figura No. 36, el esquema de protección en el cual se bloquea el disparo en alguna de sus zonas dependiendo de la localización de la falla dependerá de algunas señales cableadas que son importantes que se compartan las bahías. Generalmente el relevador que se ubica en la bahía de alimentación posee un disparo por sobrecorriente con tiempo definido mientras que los relevadores de las bahías de carga utilizan un disparo por sobrecorriente temporizado, y es este último quien permite o bloquea el disparo del relevador de la bahía de alimentación dependiendo de la localización de la falla.

Cuando ocurre una falla en alguna de las bahías de carga, el relevador que la protege envía una señal de bloqueo hacia el relevador de la bahía de alimentación, cuando se levanta la señal de arranque para el disparo por sobrecorriente instantáneo, de manera que solamente el relevador de esta bahía sea quien actúe y libere la falla. Si la falla ocurre en la barra o en una zona de falla, los relevadores de las bahías de carga no enviarán la señal de bloqueo al relevador principal para permitir que este dispare y libere la falla en un tiempo corto.

El intercambio de información entre los relevadores se hace de forma convencional con la interconexión cableada de los relevadores, en donde el relevador que debe enviar la información tiene una binaria de salida asignada para transferir la señal cableada a una entrada binaria del relevador que debe recibir la información. Con el uso de una comunicación por mensajería GOOSE y SAV los esquemas de bloqueo tradicional y el intercambio de información puede ser considerablemente más rápido, además que permite un incremento

en la confiabilidad de operación y una mayor flexibilidad en la configuración de las protecciones.

Con el uso de una red de área local (LAN) los relevadores son interconectados directamente para transferir las señales de bloqueo por mensajes GOOSE sin pasar por retrasos de relevadores auxiliares ni por filtros de binarias de entrada. La confiabilidad de este intercambio de mensajes se logra a través de la supervisión de la función del servicio GOOSE, el cual genera una alarma cuando alguno de los mensajes no se está recibiendo de manera apropiada. En el caso de los mensajes GOOSE, la operación de subestaciones obtiene una velocidad de ganancia del 30 % a comparación del cableado de interconexión tradicional.

En general, con el uso de los mensajes GOOSE, los valores analógicos muestreados (SAV) y una red de área local se obtiene los siguientes beneficios:

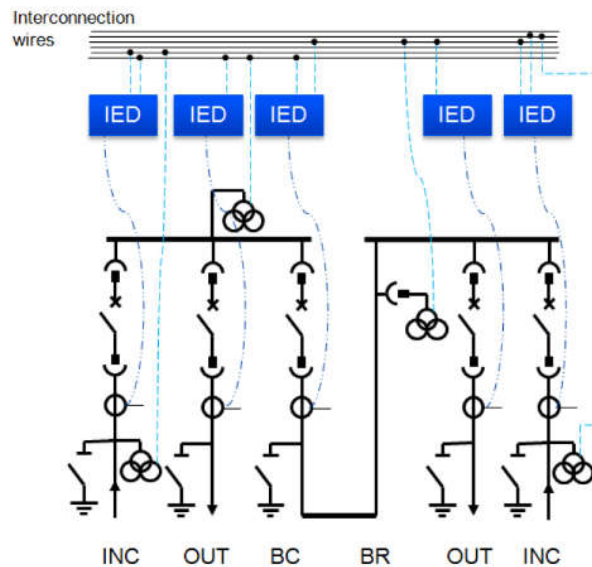
- Flexibilidad en los relevadores de protección para utilizar funciones de lógicas programables de control dependiendo de la configuración de la subestación o necesidades del cliente.
- Reducción significativa del cableado para interconexión entre equipos de campo y equipos de protección, control y medición.
- Menor cantidad de salidas y entradas binarias (digitales o analógicas) en relevadores para el intercambio de información.
- Reconfiguración de controles y protección sin necesidad de utilizar mucho tiempo ni cableado adicional.
- Facilidad para duplicar cualquier señal que se desee llevar a otro relevador.

3.7. Confiabilidad de las protecciones con el diseño de subestaciones que utilicen información digital

Con el crecimiento de la red del sistema eléctrico se ha visto la necesidad de mejorar los esquemas de protección y selectividad para la operación de las subestaciones eléctricas, las cuales han evolucionado de funciones de protección sin direccionamiento a funciones de protección direccionales y con una mayor selectividad.

En la figura No. 41 se muestra una subestación eléctrica que utiliza transformadores de instrumentación convencionales; transformadores de corriente por cada bahía y transformadores de voltaje para las bahías de entrada y para las barras. Esta es una subestación de configuración barra simple que posee un interruptor seccionador de barras, dos bahías de entrada (INC), y dos bahías de salida (OUT). En el caso de las mediciones de corriente solo son necesarias para los equipos de sus propias bahías, mientras que los valores de voltaje se deben colocar en un bus de interconexión para que cada equipo que necesite de dicha medición pueda utilizarlo.

Figura 41. **Subestación eléctrica con transformadores de instrumentación convencionales**



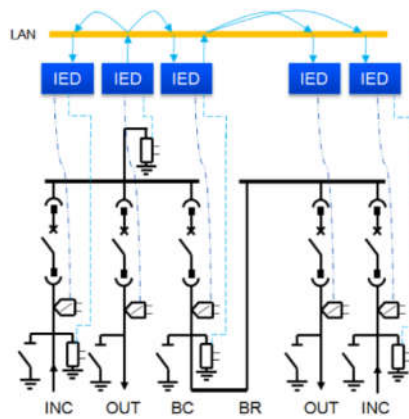
Fuente: STARCK, Janne; WIMMER, Wolfgang; MAJER, Karol. Switchgear optimization using IEC 61850-9-2. *Medium voltage application*. p. 2.

En la figura No. 42 se muestra la misma subestación eléctrica utilizando transformadores de instrumentación ópticos con los cuales se mejora el diseño y disposición de los equipos de campo, ya que estos son más seguros, simples, livianos y sencillos de conectar a los IED's. Los valores muestreados de las corrientes y voltajes son enrutados hacia un único IED y el valor muestreado de voltaje puede ser compartido de forma fácil a través de la red LAN. En este caso el cableado de interconexión es sustituido fácilmente por una red a la cual se conectan aquellos IED's que necesitan acceso para la información de medición de voltaje disponible.

Generalmente los valores de voltaje compartidos en la red LAN son utilizados con el propósito de proteger las bahías. Este intercambio de

información permite que se pueda tener IED's con menor cantidad de entradas analógicas, o bien, que se tenga un mayor número de puntos de medición de voltaje en la subestación para dar más confiabilidad a las mediciones o puntos de redundancia. Básicamente el uso de transformadores de instrumentación ópticos no cambia los esquemas de protección, pero da el beneficio de obtener la misma señal de diferentes puntos en campo y permite el intercambio de información a través de una red LAN.

Figura 42. **Subestación eléctrica con transformadores de instrumentación ópticos**

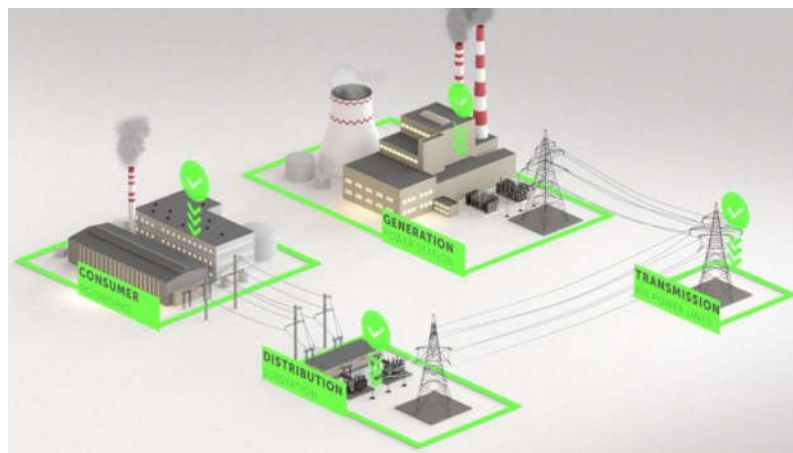


Fuente: STARCK, Janne; WIMMER, Wolfgang; MAJER, Karol. Switchgear optimization using IEC 61850-9-2. *Medium voltage application*. p. 2.

4. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL USO DE SENSORES ÓPTICOS DE CORRIENTE Y VOLTAJE EN UNA BAHÍA DE SUBESTACIÓN

Una subestación eléctrica es un nodo en la red del sistema eléctrico cuyo objetivo es la transmisión de la energía desde el punto en que se genera hasta el punto de consumo mediante la transformación de potencia y con ayuda de equipos eléctricos que ayudan a controlar y proteger el sistema de cualquier tipo de falla generado en las líneas de transmisión. Estas subestaciones pueden ser clasificadas dependiendo de su funcionalidad como subestaciones de transformación, subestaciones de maniobra o subestaciones de generación.

Figura 43. Subestaciones eléctricas



Fuente: PROFOTECH. FEFOCT. *electronic fiber optical current transformer with flexible sensing element by Profotech*. <https://www.youtube.com/watch?v=4du0tZeYibc>. Consulta:

agosto 2019

Para el desarrollo de este capítulo se utilizará una invitación a cotizar pública realizada por el Instituto Nacional de Electrificación (INDE), llamado: Suministro de transformadores de medida 230 y 138 kV para el sistema central, del cual se solicitó la información a la Unidad de Información Pública, tal y como se muestra en el anexo No. 6. Estos documentos se utilizarán como base para describir de mejor manera las características técnicas de los transformadores convencionales y los precios que se pueden manejar para este tipo de equipos.

Como se mencionó en capítulos anteriores, los transformadores de instrumentación de corriente y voltaje son aquellos que aíslan los equipos dentro de la caseta del alto voltaje en los equipos primarios y permiten llevar los parámetros de corriente y voltaje para la medición, control y protección de la red del sistema eléctrico. La importancia de estos transformadores se debe a que sin ellos no se podría determinar el estado de cada punto del sistema eléctrico y sería imposible para cada relevador determinar en qué momento actuar.

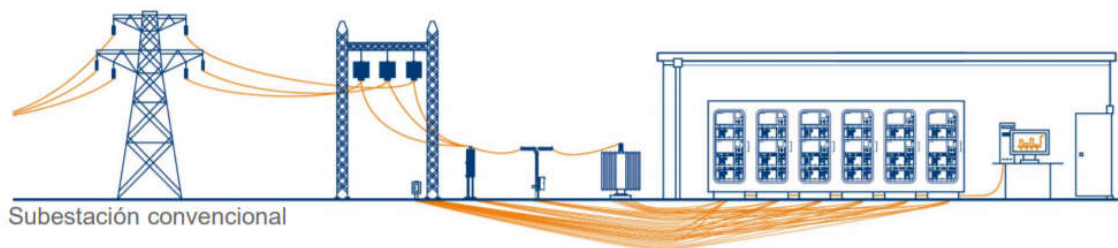
Cuando se utilizan transformadores de instrumentación convencionales, para obtener las mediciones de corriente y voltaje en la bahía de una subestación, se necesita que cada uno de estos equipos se conecte en su lado secundario a través de grandes cantidades de conductores de cobre en paralelo hacia los relevadores de protección y control ubicados dentro de la caseta. En el caso de subestaciones para un nivel de tensión de 69 kV, 138 kV y 230 kV se utiliza un transformador de corriente y voltaje por fase en cada bahía y generalmente estos están equipados con un núcleo de medición y dos de protecciones por fase.

En una subestación convencional de 69 kV barra simple como se observa en la figura No. 44, cada señal analógica, alarma y mando de los equipos de patio de una bahía son cableados hacia el tablero de PCyM (protección, control

y medición), que le corresponde. Considerando una bahía de línea que posee un seccionador de barra, uno de línea y uno de tierra se debe tener como mínimo el cableado de mandos de apertura, mandos de cierre, alarmas para determinar el estado y posición de cada equipo, además este tipo de bahías posee un interruptor de potencia con el cableado de la posición, mandos de apertura y cierre, circuitos de disparo 1 y 2, alarma de protección de motor, alarma de resorte descargado, alarma de falta de VCD y alarma de falta de VAC.

