

CARACTERIZACIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS



**UNIVERSIDAD DISTRITAL FRANCISCO JOSÉ DE
CALDAS**

*GRUPO DE INVESTIGACIÓN ORCA
SEMILLERO DE INVESTIGACIÓN BARIÓN*

2020

Tabla de contenido

1. Introducción	7
2. Metodología	8
3. Subestación eléctrica	10
3.1. Definición	10
3.2. Objeto de una Subestación en un sistema de potencia	10
3.3. Características de operación	11
3.4. Parámetros básicos de diseño	12
3.4.1. Tensión más elevada para el material	12
3.4.2. Nivel de aislamiento	12
3.4.3. Intensidad de cortocircuito	12
3.4.4. Intensidad en régimen permanente	12
4. Clasificación	13
4.1. Clasificación según su función dentro del sistema	13
4.1.1. Elevadora	13
4.1.2. Reductora	13
4.1.3. De maniobra	14
4.2. Clasificación según su nivel de tensión	14
4.3. Clasificación por tipo de Tecnología	15
4.3.1. AIS	15
4.3.2. GIS	15
4.3.3. Prefabricadas	17
4.3.4. Híbridas	18
4.4. Configuración	19
4.4.1. Tendencia europea	20
4.4.2. Tendencia americana	23
5. Subestaciones exteriores	24
5.1. Distancias de seguridad	25
5.2. Requisitos específicos	27
5.3. Bloques de la Subestación	27
5.3.1. Bahía de entrada de Línea	27
5.3.2. Bahía acopladora	28

5.3.3.	Bahía de Transformación	28
5.3.4.	Bahía de salida de Línea.....	29
5.4.	Elementos principales de la Subestación	29
5.4.1.	Equipos de patio.....	30
5.4.2.	Equipos de tablero	68
5.4.3.	Servicios auxiliares	68
5.4.4.	Instalaciones complementarias.....	68
5.5.	Sistema de Control y