Además, el seccionador de barra, línea y tierra debe contemplar como mínimo alarmas como la posición del selector en remoto, falla de VCD y falla de VCA, que permitan supervisar la operación correcta de cada mando.

Figura 44. **Cableado de subestación convencional**



Fuente: RAMIREZ, G. ABB Retrofits & Subestaciones digitales 2018. Introducción, beneficios, oferta, referencias en modernizaciones de C&P. *Qué es una subestación digital*. p. 8.

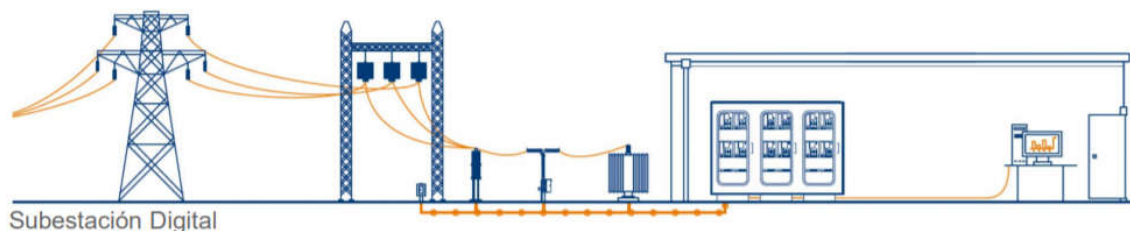
A través de la edición IEC 61850-9-1 y la IEC 61850-9-2 se ha desarrollado la simplicidad en la configuración de los equipos de protección y control y se ha impulsado el desarrollo de la tecnología de bus de proceso en el que se integran los transformadores de corriente y voltaje no convencionales a una red de comunicación para la transmisión de las mediciones analógicas. Con

esta norma se ha logrado la interoperabilidad entre los fabricantes, se ha desarrollado el mercado eléctrico y se han puesto en funcionamiento varios proyectos que tienen como objetivo a futuro, adquirir la información de los equipos de patio como interruptores, seccionadores y transformadores de instrumentación directamente a través de un medio digital.

En el estándar IEC se definen tres tipos de interfaz para la transmisión de las mediciones analógicas de los transformadores de instrumentación. El primero es a través de los transformadores convencionales de corriente y voltaje con los cuales se provee una potencia de salida arriba de los cientos de VA. El segundo es a través una interfaz de baja potencia con los que se provee de una salida de potencia menor al 1VA. El tercero busca transmitir los datos a través de una interfaz digital.

En la norma IEC 61850 parte 9-2 se define el uso de una interfaz digital para transmitir el muestreo de valores de voltaje y corriente dentro de una red industrial Ethernet, lo que permite sustituir muchos conductores de cobre por una fibra óptica para conectar los transformadores de instrumentación con los relevadores de protección y control. Al transmitir el muestreo de valores de voltaje y corriente de forma digital ya no es necesario tomar en consideración las pérdidas de potencia generado por los conductores de cobre para el diseño de los transformadores de instrumentación.

Figura 45. **Cableado de subestación utilizando la norma IEC 61850**



Fuente: RAMIREZ, G. ABB Retrofits & Subestaciones digitales 2018. Introducción, beneficios, oferta, referencias en modernizaciones de C&P. *Qué es una subestación digital*. p. 8.

Hasta ahora el riesgo de instalar un transformador de instrumento óptico es que en los proyectos donde se ha instalado son considerablemente nuevos y no se ha podido confirmar la durabilidad de estos equipos, por lo que el tiempo de vida dependerá de la calidad de los elementos o dispositivos electrónicos que lo componen (fuente de luz, fotodetector, elementos semiconductores, entre otros).

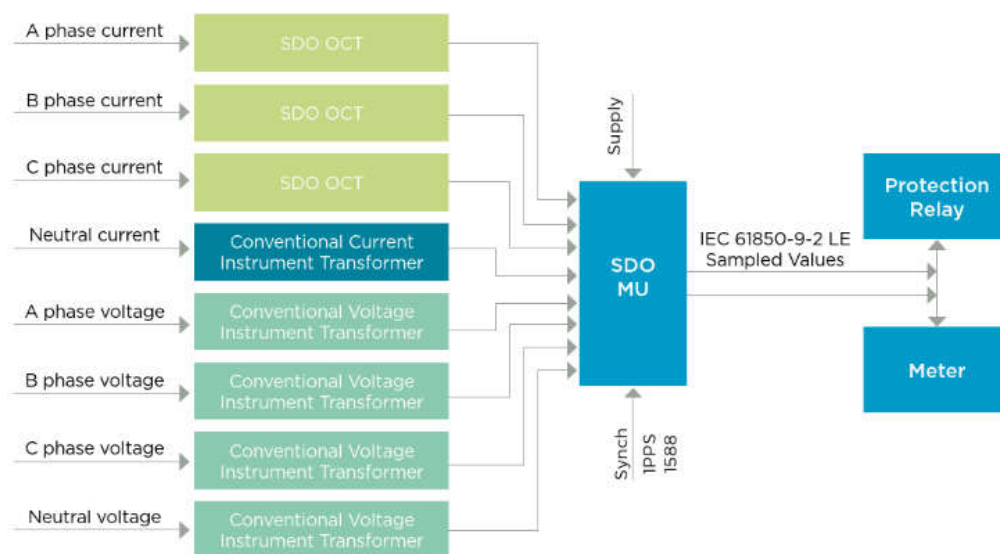
Generalmente los transformadores de instrumento convencionales son ofertados con un tiempo de vida específico y también, según sea el caso, se da un tiempo de garantía que permite observar el buen funcionamiento de los equipos. Se puede observar en el anexo No. 5 que en el caso de la invitación a cotizar pública de transformadores de medida para 138 y 230 kV realizada por el INDE se exige al contratista que brinde un seguro de caución o garantía por 18 meses a partir de la recepción final del suministro de equipos y también que cumpla con 5 años de responsabilidad por destrucción o deterioro debido a culpa de su parte.

Actualmente se han desarrollado proyectos de subestaciones en los que se utilizan transformadores de instrumentación de baja potencia y sus

mediciones en campo son convertidas a digital a través de un equipo llamado Merging Unit. Con el uso de este equipo se ha logrado la digitalización del muestreo de valores analógicos, les da un tiempo de sincronización y une los datos de voltaje y corriente para enviarlos al bus de proceso utilizando la norma IEC 61850.

En el caso de los transformadores de instrumentación no convencionales ópticos, la Merging Unit puede ser parte electrónica del propio equipo o puede ser un equipo separado con canales de entrada para el transformador de instrumentación y canales de salida con el estándar digital. La ventaja de una Merging Unit separada es que puede utilizarse para conectar cualquier tipo de transformador de instrumentación para integrarlo digitalmente al bus de proceso, es decir, da también la oportunidad de integrar los transformadores de voltaje y corriente existentes dentro de la solución de bus de proceso.

Figura 46. Integración de transformadores de instrumentación ópticos y convencionales utilizando Merging Unit



Fuente: ARTECHE. Digital substation. Optical current transformer. *System architecture*. p. 4.

4.1. Análisis del costo de sensores ópticos

En este apartado se hace una comparación económica entre los costos de los sensores ópticos y los transformadores de instrumentación convencionales para la adquisición de los valores de corriente y voltaje de una subestación. El análisis se enfoca en los costos propiamente de los equipos con la idea de ayudar en un futuro a evaluar la posibilidad de instalarlos en subestaciones con una solución de bus de proceso. Es importante considerar que la decisión de usar este tipo de sensores no va a depender solamente del costo propio de los equipos, también va a depender de la solución general para la protección, control y medición de la subestación.

El objetivo de utilizar este tipo de sensores ópticos de corriente y voltaje es poder transmitir de forma digital tanto las señales binarias como las analógicas desde los equipos de alta tensión en patio, para que estas puedan ser recibidas y procesadas por los relevadores dentro de la caseta. Para que todo esto pueda ser realizado, es importante definir algunas consideraciones básicas para el diseño de los sistemas con bus de proceso:

- Por la gran cantidad de datos intercambiados entre los equipos de campo y los relevadores es importante considerar que la red debe de tener buses independientes a nivel de estación y a nivel de proceso.
- Las señales provenientes de los transformadores de instrumentación de corriente y voltaje deben tener una estampa de tiempo que le permita a los relevadores de protección y control poder reproducir la información fasorial. Para esto debe de existir un sistema de sincronización de tiempo confiable que integre un reloj GPS redundante a las redes del Sistema de Automatización de la Subestación (SAS).

- Para evitar la pérdida de datos durante alguna falla en la red, es necesario implementar una redundancia a nivel de red de datos que garantice la disponibilidad de la información. A través de la norma IEC 61850 se recomienda los estándares PRP (Parallel Redundancy Protocol) y HSR (Highly-available Seamless Redundancy).
- Con el uso amplio de las redes en este tipo de soluciones, es necesario la adquisición de un software que permita el monitoreo del estado de las redes y permita realizar diagnósticos de fallas.
- En cuanto a la configuración de la comunicación se debe de considerar un servicio de comunicación Cliente-Servidor para el monitoreo central en base a un protocolo punto a punto confiable. Un servicio de comunicación GOOSE para el bus de estación en el que los relevadores de PCyM puedan transmitir los datos en tiempo real para distintas aplicaciones. Finalmente, un servicio de comunicación Sampled Values (SV) en el bus de proceso para la transmisión del muestreo de datos analógicos en tiempo real.

4.1.1. Análisis del costo de sensores ópticos de corriente para protección y medición

Los transformadores de corriente óptico poseen una gran precisión para sistemas eléctricos de alto voltaje utilizando un transductor pasivo que obtiene mediciones digitales para aplicaciones de protección y medición. A continuación, se presenta una comparación entre las especificaciones técnicas y los costos de los transformadores de instrumentación convencionales y ópticos.

Tabla XI. **Especificaciones técnicas de un transformador de corriente convencional para una subestación de 230 kV**

No	Descripción	Requerimiento
1	Clase de aislamiento	Papel – aceite
2	Nivel de calificación sísmica	0,5g
3	Temperatura de operación	-10, °C a 55, °C
4	Frecuencia	60 Hz
5	Tensión nominal de operación	230 kV
6	Tensión máxima	245 kV
7	Tensión nominal de aguante al impulso por rayo	1 050 kV
8	Corriente nominal de servicio	1 200 A
9	Corriente de corta duración (Ith)	40 kA
10	Corriente dinámica de cresta	100 kA
11	Corriente nominal primaria	600/1 200 A
12	Corriente nominal secundaria	5 A
13	Relación de transformación	600/1200:5
14	Factor de sobrecarga	1,2
15	Devanado secundario de protección	Clase C200
16	Devanado secundario de medición	Clase 0,3
17	Burden del devanado secundario	45 VA

Fuente: Instituto Nacional de Electrificación. *Suministro de transformadores de medida 230 y 138kV para el sistema central*. pp. 39-41.

Las especificaciones técnicas de un transformador de corriente convencional se obtienen de una invitación a cotizar pública realizada por el INDE, en el que se muestra la solicitud técnica, dividida en 3 renglones, de transformadores de instrumentación convencionales de corriente y voltaje. De dicha solicitud se considera el renglón 2 enfocado en los transformadores de corriente de 230 kV y se toman aquellas características eléctricas de los transformadores de corriente que se consideran necesarias para comparar, estas se presentan en la tabla XI.

Según el acta de adjudicación para esta invitación, la empresa Siemens S.A. realizó una cotización por Q. 246 975,00 para 3 transformadores de

corriente con las especificaciones antes mencionadas, lo cual daría un resultado de Q. 82 325,00 por transformador de corriente.

Tabla XII. **Especificaciones técnicas de un transformador de corriente óptico para una subestación de 230 kV**

1.	Descripción	Requerimiento
2.	Clase de aislamiento	Aislamiento seco
3.	Nivel de calificación sísmica	1 g
4.	Temperatura de operación	-40 °C a 85 °C
5.	Frecuencia	50/60 Hz
6.	Tensión nominal de operación	230 kV
7.	Tensión máxima	245 kV
8.	Tensión nominal de aguante al impulso de rayo	1 050 kV
9.	Corriente nominal de servicio	2 500 A
10.	Corriente de corta duración (Ith)	75 kA
11.	Corriente dinámica de cresta	187,5 kA
12.	Corriente nominal de servicio	2 500 A
13.	Corriente nominal primaria	No aplica
14.	Corriente nominal secundaria	No aplica
15.	Relación de transformación	Configurable
16.	Factor de sobrecarga	No aplica
17.	Precisión	0,2s / P20
18.	Burden del devanado secundario	No aplica
19.	Ancho de banda	2,4 kHz en 80 muestras/ciclo 7,6 kHz en 256 muestras/ciclo

Fuente: ARTECHE. Digital substation. *Technical specifications* p. 6.

Para el caso de los transformadores de corriente ópticos se obtienen las especificaciones técnicas de un catálogo de equipos marca ARTECHE,

aquellas características eléctricas que se consideran necesarias para comparar se presentan en la tabla XII. Directamente del fabricante no se pudo recibir el precio de estos equipos, pero con base en otros trabajos de investigación se estima que estos transformadores ópticos son 100 % más caros que los transformadores convencionales, lo cual daría como resultado un valor de Q. 164 520,00 por equipo, utilizando como referencia los precios de una marca Siemens.

En esta comparación el costo de un transformador convencional de corriente es menor que el de un transformador óptico, pero es importante considerar que únicamente se está evaluando las características y precios de estos equipos y no la de una solución total que dependerá de las necesidades de cada proyecto, para los cuales el precio de un transformador de instrumentación de corriente no resulta ser significativo al precio total de una subestación eléctrica.

En otras palabras, los transformadores ópticos tienen un precio más elevado pero evaluando sus especificaciones técnicas sus mediciones son más eficientes debido a que tienen menos pérdidas y menos errores de precisión, además los transformadores ópticos mantienen su precisión en un amplio rango de temperaturas, no se satura el núcleo ante corto circuitos, no tienen problemas por secundarios abiertos, no están limitados por el *burden* del cableado, dan flexibilidad al control, redundancia a las mediciones y aíslan completamente el lado de alta y baja tensión.

4.1.2. Análisis del costo de sensores ópticos de voltaje para protección y medición

Por otro lado, al hablar de sensores ópticos de voltaje se debe saber que tienen la misma finalidad de un transformador de instrumentación de voltaje para subestaciones con la diferencia que dichos ópticos basan su funcionamiento en un cristal electro-óptico, el efecto *Pockels* y permiten reproducir los valores analógicos de voltaje en forma digital. En esta sección se desarrolla un análisis técnico-económico únicamente entre los sensores ópticos de voltaje y los transformadores de instrumentación convencionales de voltaje.

Tabla XIII. Especificaciones técnicas de un transformador de voltaje convencional para una subestación 230 kV

No.	Descripción	Requerimientos mínimos
1	Clase de aislamiento	Aceite y papel
4	Nivel de calificación sísmica	0,5 g
7	Temperatura de operación	-10 a 55 °C
8	Frecuencia	60 Hz
9	Tensión nominal de operación	230 kV
10	Tensión máxima	245 kV
11	Tensión nominal de aguante al impulso de rayo	1 050 kV
12	Tipo	Capacitivo
13	Capacitancia	5 000pF
14	Relación de transformación de voltaje	$(230\,000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$
15	Tensión del devanado secundario X	$100/\sqrt{3}$
16	Tensión del devanado secundario Y	$100/\sqrt{3}$
17	Tensión del devanado secundario Z	$100/\sqrt{3}$
18	Voltaje primario fase a tierra	$230\,000/\sqrt{3}$
19	Factor de sobretensión	1,5 Un/30 seg
20	Clase de exactitud	0,3
21	Carga	75 VA
22	Capacidad térmica	225 VA

Fuente: Instituto Nacional de Electrificación. *Suministro de transformadores de medida 230 y 138kV para el sistema central*. pp. 35-38.

Utilizando la invitación a cotizar pública de transformadores de medida para 138 y 230 kV realizada por el INDE se considera el renglón 1 enfocado en los transformadores de voltaje de 230 kV, se toman aquellas características importantes a comparar de estos equipos y se presentan en la tabla No. XIII. Dentro del acta de adjudicación se muestra en el reglón 1 que la empresa Siemens SA realizó una cotización por Q. 236 130,00 para 3 transformadores de voltaje, lo cual daría un resultado de Q. 78 710,00 por equipo con las características representadas en la tabla anterior.

Tabla XIV. **Especificaciones técnicas de un transformador de voltaje óptico para una subestación 230 kV**

No.	Descripción	Requerimientos mínimos
1	Clase de aislamiento	SF6
4	Nivel de calificación sísmica	No hay información
7	Temperatura de operación	-30 a 40 °C
8	Frecuencia	50/60 Hz
9	Tensión nominal de operación	170 a 230 kV Configurable
10	Tensión máxima	300 kV
11	Tensión nominal de aguante al impulso de rayo	1 050 kV
12	Tipo	No aplica
13	Capacitancia	No aplica
14	Relación de transformación de voltaje	Configurable
15	Tensión del devanado secundario X	No aplica
16	Tensión del devanado secundario Y	No aplica
17	Tensión del devanado secundario Z	No aplica
18	Voltaje primario fase a tierra	$170/\sqrt{3}$ a $300 \text{ kV}/\sqrt{3}$ Configurable
19	Factor de sobretensión	No hay información
20	Clase de exactitud	0,2/3P
21	Carga	No aplica
21	Capacidad térmica	No hay información

Fuente: ABB Power Systems. Non-conventional instrument transformers. Advanced GIS substations with IEC 61850-9-2-LE process bus. *Technical Data*. p. 12.

Las especificaciones técnicas de un transformador de voltaje óptico se obtuvieron de un catálogo de equipos marca ABB y aquellas características importantes a comparar se presentan en la tabla No. XIV. Como se mencionó en la sección anterior, el precio de estos equipos ópticos se considera 100 % más caros que un transformador convencional, lo cual daría un resultado de Q. 157 420,00 por equipo utilizando como referencia los precios de uno marca Siemens.

En esta comparación, propia de los equipos, se puede observar que el precio de los transformadores de voltaje convencionales es más barato que el de un sensor óptico de voltaje, pero es importante considerar la solución general de protección, control y medición que se desea en la subestación. Con un sensor óptico de voltaje se puede obtener una medición digital libre de distorsiones con un rango dinámico de trabajo que permite utilizar un mismo sensor para aplicaciones de protección o para aplicaciones de medición, además tiene una mejor respuesta transitoria y una precisión que cumple con la norma IEC.

Si se habla de una solución para la automatización de subestaciones basada en el bus de proceso, el ahorro al utilizar transformadores de ópticos de voltaje se refleja no solo en las características propias del equipo, sino que también en lo sencillo de su instalación, lo económico de la estructura de montaje, la cantidad de conductores de cobre, la flexibilidad para enviar las mediciones a cualquier relevador por medio de comunicación, la confiabilidad en la redundancia de las mediciones y en la cantidad de mantenimientos que estos equipos necesitan.

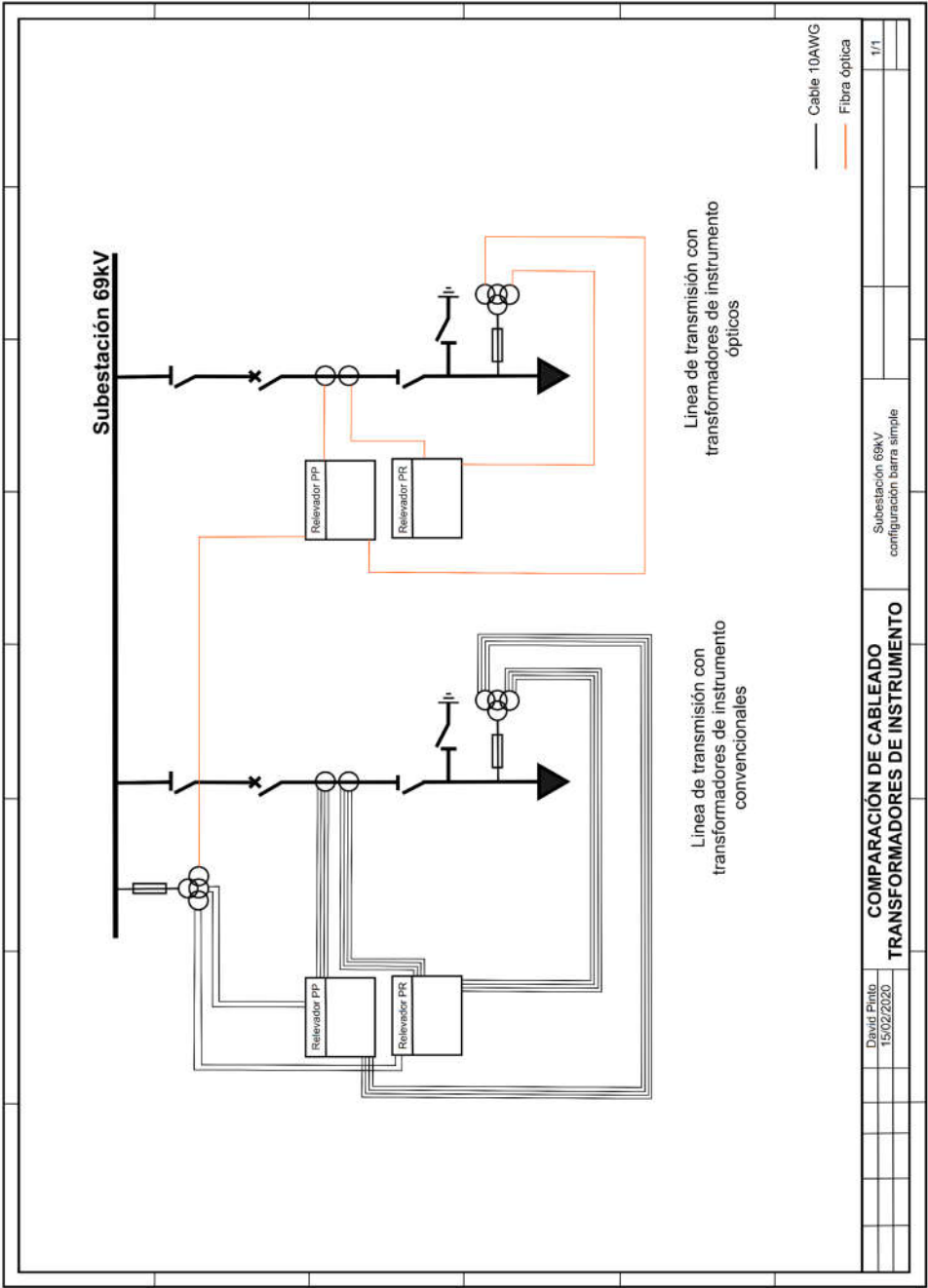
4.1.3. Análisis del ahorro en conductores de cobre de una bahía de subestación con la implementación de sensores ópticos

Normalmente y dependiendo de la aplicación, los transformadores de instrumentación convencionales tienen un menor costo que los transformadores ópticos, pero en voltajes menores a 230 kV la tecnología digital va a ser la mejor solución económica a largo plazo ya que mejora la supervisión del sistema, reduce las horas de mantenimiento, aumenta las horas de disponibilidad y confiabilidad de los sistemas eléctricos.

Si se considera que en una bahía de línea para una subestación de configuración barra simple se necesitan dos relevadores, uno principal y uno de respaldo como controlador de bahía, cada relevador tendrá cableado uno de los núcleos de protección del transformador de voltaje y uno de los núcleos de protección del transformador de corriente. Generalmente para llevar estas señales analógicas hacia los equipos de PCyM se utiliza cable 4x10 AWG blindado para evitar dentro de la caseta interferencias generados por las magnitudes de estos parámetros.

Tal y como se muestra del lado izquierdo en el diagrama unifilar de la figura No. 47, aproximadamente para una bahía de línea se necesitan 16 cables de cobre blindado con una longitud que dependerá de la distancia a la cual se encuentren los equipos solamente para transmitir los valores de corriente y voltaje de una bahía en la subestación, tomando en cuenta que se debe distinguir entre los núcleos para protección y los núcleos para medición de cada transformador de instrumento.

Figura 47. Diagrama unifilar para subestación de 69 kV: comparación de cableado entre transformadores de instrumento convencionales y ópticos



Fuente: elaboración propia, empleando PDF XChange Editor Plus Versión 8.0 2019.

Además, se debe de considerar que para el cierre con sincronismo de un interruptor de potencia se necesita de un cuarto voltaje proveniente de la barra que permita comparar magnitud, ángulo y frecuencia para evitar una falla durante el cierre de una bahía de línea. Es decir, se debe de sumar, a la cantidad de cables por bahía, como mínimo dos cables de cobre blindado por relevador que transmitan el valor de voltaje de barra y que tendrá una longitud dependiente de la distancia a al cual se encuentre dicho equipo.

Tabla XV. Cantidad de cable de cobre por bahía de subestación para una configuración barra simple

No. Conductor	Calibre de conductor	Aplicación	Número de hilos
1	10 AWG	Corrientes de CT relevador principal	4
2	10 AWG	Corrientes de CT relevador respaldo	4
3	10 AWG	Voltajes de PT relevador principal	4
4	10 AWG	Voltajes de PT barra relevador principal	2
5	10 AWG	Voltajes de PT relevador respaldo	4
6	10 AWG	Voltajes de PT barra relevador respaldo	2
7	12 AWG	Posición Interruptor para relevador principal	2
8	12 AWG	Alarmas básicas para el interruptor	7
9	12 AWG	Alarmas de PT's de campo para relevador principal y de respaldo	7
10	12 AWG	Alarmas básicas para seccionador de barra, línea y tierra	21
11	12 AWG	Mandos de apertura y cierre de interruptor y seccionadores	21
12	12 AWG	Alarmas varias	7
Total de hilos de cobre por bahía			85

Fuente: elaboración propia.

En la tabla No. 15 se representa la cantidad de hilos de cobre necesarios como mínimo para la interconexión de equipos de campo y relevadores de protección, control y medición. Este número de conductores se hace con base a las alarmas mínimas que debe contemplar cada equipo de campo y que es necesario que sean supervisadas por los relevadores tanto para la parte de control como para la parte de protección. Dichas alarmas se mencionan al inicio de este capítulo.

Para determinar el ahorro de conductores de cobre que se tendría con el uso de los transformadores ópticos se debe calcular el porcentaje que representa la cantidad de hilos de cobre utilizados para las mediciones analógicas de corriente y voltaje con respecto al total de hilos de cobre por bahía. Considerando 85, el número total de hilos de cobre por bahía, como el 100 % se puede decir que 20 conductores de cobre para CT's y PT's representan el 24 % del total de hilos por bahía. Este porcentaje representa el ahorro en conductores a instalar por bahía.

Desde un punto de vista técnico, un mismo transformador de instrumentación óptico puede utilizarse tanto para aplicaciones de protección como para aplicaciones de medición e incluso puede utilizarse para aplicaciones de calidad de energía en el cual es necesario reproducir fielmente ondas de transitorias. Por otro lado, un transformador de instrumentación convencional tiende a saturarse cuando la corriente primaria sobrepasa un valor específico y si no se utiliza para la función específica para la que fue diseñado.

Con el uso de los transformadores ópticos no se corre ningún peligro por circuitos secundarios abiertos o por ferresonancia, además estos tienden a ser más pequeños y livianos debido a que no necesitan aceite dieléctrico ni gas SF6 como aislante, en su lugar este tipo de transformadores utilizan nitrógeno,

con lo cual se disminuye el daño ambiental y el riesgo del personal por fallas violentas.

Al final, el uso de los transformadores de instrumentación ópticos forma parte pequeña de la solución de bus de proceso detallada en la norma IEC 61850-9-2 con la cual se busca transmitir todas las señales binarias y analógicas entre relevadores y equipos de patio a través de la comunicación de señales digitales por fibra óptica, reemplazando en su mayoría el cableado y conexión punto a punto entre los equipos primarios y secundarios. Aproximadamente se reduce un 80 % de conductores de cobre y debido a que la fibra óptica tiene un peso del 10 % de un conductor se reduce considerablemente las toneladas de material para transportar a la subestación.

Otra ventaja al utilizar los transformadores ópticos es la reducción de un 40 % hasta un 60 % del tamaño y espacio de uso en los tableros de PCyM debido a que sería menos la cantidad de cables a tender y conectar, sin mencionar el ahorro de la instalación y prueba de los equipos secundarios, el ahorro en mantenimientos futuros y la simplicidad de futuras adaptaciones.

4.2. Comparación de los beneficios del uso de sensores ópticos

A lo largo de este capítulo se ha ido desarrollando un análisis técnico-económico de los transformadores de instrumentación ópticos en el cual se da a conocer las razones por las cuales estos son rentables desde el punto de vista de una solución completa de bus de proceso para la protección, medición y control de una subestación. De forma general e independientemente si se habla de un transformador óptico de corriente, de voltaje o combinado se puede mencionar que estos equipos se basan en efectos ópticos que miden como se ve afectado un haz de luz por un campo magnético o un campo eléctrico, lo cual

da ventajas para el uso de estos equipos en comparación con los transformadores de instrumento convencionales.

Debido al método que utilizan para la medición de los parámetros de corriente y voltaje, los transformadores van a estar completamente separados de las líneas de alta tensión brindando un aislamiento total en los equipos secundarios y permitiendo así reducir la manipulación de los circuitos de CT's y PT's. Además de que son sencillos de integrar en subestaciones existentes, estos equipos no necesitan de un cambio al momento de variar la carga en su devanado secundario porque no consideran pérdidas de potencia generadas por los conductores de cobre, tampoco pueden producir alguna explosión generada por fallas en su aislamiento interno, por tanto, aumenta la seguridad del personal en el momento de un mantenimiento de los equipos en campo y de los equipos en el cuarto de control.

En cuanto a los beneficios en operatividad que dan estos equipos se puede mencionar que las mediciones reportadas tendrán gran confiabilidad y disponibilidad debido a que no van a tener interferencias electromagnéticas durante su transporte, se tendrá una rápida respuesta transitoria, un amplio ancho de banda y será posible instalar redundancia por comunicación de las mediciones hacia los equipos de PCyM.

A través de la constante supervisión de la comunicación de los equipos, la supervisión del intercambio de datos, el muestreo periódico y el envío de datos con las mediciones analógicas a los relevadores de control y protección es posible identificar rápidamente fallas en los equipos, reducir las horas de mantenimiento y las horas en que se debe suspender el servicio eléctrico.

Con estos beneficios es posible que durante una puesta en servicio de una subestación se pueda realizar una rápida integración de los equipos, se pueda realizar pruebas rápidas y seguras y se pueda tener más flexibilidad de los esquemas de control y protección.

4.2.1. Comparación de los beneficios del uso de sensores ópticos de corriente

Para finalizar con el análisis técnico – económico de los transformadores de instrumentación de corriente óptico a continuación lista un resumen de los beneficios al utilizar este tipo de equipos en las subestaciones eléctricas:

- Los transformadores ópticos no contienen aceite aislante en su interior por lo que son más livianos, compactos y su instalación es más sencilla.
- El muestreo de valores analógicos no se ve afectado por campos electromagnéticos.
- Es apto para la transmisión de señales a largas distancias y con un amplio rango de medida debido a que esta no tiene problemas de atenuación.
- Existe un aislamiento galvánico entre la corriente de alta tensión y los equipos secundarios dentro de la caseta debido a que no hay una interacción directa con el parámetro medido. Este transmite las mediciones a través de una luz con potencia de algunos microwatts.
- Utilizando transformadores ópticos con un devanado de fibra totalmente cerrado las mediciones no son afectadas por la posición del sensor.
- Desde un punto de vista ambiental, este tipo de transformadores eliminan el uso de estructuras aisladas en gas y elimina el uso de aceite mineral.
- Son capaces de soportar esfuerzos mecánicos provocados por fuertes vientos o por corto circuitos.

- No utilizan un núcleo ferromagnético que cause problemas de ferroresonancia o histéresis que afecten a las mediciones.

4.2.2. Comparación de los beneficios del uso de sensores ópticos de voltaje

De forma general se puede mencionar que los transformadores ópticos de voltaje se basan en la influencia de un campo eléctrico sobre las características de una señal óptica por lo que presentan un amplio ancho de banda, no se ven afectados por interferencias electromagnéticas, tienen una mejor respuesta a las variaciones transitorias y mecánicamente son de menor peso y tamaño. Otros de los beneficios se listan a continuación:

- Utiliza un sensor con características de respuesta rápida dentro de un amplio ancho de banda que le permite cumplir con la precisión de clase 0,2 para un transformador de medición definido por la IEC.
- Son transformadores que no se ven afectados por la temperatura, campos magnéticos, vibración y tensiones mecánicas lo que le da una buena estabilidad y linealidad en sus mediciones.
- Se pueden utilizar para aplicaciones de protección o de medición.
- No es posible que se sature el núcleo debido a que no es ferromagnético.
- El tipo de aislamiento eléctrico que utiliza no necesita de ningún tipo de montaje especial y tampoco requiere de una estructura de electrodos complicada.
- Brinda un aislamiento total entre las tensiones en los equipos primarios y las tensiones que le interesa a los equipos secundarios.
- El cristal de electro-óptico es confinado dentro de un compartimiento que evita por las altas temperaturas este se vuelva quebradizo.

- Entrega una señal digital que representa las mediciones de voltaje por medio de una red de comunicación hasta los equipos de control y protección.

4.2.3. Comparación de los beneficios del uso de sensores ópticos de corriente y voltaje

Los transformadores ópticos de corriente y voltaje son aquellos que combinan las características funcionales de cada uno de estos equipos en una sola carcasa. El sensor de voltaje se encuentra dentro de un compartimiento con gas SF₆ mientras que el sensor de corriente se encuentra fuera de este, tratando de aprovechar los espacios para hacer de este transformador un equipo liviano, pequeño y con ventajas que le permitan ser competitivo frente a los equipos convencionales. Algunos de los beneficios se mencionan a continuación:

- Debido a su tamaño compacto, este tipo de transformadores pueden ser instalados en subestaciones nuevas o existentes en las que el espacio es una prioridad.
- Transmiten la información de las mediciones por medio de una interfaz digital como lo es la fibra óptica.
- Se reducen los costos de mantenimiento y se reduce los riesgos por fallas en el aislamiento de aceite o papel.
- Es más sencilla la instalación de un sistema redundante para la transmisión de las mediciones desde los equipos de equipo primario hasta los relevadores de protección y control.
- Permite que un mismo equipo pueda ser utilizado para aplicaciones de protección o medición debido a que tienen una precisión de 0,2s según la norma IEC.

- Tienen un amplio rango de trabajo y son capaces de reproducir fielmente las mediciones de corriente hasta los 10 kHz y las mediciones de voltaje hasta los 6 kHz.

CONCLUSIONES

1. Los transformadores de instrumentación convencionales suministran señales que permiten a los relevadores de protección evaluar las condiciones de la línea, pero generalmente realizan estas mediciones con una diferencia entre lo ideal y lo real generada por las limitaciones físicas propias del funcionamiento de un transformador.
2. La precisión de un transformador de instrumentación convencional puede verse afectada por la carga del secundario, la saturación del núcleo ferromagnético, interferencias electromagnéticas y las pérdidas propias del equipo. Además, son equipos que al momento de instalarse necesitan de mantenimiento constante en sus aisladores, cuidado de no dejar en corto abierto un transformador de corriente, cuidado de no dejar en corto circuito un transformador de voltaje y se tienen que distinguir según la aplicación de protección o medición para la que se desea.
3. Los transformadores de instrumentación ópticos miden el cambio en la polarización de la luz que tiene relación directa con el campo magnético o campo eléctrico de una línea de alta tensión. Con el uso de estos transformadores se busca obtener la información de la red eléctrica de forma digital desde los equipos en campo permitiendo utilizar menos cables de cobre, transportar la información por fibra óptica sin interferencia electromagnética, brindar una rápida respuesta transitoria, amplio rango de trabajo, mantener en los transformadores de corriente un error de medición menor al 0,3 % y en los transformadores de voltaje un error de medición menor al 0,2 %.

4. Las características mecánicas de los transformadores ópticos dan un aislamiento total entre las líneas de alta tensión y los equipos en la caseta de control, hacen que sean más livianos y de menor tamaño, no tiene consecuencias en la precisión el cambio de carga en el secundario, sin aceite en su interior eliminan los riesgos de explosión y se puede utilizar un mismo transformador para aplicaciones de protección y medición.
5. La solución que ofrece utilizar transformadores ópticos en conjunto con la norma IEC 61850 permite hacer una instalación más sencilla que reduce a un 80 % el uso de cables de cobre, permite la redundancia de las mediciones y su réplica por comunicación hacia los relevadores que lo requieren, disminuye el número de mantenimientos a los equipos y riesgos de explosión, disminuye el espacio de instalación, el cálculo de carga en el secundario se vuelve innecesaria y da una mayor precisión y exactitud.
6. Fundamentalmente las normas desarrolladas para mejorar la puesta en servicio y el funcionamiento de una subestación buscan que en un futuro las computadoras posean controles con datos reales de la red eléctrica, con el uso de transformadores de instrumento ópticos como sistemas de medición alternativos mejoran el rango dinámico de las mediciones, permiten la transmisión de datos por fibra óptica con mayor ancho de banda, velocidad, redundancia y mediciones libres de interferencias que permiten a un operador de red tener un mejor control y supervisión sobre sus equipos.

RECOMENDACIONES

1. En el caso de una subestación completamente nueva, únicamente el uso de transformadores de instrumento ópticos son una buena inversión que permitiría minimizar y ahorrar aproximadamente un 24 % de conductores de cobre entre los equipos de nivel primario y equipos de PCyM. Además, estos equipos en conjunto con el muestreo de valores analógicos de la norma IEC 61850 permitirían dar una ganancia a las subestaciones en tiempos de mantenimiento y cortes de servicio.
2. En el caso de una ampliación para una subestación eléctrica que ya posee equipos que tienen la capacidad de comunicarse por la norma IEC 61850 es de mucho beneficio integrar, en la parte nueva, los transformadores de instrumento óptico que permitirían ahorrar tiempos y espacio en la instalación.
3. Para el caso de una ampliación en una subestación eléctrica que no posee equipos con la capacidad de comunicarse por la norma IEC 61850 no trae beneficios integrar transformadores ópticos porque no existiría la flexibilidad para enviar los valores analógicos a cualquier equipo, en lugar de esto, es mejor ir poco a poco integrando equipos de PCyM modernos para ir mejorando a un futuro la capacidad de la subestación.
4. Si durante un mantenimiento en una subestación es necesario el cambio de transformadores de instrumento y además también es necesario el cambio del cableado que va a los tableros de PCyM, es

factible la integración de un transformador de instrumento óptico que evitaría tender cableado nuevo y daría flexibilidad, confiabilidad y seguridad a la subestación.

5. El cambio de un transformador de instrumento convencional o uno óptico no se recomendaría para un mantenimiento correctivo, preventivo, ni predictivo debido a que sería un gasto mucho más que el beneficio que esto traería.
6. Es importante tener en cuenta el tiempo de vida que ofrece el fabricante o contratista al dar una oferta para el uso de transformadores de instrumento óptico. De no tener esta información se puede pedir como mínimo un tiempo de garantía de 12 a 24 meses para confirmar el buen funcionamiento de los equipos, tal y como se exigiría con un transformador de instrumento convencional.
7. Para aumentar la eficiencia del uso de los transformadores ópticos y de la norma IEC 61850 se puede utilizar una arquitectura de comunicación con tecnología Ethernet y cables de fibra óptica para evitar interferencias electromagnéticas en el intercambio de los mensajes y darle flexibilidad a la instalación e instalación de señales nuevas. Por otro lado, con el uso de una red Ethernet se puede utilizar la norma IEEE 1588 Precision Time Protocol (PTP), con la que se obtiene un tiempo de sincronización y se mantiene la exactitud de las medidas. Además, este protocolo permite instalar un reloj redundante de sincronización que aumenta la confiabilidad en servicios críticos.

8. Para darle confiabilidad al sistema con la instalación de transformadores ópticos es fundamental que se realice una constante supervisión de la función y calidad del servicio GOOSE y del muestreo analógico. Además, para evitar el alto consumo del ancho de banda en la red y hacer más eficiente el intercambio de datos es necesario realizar una configuración que tenga prioridades de mensajes y etiquetas para filtros en los puertos del *switch* con la idea de dar mayor prioridad a los valores analógicos muestreados y restringir el direccionamiento de los mensajes.

BIBLIOGRAFÍA

1. ABB. *Fiber optics current sensor – Free standing. Enabling smart grids and digital substations.* [en línea]. <[https://library.e.abb.com/public/5720cab59ebf14d8c1257dcb0031121e/Fiber%20Optics%20Current%20Sensor%20\(FOCS-FS\)%20Presentation.pdf](https://library.e.abb.com/public/5720cab59ebf14d8c1257dcb0031121e/Fiber%20Optics%20Current%20Sensor%20(FOCS-FS)%20Presentation.pdf)>. [Consulta: enero de 2019].
2. _____. *MOCT optical current transformer system for metering 72.5-800kV systems, 50/60Hz.* [en línea]. <<https://pdf.directindustry.com/pdf/abb-ag/moct-p-optical-current-transformer-system/70728-183811.html>>. [Consulta: enero de 2019].
3. _____. *OMU optical metering unit 72.5-550kV systems, 50/60Hz.* Estados Unidos: ABB Inc., 2010. 4 p.
4. ABB, Power Systems. *Non-conventional instrument transformers. Advanced GIS substations with IEC 61850-9-2 LE process bus.* Suiza: ABB Switzerland Ltd, 2012. 12 p.
5. ABB, Power Technologies. *Transformadores de medida exteriores, guía para el comprador.* 4a ed. Suecia: ABB Power technologies, 2005. 64 p.

6. Administrador del mercado mayorista. *Habilitación comercial para operar en el mercado mayorista y sistema de medición comercial*. Guatemala: AMM, 2013. 36 p.
7. ALAVI, Omid. Current measurement with optical current transformer. En: *Journal of world's electrical engineering and technology*. Tehran, Irán: Scienceline Publication, 2015. 7 p.
8. ARTECHE. Acercamiento a los transformadores de medida. En: *Cuadernos de formación 1*. Versión A0. 2018. 36 p.
9. _____. Transformadores de medida aislados en gas para subestaciones de intemperie. En: *Moving together*. Versión A2. 6 p.
10. _____. Transformadores de medida alta tensión. Otras tecnologías. En: *Moving together*. Versión B2. 60 p.
11. BAMBER, Michael. y BERGSTROM, Michael. Network Protection & automation guide. *Protective relays, measurement & control*. 2a ed. Stafford: ALSTOM GRID, 2011. 508 p
12. BERROSTEGUIETA, Jaime. ARTECHE. Tecnología del aislamiento en los transformadores de medida. En: *Cuadernos de formación 3*. Versión A0. 2018. 16 p.
13. BHAMARE, Yogesh. *Utilization of IEC 61850 GOOSE messaging in protection applications in distribution network*. India: ABB Limited., 2013. 8 p.

14. BHONERT, K; GABUS, P. y BRÄNDLE, H. *Fiber-optic current and voltage sensors for high-voltage substations*. Suiza: ABB Switzerland Ltd, 2003. 4 p.
15. CASTAÑO, Samuel. *Protección de sistemas eléctricos*. 1a ed. Colombia: Universidad Nacional de Colombia Manizales. 664 p.
16. CHAVEZ, Patrick., JAEGER, Nicolas., RAHMATIAN, Farnoosh. y YAKIMYSHYN, Chris. *Integrated-optic voltage transducer for high-voltage applications*. Estados Unidos: SPIE, 2000. 9 p.
17. Emerging Technologies Working Group. Power Systems Instrumentation and Measurements Committee. Fiber optic sensors working group. Optical current transducers for power systems: A review. *IEEE Transactions on Power Delivery*. Volumen 9, No. 4, 1994. 11 p.
18. ENZUNZA, Ángel; BERROSTEGUIETA, Jaime. ARTECHE. *Teoría y tecnología de los transformadores de medida*. Cuadernos de formación 2. Versión A0. 2018. 48 p.
19. ERICKSON, Dennis. *A primer on optical current and voltage sensors and an update on activity*. Estados Unidos: Bonneville Power Administration, 1992. 22 p.
20. GARCÍA, David; OSORNO, Teresa; LATOZEFSKI, César. *Primera solución de bus de proceso para subestaciones de alta y extra alta tensión en Colombia*. Colombia: HMV Ingenieros LTDA. 7 p.

21. _____. *Experiencias con la implementación de diferentes tecnologías de bus de proceso en subestaciones de alta y extra alta tensión en Colombia*. Colombia: HMV Ingenieros LTDA, 2017. 7 p.
22. GARRIOTT, Brian. *Magneto-optic current transducer optical metering installation at Gibson Station switchyard*. Estados Unidos: PSI Energy, Inc. 4 p.
23. GE DIGITAL ENERGY. *Instrument Transformer Basic Technical Information and Application*. Estados Unidos: GE Digital Energy - ITI. 12 p.
24. GOS, Mario Roberto., TALPONE, Horacio. y RAITI, Osvaldo. MODULO II-5 transformadores de instrumento. *Transformadores de instrumento*. [en línea]. <<https://www.amee.com.mx/TRANSFORMADORES%20DE%20CORRIENTE.pdf>>. [Consulta: mayo de 2018].
25. JUDENDORFER, Thomas. *Trench Optical CT. Product presentation*. Alemania: Trench Germany GmbH, 2016. 30 p.
26. KEZUNOVIC, Mladen. LEVI, George. KUCAKSARI, Sadik. *Impact of optical instrument transformer characteristics on the performance of protective relays and power quality meters*. Venezuela: IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition Latin America, 2006. 7 p.

27. Laboratorio Electrotécnico. Características generales. En: *Transformadores de medida*. 2013. 6 p.
28. _____. Requisitos de precisión. En: *Transformadores de medida*. 2013. 6 p.
29. LOBATO, Mario. Implementación práctica del protocolo IEC 61850 en subestaciones eléctricas. *Problemas y soluciones*. 172 p.
30. NGUYEN, Truong. *A review on problems and counter-measures in design and fabrication of optical current sensors*. Vietnam: Electric Power University, 2016. 19 p.
31. OCHOA, Eduardo. CEDIEL, Oscar. *Aplicación del estándar IEC 61850 en los sistemas de protecciones eléctricas para subestaciones de alta tensión*. Número 9. Colombia: Universidad Autónoma de Colombia, 2009. 8 p.
32. PAN, Feng; XIAO, Xia; XU, Yan; REN, Shiyan. *An optical AC voltage sensor base on the transverse Pockels effect*. China: Sensors, 2011. 10 p.
33. PURKAIT, P; BISWAS, B; DAS, S; KOLEY, C. *Electrical and electronics measurements and instrumentation*. India: McGraw-Hill Education, 2013. 651 p.
34. RAMIREZ, G. *ABB Retrofits & subestaciones digitales 2018. Introducción, beneficios, oferta, referencias en modernizaciones-- de C&P*, 2018. 82 p.

35. RIAN, Ingwill. *Application of optical current transformers in digital substations*. Noruega: Norwegian University of Science and Technology, 2018. 168 p.
36. RITZ. *Transformadores de medida en media tensión*. Hamburgo, Alemania: RITZ Instrument Transformers GmbH, 2014. 40 p.
37. RIVERA, Wilfrido. *Selección y especificación de transformadores de corriente y potencial en instalaciones eléctricas industriales*. México: Universidad Nacional Autónoma de México, 2014. 74 p.
38. RYCROFT, Mike. *Advantages of optical current and voltage sensors and transformers*. [en línea].
<<http://www.ee.co.za/article/advantages-optical-current-voltage-sensors-transformers.html>>. [Consulta: octubre de 2018].
39. SAMIMI, Mohammad; SHAYEGANI, Amir; MOHSENI, Hossein. *Optical current transducers and error sources in them: A review*. En: *IEEE Sensors Journal*. 2015. 9 p.
40. SANTOS, Josemir; ALMEIDA, José; SILVA, Luiz. *White light sensing systems for high voltage measuring using electro-optical modulators as sensor and recovery interferometers*, *Fiber Optic Sensors*. Dr Moh. Yasin ed. Brasil: University of Sao Paulo, Optsensys, 2012. 29 p.
41. SIEMENS. *Transformadores de protección y medida 4M. Catálogo HG24, 2009*. Alemania: Siemens AG, 2009. 86 p.

42. SIEMENS. *SIPROTEC 6MU805 Merging Unit for conventional instrument transformer. Products for digital substations*. Alemania: Siemens AG, 2016. 8 p.
43. SIMMON, E. U.S Department of Commerce Technology Administration National Institute of Standards and Technology Electricity Division Gaithersburg. *Optical current transducers for electrical power systems: Overview and literature survey*. Estados Unidos: U.S. Department of commerce, 2001. 132 p.
44. TERÁN, Edmundo. *Guía de conceptos, características y funciones de los sistemas de automatización de subestaciones*. Version 1. Ecuador: TRANSELECTRIC, 2017. 61 p.
45. TOSCANO, Marco. *Automatización de una subestación eléctrica utilizando el protocolo IEC 61850 y el ICCP para el envío de datos*. Perú: Universidad Ricardo Palma, 2010. 91 p.
46. TRENCH. SCHMID, Joachim; KUNDE, Kerstin. *Application of non-conventional voltage and currents sensors in high voltage transmission and distribution systems*. En: *2011 IEEE International Conference on Smart Measurements of Future Grids (SMFG) Proceedings*, 2011. 5 p.
47. TRENCH. *Optical current transformers for air insulated substations*. Trench Group. 8 p.
48. _____. *Resistive capacitive voltage transformers. For power quality applications*. Italia: Trench Group, 2016. 4 p.

49. XIAO, Xiao; HU, Haoliang; XU, Yan; LEI, Min; XIONG, Qianzhu. *Research on the error characteristics of a 110 kV optical voltage transformer under three conditions: In the laboratory, off-line in the field and during on-line operation.* En: *MPDI Sensors journal*. 2016. 9 p.
50. YAKYMYSHYN, P; BRUBAKER, M; JOHNSTON, P; REINBOLD, C. *Manufacturing challenges of optical current and voltage sensors for utility applications.* Estados Unidos: Los Alamos National Laboratory, 1997. 21 p.
51. ZUBIA, Joseba; CASADO, Luciano. *Design and development of a low-cost optical current sensor.* En: *MPDI Sensors journal*. 2013. 12 p.

ANEXOS

Anexo 1. Transformadores de instrumentación no convencionales marca ABB

Technical data

Non-conventional instrument transformers and merging units

Non-conventional instrument transformer		ELK-CP3	ELK-CP14
General			
Highest voltage for equipment (U_N)	kV	550	300
Rated lightning impulse withstand voltage (peak)	kV	1,550	1,050
Rated switching impulse withstand voltage (peak)	kV	1,250	850
Rated frequency (f)	Hz	50/60	50/60
Measurement bandwidth (-3dB)	Hz	1,000	1,000
Rated continuous thermal current (metering)	A	4,000	3150
Rated continuous thermal current (protection/control)	A	6,300	4,000
Rated short-time thermal current (I_{sc} , RMS)	kA	63	63
Rated dynamic current (I_{dyn} , peak)	kA	170	170
Ambient temperature range	°C	-40...+40	-30...+40
Weight	kg	250	100
Protection class of housing		IP65	IP65
Current measurement (IEC60044-8)			
Protection data link			
Rated primary current (I_{pr} (configurable))	A (with metering)	100...4,000	100...4,000
	A (without metering)	100...6,300	100...4,000
Accuracy class		5P TPE	5TPE
Rated extended primary current factor (K_{ex})		1.0	1.0
Rated symmetrical short-circuit current factor (K_{sc})		Configuration-dependent	Configuration-dependent
Rated primary time constant (t_{pr})	ms	60TPE/120TPZ	60TPE/120TPZ
Rated duty cycle		No limitation	No limitation
Metering data link			
Rated primary current (I_{pr} (configurable))	A	100...4,000	100...4,000
Accuracy class for metering		0.2 (0.2S for $I_{pr} > 400$ A)	0.2 (0.2S for $I_{pr} > 300$ A)
Rated phase offset (ϕ_{pr})		0°	0°
Rated wake-up time		none	none
Voltage measurement (IEC60044-7)			
Rated primary voltage U_{pr} (configurable)	kV/√3	330...550	170...300
Protection data link (PPL1) Accuracy class for protection		3P	3P
Metering data link (PPL2) Accuracy class for metering		0.2	0.2
Merging Unit			
CP-MU			
Number of inputs (PPL)		9	
Output interface		IEC 61850-9-2	
Sampling rate (for 50 and 60 Hz)	sample/cycle	80	
Number of independent measuring points (configurable)		1...3	
Rated delay time	ms	0...3	
Ethernet medium		100BaseFx	
Ambient temperature range	°C	-5...+55	
Protection class of housing		IP40	
Standards			
IEC60044-7, IEC60044-8, IEC61850-9-2			

1001-001-182-35N 1000-05-12 Printed in Switzerland
 © ABB Switzerland Ltd. May 2010. The right to modifications or deletions due to technical progress is reserved.

For more information please contact:

ABB Switzerland Ltd
Power Systems
 Bruggstrasse 72
 CH-5400 Baden, Switzerland
 Phone: +41 58 585 77 44
 Fax: +41 58 585 55 77
 E-Mail: substation.automation@ch.abb.com
www.abb.com/substationautomation

Power and productivity
for a better world™ **ABB**

Fuente: ABB Power Systems. *Non-conventional instrument transformers*.
<https://pdfs.semanticscholar.org/cb7f/e055d625c0eb698238f4b6c5588cd56c904b.pdf>.

Consulta: agosto de 2019.

Anexo 2. Transformadores de instrumentación no convencionales marca ARTECHE



TECHNICAL SPECIFICATIONS

SDO ICT SENSOR HEAD					
Nominal current	User specified for up to 2,500 A (Higher current ratings available under request)				
Rated short-time thermal and dynamic current	25 kA rms for 3 s, 62.5 kA peak 50 kA rms for 1 s, 125 kA peak 75 kA rms for 1 s, 187.5 kA peak				
Rated continuous thermal current	2,500 A rms				
Accuracy	0.2 s / P20				
Bandwidth	2.4 kHz at 80 samples/cycle 7.6 kHz at 256 samples/cycle				
Weight	15 kg				
IP protection	IP66				
Primary terminal	Aluminum				
Temperature	-40°C to +85°C				
Humidity	100% Storage 90% Operating				
Vibration	1G				
Optical connectors	2 x SC/APC				
Fiber type for connection with the SDO MU merging unit	Standard duplex single mode				

INSULATOR (CUSTOMER SPECIFIED)					
Maximum system voltage (Um)	kV	145	245	420	550
Rated power-frequency withstand voltage	kV rms	275	460	630	680
Rated lightning impulse withstand voltage	kV peak	650	1,050	1,425	1,550
Rated switching impulse withstand voltage	kV peak			1,050	1,175
Minimum creepage distances 31 mm/kV	mm	4,495	7,595	13,020	17,050
Minimum flashover distance	mm	1,200	2,200	3,250	3,800
Static withstand loads FR	N	2,000	2,500	4,000	4,000
MML	N	2,000	2,500	4,000	4,000
SML min	N	5,000	6,250	10,000	10,000



Anexo 3. Disposiciones técnicas. Invitación a cotizar: Suministro de transformadores de medida 230 y 138kV para el sistema central



INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN
Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica
Invitación a Cotizar No. ETCE/B05-2019-1024

"SUMINISTRO DE TRANSFORMADORES DE MEDIDA 230 Y 138 KV PARA EL SISTEMA CENTRAL"	CAPITULO II
	Página 35 de 53

Calidad ISO 9001 vigentes (copia simple), además ser marca de reconocido prestigio a nivel mundial.

3. Especificaciones técnicas

3.1. Renglón 1: Suministro de transformadores de voltaje de 230 KV

A continuación, se indican las características y requisitos mínimos que deben cumplir los transformadores de voltaje de 230 kV:

El fabricante deberá efectuar las correcciones a estas especificaciones técnicas que se vean afectadas por la altura y el nivel de contaminación (tal como BIL, tensión de aguante a frecuencia industrial, distancia de fuga, etc.) solicitados en estas Bases de Invitación a Cotizar.

TABLA DE CARACTERÍSTICAS GENERALES				
No.	Descripción	Requerimientos mínimos.	Ofertado	No. de folio
1	Cantidad a suministrar	3		
2	Marca	Se requiere		
3	Modelo del catálogo.	Se requiere		
4	País de fabricación	Se requiere.		
5	Tiempo de vida útil	20 años		
6	Aislamiento interno	Aceite y papel		
7	Aislamiento externo	Porcelana, de preferencia gris, pero no limitado		
8	Nivel de calificación sísmica.	AF5 IEC 61166 ó 0.5 g IEEE 693		
9	Temperatura de operación	-10 a 55 C°		
10	Altura de operación (m.s.n.m.)	1000		
11	Distancia de fuga (kV/mm)	25		
12	Frecuencia	60 Hz.		
13	Tensión nominal de operación.	230 KV.		
14	Tensión máxima de operación	245 KV.		

Continuación del anexo 3.



INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN
 Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica
 Invitación a Cotizar No. ETCE/B05-2019-1024

“SUMINISTRO DE TRANSFORMADORES DE MEDIDA 230 Y 138 KV PARA EL SISTEMA CENTRAL”	CAPITULO II
	Página 36 de 53

15	Tensión nominal de aguante al impulso por rayo (valor pico), valor común en kV. (BIL)	1050 kV		
16	Tipo	Capacitivo		
17	Salida de alta frecuencia	Se requiere		
18	Capacitancia	5000 pF		
19	Debe cumplir con los dispositivos de seguridad de acuerdo a	C93.1-1999.		
20	Cantidad de devanados secundarios	Tres (3)		
21	Relación de transformación de voltaje	$(230,000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$		
22	Tensión del devanado secundario "X"	$100/\sqrt{3}$		
23	Tensión del devanado secundario "Y"	$100/\sqrt{3}$		
24	Tensión del devanado secundario "Z"	$100/\sqrt{3}$		
25	Voltaje primario (V) fase a tierra.	$230,000/\sqrt{3}$		
26	Factor de sobretensión	$1.5 U_n/30 \text{ seg}$		
27	Clase de exactitud	0.3		
28	Carga	75 VA		
29	Capacidad térmica	225 VA		
30	Las salidas de los secundarios deberán contar con protección contra sobrecargas y fallas externas de tipo termomagnético, el cual deberá estar alojado en el cofre de conexiones y contar con un contacto auxiliar para alarma.	Se requiere		
31	Tensión de prueba de aislamiento aplicada a los devanados secundarios	2.5 kV		
32	Inmerso en aceite aislante de base nafténico y libre de PCB's, de lo contrario no será aceptado.	Se requiere		

Continuación del anexo 3.



INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN
 Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica
 Invitación a Cotizar No. ETCE/B05-2019-1024

"SUMINISTRO DE TRANSFORMADORES DE MEDIDA 230 Y 138 KV PARA EL SISTEMA CENTRAL"	CAPITULO II
	Página 37 de 53

33	La base metálica del transformador debe ser de acero galvanizado mediante proceso de inmersión en caliente.	Normas: ASTM A123 / A123M-09 Y ASTM A153 / A153M-09		
34	Debe tener un sistema de compensación de aceite confiable y libre de mantenimiento, compuesto de fuelles de acero inoxidable, no se aceptará membranas de caucho u otro material que permita filtraciones microscópicas.	Se requiere		
35	Todos los suministros deberán contar con visor de nivel de aceite y con toma para muestras de aceite.	Se requiere		
36	Debe ser fabricado de acuerdo a las normas IEEE o su equivalente en IEC, en todo caso las especificaciones deben ser superiores a las aquí especificadas	Normas de Fabricación IEEE C57.13-93 ANSI/NEMA C93.1-1999		
37	Se les debe de practicar las pruebas de rutina de acuerdo con la Norma IEEE C57.13-1993, incluyendo descargas parciales (IEEE C57.113-1991/IEC 60270-1981) según se fabriquen.	Se requiere		
38	Protocolo completo de pruebas de fábrica	Se requiere		
39	Los terminales de conexión deberán se normalizados NEMA 4 para conexión de conductor cobre-aluminio cable 477-1000 MCM. Deberán proporcionarse un (1) conector por cada transformador. Lo indicado es referencia, los conectores serán aprobados	Se requiere.		

Continuación del anexo 3.



INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN
 Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica
 Invitación a Cotizar No. ETCE/B05-2019-1024

“SUMINISTRO DE TRANSFORMADORES DE MEDIDA 230 Y 138 KV PARA EL SISTEMA CENTRAL”	CAPITULO II
	Página 38 de 53

	finalmente por el supervisor del Contrato por parte de ETCEE.			
40	Dos placas de características de datos las cuales deberán ser de acero inoxidable, grabadas en bajo relieve, en idioma español. En la placa de datos se debe indicar la norma de fabricación. La segunda placa debe contener el diagrama de la instalación eléctrica y deberá instalarse adentro de la caja de bornes secundarios.	Se requiere.		
41	Cuchilla para aterrizar el terminal del carrier (terminal del capacitor que se coloca al equipo de acoplamiento)	Se requiere.		
42	Terminal para aterrizar permanentemente el capacitor (terminal del carrier)	Se requiere.		
43	No debe poseer una cuchilla que permita eliminar las señales de voltaje para los transformadores de voltaje capacitivos	Se requiere.		
44	Se deberá incluir por cada Suministro, dos (2) correas o eslingas para manipulación, montaje y mantenimiento de estos.	Se requiere.		

3.2. Renglón 2: Transformadores de corriente 230 KV

A continuación, se indican las características y requisitos mínimos que debe cumplir el transformador de corriente de 230 kV:

El fabricante deberá efectuar las correcciones a estas especificaciones técnicas que se vean afectadas por la altura y el nivel de contaminación (tal como BIL, tensión de aguante a frecuencia industrial, distancia de fuga, etc.) solicitados en estas Bases de Invitación a Cotizar.

Continuación del anexo 3.



INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN
 Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica
 Invitación a Cotizar No. ETCE/B05-2019-1024

"SUMINISTRO DE TRANSFORMADORES DE MEDIDA 230 Y 138 KV PARA EL SISTEMA CENTRAL"	CAPITULO II
	Página 39 de 53

TABLA DE CARACTERÍSTICAS GENERALES				
No.	Descripción	Requerimientos mínimos	Ofertado	No. de folio
1	Cantidad a Suministrar	3		
2	Marca	Se requiere		
3	Modelo del catálogo	Se requiere		
4	País de fabricación	Se requiere.		
5	Tiempo de vida útil	20 años		
6	Clase de aislamiento	Papel-Aceite		
7	Aislamiento externo	Porcelana de preferencia gris pero no limitado		
8	Para uso	Externo.		
9	Nivel de calificación sísmica.	AF5 IEC 61166 ó 0.5 g IEEE 693		
10	Altitud de operación (msnm)	1000		
11	Distancia de fuga (kV/mm)	25		
12	Temperatura de operación	-10°C a 55°C		
13	Frecuencia	60 Hz.		
14	Tensión nominal de operación	230 kV.		
15	Tensión máxima	245 kV		
16	Tensión nominal de aguante al impulso por rayo (valor pico), valor común en kV. (BIL)	1050 kV		
17	Corriente nominal de servicio.	1200 amperios.		
18	Corriente a soportar de corta duración (Ith)	40 kA.		
19	Corriente dinámica de cresta (Idyn)	100 kA		
20	Inmerso en aceite aislante de base nafténico y libre de PCB's, de lo contrario no será aceptado.	Se requiere		
21	La base metálica del transformador debe ser de acero galvanizado mediante proceso de inmersión en caliente.	Normas: ASTM A123 / A123M-09 y ASTM A153 / A153M-09		

Continuación del anexo 3.



INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN
 Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica
 Invitación a Cotizar No. ETCE/B05-2019-1024

“SUMINISTRO DE TRANSFORMADORES DE MEDIDA 230 Y 138 KV PARA EL SISTEMA CENTRAL”	CAPITULO II
	Página 40 de 53

22	Debe tener un sistema de compensación de aceite confiable y libre de mantenimiento, compuesto de fuelles de acero inoxidable, no se aceptará membranas de caucho u otro material que permita filtraciones microscópicas.	Se requiere		
Especificaciones particulares de los devanados de corriente				
23	Corriente nominal primaria	600/1200A		
24	Corriente nominal secundaria	5A		
25	Relación de transformación	600/1200:5:5:5:5		
26	Factor de sobrecarga	1.2		
27	Cantidad de devanados secundarios	Cuatro (4) en total: tres (3) de protección y uno (1) de medición		
28	Deberá estar previsto con tres (3) devanados secundarios para protección	Clase C200		
29	Deberá estar previsto con un (1) devanado secundario para medición	Clase 0.3		
30	Burden del devanado secundario para medición	45 VA		
31	Reconexión primaria (cambio de relación en el primario)	Se requiere		
32	Todos los suministros deberán contar con visor de nivel de aceite	Se requiere		
33	Debe ser fabricado de acuerdo a las normas IEEE o su equivalente en IEC, en todo caso las especificaciones deben ser superiores a las aquí especificadas	Normas de fabricación IEE C57.13-93		
34	Se les debe de practicar las pruebas de rutina de acuerdo con la Norma IEEE C57.13-1993, incluyendo descargas parciales (IEEE C57.113-1991/IEC 60270-1981) según se fabriquen.	Se requiere		

Continuación del anexo 3.



INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN
Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica
Invitación a Cotizar No. ETCE/B05-2019-1024

"SUMINISTRO DE TRANSFORMADORES DE MEDIDA 230 Y 138 KV PARA EL SISTEMA CENTRAL"	CAPITULO II
	Página 41 de 53

35	Protocolo completo de pruebas de fábrica	Se requiere		
36	Los terminales de conexión deberán se normalizados NEMA 4 para conexión de conductor cobre-aluminio cable 477-1000 MCM. Deberán proporcionarse dos (2) conectores por cada transformador. Lo indicado es referencia, los conectores serán aprobados finalmente por el supervisor del Contrato por parte de ETCEE.	Se requiere.		
37	Dos placas de características de datos, las cuales deberán ser de acero inoxidable, grabadas en bajo relieve, en idioma español. En la placa de datos se debe indicar la norma de fabricación. La segunda placa debe contener el diagrama de la instalación eléctrica y deberá instalarse adentro de la caja de bornes secundarios.	Se requiere.		
38	Se deberá incluir por cada suministro, dos (2) correas o eslingas para manipulación, montaje y mantenimiento de estos.	Se requiere.		

3.3. Renglón 3: Transformadores de voltaje de 138 KV

A continuación, se indican las características y requisitos mínimos que deben cumplir los transformadores de voltaje de 138 kV:

El fabricante deberá efectuar las correcciones a estas especificaciones técnicas que se vean afectadas por la altura y el nivel de contaminación (tal como BIL, tensión de aguante a frecuencia industrial, distancia de fuga, etc.) solicitados en estas Bases de Invitación a Cotizar.

Fuente: Instituto Nacional de Electrificación. *Suministro de transformadores de medida 230 y 138kV para el sistema central.*

<http://www.guatecompras.gt/concursos/files/1778/8888353%40SUMINISTRO%20DE%20TRANSFORMADORES%20DE%20MEDIDA%20230%20138%20KV%20PARA%20EL%20SISTEMA%20CENTRAL.pdf>. Consulta: agosto de 2019.

Anexo 4. Acta de adjudicación: Suministro de transformadores de medida 230 y 138kV para el sistema central



FORMA: 74103.03-A

LA INFRASCRITA SECRETARIA DE LA JUNTA DE INVITACIÓN A COTIZAR PERMANENTE DEL INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN -INDE- CERTIFICA: HABER TENIDO A LA VISTA EL LIBRO DE ACTAS JUNTA DE INVITACIÓN A COTIZAR PERMANENTE, DE LA EMPRESA DE TRANSPORTE Y CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, NÚMERO L DOS CUARENTA Y DOS MIL DOSCIENTOS NOVENTA Y SEIS (L2 42296), AUTORIZADO POR LA CONTRALORÍA GENERAL DE CUENTAS, EL QUINCE (15) DE OCTUBRE DE DOS MIL DIECIOCHO (2018), EN EL QUE A FOLIOS CERO CERO UN MIL DIECINUEVE (001019) AL CERO CERO UN MIL VEINTIUNO (001021), APARECE EL ACTA QUE COPIADA LITERALMENTE DICE-----

“ACTA NÚMERO DOSCIENTOS DIECINUEVE GUION DOS MIL DIECIOCHO (219-2018). En la ciudad de Guatemala, siendo las catorce horas en punto del día diecinueve de noviembre de dos mil dieciocho, nos encontramos reunidos en la sala de sesiones de la Junta de Invitación a Cotizar Permanente, del Instituto Nacional de Electrificación -INDE-, en adelante INDE, ubicado en la séptima avenida dos guion veintinueve de la zona nueve (7ª. Ave. 2-29, zona 9), nivel planta baja (PB) del Edificio La Torre; los miembros de la Junta de Invitación a Cotizar Permanente, denominada en la presente como la Junta, integrada por: Licenciada Aura Leticia Najarro Flores, Coordinadora de la Junta; Licenciada Silvia Karina Rivera Ortíz y Licenciado Raúl Estuardo Vásquez Monzón, miembros de la Junta; de conformidad con lo dispuesto en el Reglamento de Compras, Contrataciones y Enajenaciones del Instituto Nacional de Electrificación -INDE-, en adelante El Reglamento y en la resolución emitida por el Consejo Directivo del INDE número CDR guion doscientos setenta y cuatro guion dos mil doce (CDR-274-2012), en Punto Séptimo, del acta número sesenta y cuatro guion dos mil doce (64-2012), que aprobó la creación de la Unidad de Juntas Permanentes de Calificación y de Cotización; para dejar constancia de lo siguiente:

PRIMERO: DE LA APERTURA DE LAS OFERTAS: Mediante acta número doscientos diez guion dos mil dieciocho (210-2018), de fecha siete de noviembre de dos mil dieciocho, asentada en el libro de actas de la Junta de Invitación a Cotizar Permanente, número L dos cuarenta y dos mil doscientos noventa y seis (L2 42296), autorizado por la Contraloría General de Cuentas, el quince de octubre de dos mil dieciocho, en el que a folios cero cero un mil cuatro (001004) y cero cero un mil cinco (001005), se dejó constancia de la apertura de los sobres que contienen las ofertas de la Invitación a Cotizar número **ETCE diagonal B cero cinco guion dos mil diecinueve guion un mil veinticuatro (ETCE/B05-2019-1024) “SUMINISTRO DE TRANSFORMADORES DE MEDIDA 230 Y 138 KV PARA EL SISTEMA CENTRAL”**, siendo las que se detallan en el siguiente cuadro:-----

No.	Nombre Oferente	NIT	Precio	Aseguradora	Monto del Seguro
1	SISTEMAS ELECTRICOS Y ELECTRONICOS DE POTENCIA CONTROL Y COMUNICACIONES, SOCIEDAD ANONIMA	16900723	Renglón 1 Q.235,200.00 Renglón 2 Q.204,900.00 Renglón 3	AFIANZADORA G&T, SOCIEDAD ANÓNIMA	Q.14,000.00

7a. Avenida 2-29, Zona 9, Edificio La Torre, Guatemala, C. A.
PBX: (502)2422-1800 • www.inde.gob.gt

EGEE ETCE EGOE

Continuación del anexo 4.



FORMA: 74103.03-A

			Q.174,900.00 Precio Total: Q.615,000.00		
2	DISTRIBUIDORA DE MATERIALES, PRODUCTOS Y SUMINISTROS, SOCIEDAD ANONIMA	683549K	Renglón 1 Q.195,990.00 Renglón 2 Q.260,385.00 Renglón 3 Q.156,120.00 Precio Total: Q.612,495.00	AFIANZADORA SOLIDARIA, SOCIEDAD ANÓNIMA	Q.14,000.00
3	CELASA INGENIERIA Y EQUIPOS, SOCIEDAD ANONIMA	1539167	Renglón 1 Q.274,200.00 Renglón 2 Q.223,800.00 Renglón 3 Q.246,300.00 Precio Total: Q.744,300.00	CORPORACIÓN DE FIANZAS CONFIANZA, SOCIEDAD ANÓNIMA	Q.15,400.00
4	SIEMENS, SOCIEDAD ANONIMA	910570	Renglón 1 Q.236,130.00 Renglón 2 Q.246,975.00 Renglón 3 Q.187,980.00 Precio Total: Q.671,085.00	ASEGURADORA FIDELIS, SOCIEDAD ANÓNIMA	Q.18,000.00
5	PROYECTOS Y ELECTRICIDAD, SOCIEDAD ANONIMA	29596416	Renglón 1 Q.235,992.00 Renglón 2 Q.249,336.00 Renglón 3 Q.208,503.00 Precio Total: Q.693,831.00	AFIANZADORA G&T, SOCIEDAD ANÓNIMA	Q.16,000.00

SEGUNDO: DE LA EVALUACIÓN DE LAS OFERTAS: a) **Disponibilidad Presupuestaria:** Por medio de la providencia número P guion cincuenta y cinco mil dos guion cuatrocientos cuarenta y dos guion dos mil dieciocho guion DF (P-55002-442-2018-DF), de fecha ocho de noviembre de dos mil dieciocho, firmada por el señor Aldo Renatto Cosenza Zavala, Analista Financiero y Licenciado Augusto Alexander Ovalle López, Jefe División Administrativa Financiera, de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE; se proporcionó la información relacionada a la disponibilidad presupuestaria para la presente Invitación a Cotizar. b) **Solicitud de Ampliación de Información:** La Junta procedió a la evaluación de las ofertas presentadas, requiriendo el complemento de los documentos formales a: 1) DISTRIBUIDORA DE MATERIALES, PRODUCTOS Y SUMINISTROS, SOCIEDAD ANONIMA, enviándole para el efecto el oficio número O guion JICP guion ETCEE guion cuatrocientos cincuenta y seis guion dos mil dieciocho (O-JICP-ETCEE-456-2018), de fecha nueve de noviembre de dos mil dieciocho. 2) CELASA INGENIERIA Y

Pa. Avenida 2-29, Zona 9, Edificio La Torre, Guatemala, C. A.
PBX: (502)2422-1800 - www.inde.gob.gt

EGEE ETCEE EC3E

Fuente: Instituto Nacional de Electrificación. *Acta de adjudicación ETCE B05 2019 1024.*

<http://www.guatemcompras.gt/concursos/files/1778/8888353%40CERTI%20Acta%20de%20Adjudicacion%20ETCE%20B05%202019%201024.pdf>. Consulta: agosto de 2019.

Anexo 5. **Seguro de caución de conservación de calidad: Suministro de transformadores de medida 230 y 138kV para el sistema central**



INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN
Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica
Invitación a Cotizar No. ETCE/B05-2019-1024

"SUMINISTRO DE TRANSFORMADORES DE MEDIDA 230 Y 138 KV PARA EL SISTEMA CENTRAL"	CAPITULO I
	Página 20 de 53

En la Póliza del Seguro de Caución de Cumplimiento se debe indicar, que en caso de incumplimiento por parte del CONTRATISTA, el mismo se hará efectivo por la aseguradora con el simple requerimiento del INDE, sin necesidad de trámite administrativo o actuación judicial.

10.3 Seguro de Caución de Conservación de Calidad y Funcionamiento

Dentro de los diez (10) días hábiles posteriores a que se le entregue al CONTRATISTA la certificación del Acta de Recepción Final, este responderá por la calidad y funcionamiento del **"SUMINISTRO DE TRANSFORMADORES DE MEDIDA 230 Y 138 KV PARA EL SISTEMA CENTRAL"**, mediante un Seguro de Caución por el quince por ciento (15%) del valor total de la ORDEN DE COMPRA Y PAGO MATRIZ y cubrirá el valor de las reparaciones de las fallas y/o desperfectos que le sean imputables y que apareciere en el tiempo de responsabilidad. Si el CONTRATISTA no presenta este Seguro de Caución dentro del plazo establecido, el INDE ejecutará el Seguro de Caución de Cumplimiento.

Este seguro de caución sustituirá el Seguro de Caución de Cumplimiento y debe de estar vigente durante dieciocho (18) meses contados a partir de la fecha del acta de recepción final del Suministro.

El vencimiento del tiempo de responsabilidad previsto en el párrafo anterior, no exime al contratista de la responsabilidad por destrucción o deterioro de los bienes debido a dolo o culpa de su parte por el plazo de cinco (5) años, contados a partir de la fecha de recepción definitiva del Suministro.

En la Póliza del Seguro de Conservación de Calidad y Funcionamiento se debe indicar, que en caso de incumplimiento por parte del CONTRATISTA, el mismo se hará efectivo por la aseguradora con el simple requerimiento del INDE, sin necesidad de trámite administrativo o actuación judicial.

11.Recepción, Apertura, Evaluación y Adjudicación de Ofertas

11.1 Recepción de Ofertas

La recepción de ofertas se llevará a cabo en las oficinas de la JUNTA, ubicadas en la Planta Baja (PB) del Edificio Central del INDE, 7ª avenida 2-29, zona 9, Edificio La Torre,

Fuente: Instituto Nacional de Electrificación. *Suministro de transformadores de medida 230 y 138kV para el sistema central.*

<http://www.guatemcompras.gt/concursos/files/1778/8888353%40SUMINISTRO%20DE%20TRANSFORMADORES%20DE%20MEDIDA%20230%20138%20KV%20PARA%20EL%20SISTEMA%20CENTRAL.pdf>. Consulta: febrero de 2020.

Anexo 6. Solicitud de información a la Unidad de Información Pública Instituto Nacional de Electrificación – INDE-

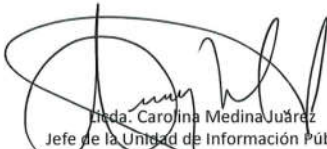


FORMA: 74103.03-A

RESOLUCIÓN UIP-114-2019

UNIDAD DE INFORMACIÓN PÚBLICA INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN –INDE- EN EJERCICIO DE LAS FUNCIONES QUE LE CONFIERE EL DECRETO No. 57-2008 “LEY DE ACCESO A LA INFORMACIÓN PÚBLICA”, DEL CONGRESO DE LA REPÚBLICA DE GUATEMALA. En la ciudad de Guatemala el veintitrés de septiembre del dos mil diecinueve.

Se tiene por recibida la solicitud enviada vía electrónica el 10 de septiembre del presente año, por el señor David Andrés Pinto Cabrera, mediante la cual solicita: “Solicitarles la siguiente información: Oferta de Siemens SA del concurso público: “Suministro de transformadores de medida 230 y 138kV para el sistema central”. Invitación a cotizar No. ETCE/B05-2019-1024. NOG 8888353.” **CONSIDERANDO:** Mediante oficio número UIP-0-302-434-2019 de fecha 11 de septiembre del presente año fue solicitada la información a la Gerencia de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica quienes mediante providencia número P-55003-262-2019-SC de fecha 12 de septiembre del presente año, remiten a esta Unidad la información requerida. **CONSIDERANDO:** De conformidad con el Artículo 15 de la Ley de Acceso a la Información Pública establece: “Uso y difusión de la información. Los interesados tendrán responsabilidad, penal y civil por el uso, manejo o difusión de la información pública a la que tengan acceso, de conformidad con esta ley y demás leyes aplicables”. Artículo 18 del mismo cuerpo legal establece: Gratuidad. El acceso a la información pública será gratuito, para efectos de análisis y consulta en las oficinas del sujeto obligado. La consulta de la información pública se registrará por el principio de sencillez y gratuidad. Sólo se cobrarán los gastos de reproducción de la información. La reproducción de la información habilitará al Estado a realizar el cobro por un monto que en ningún caso será superior a los costos del mercado y que no podrán exceder de los costos necesarios para la reproducción de la información. Y el Artículo 42 del mismo cuerpo legal establece: **Tiempo de Respuesta:** Presentada y admitida la solicitud, la Unidad de Información Pública donde se presentó, debe emitir resolución dentro de los diez días siguientes y el Artículo 45 del mismo cuerpo legal establece: A toda solicitud de información Pública deberá recaer una por escrito. (...) La información se proporcionará en el estado en que se encuentre en posesión de los sujetos obligados. La obligación no comprenderá el procesamiento de la misma, ni el presentarla conforme al interés del solicitante. **CITA DE LEYES:** 15, 16, 18, 20, 38, 41, 42 numeral 1 y Artículo 45 de la Ley de Acceso a la Información Pública. **POR TANTO:** Con base en lo considerado y leyes citadas, esta Unidad **RESUELVE:** I.) Entregar al señor David Andrés Pinto Cabrera la Oferta de Siemens presentada al Evento Invitación a Cotizar ETCE/B05-2019-1024 “Suministro de Transformadores de medida 230 y 138 kV para el Sistema Central; II.) NOTIFIQUESE.


Carolina Medina Juárez
Jefe de la Unidad de Información Pública



7a. Avenida 2-29, Zona 9. Edificio La Torre. Guatemala, C. A.
PBX: (502)2422-1800 • www.inde.gob.gt

EGEE ETCE ECE

Fuente: Unidad de Información Pública Instituto Nacional de Electrificación -INDE-

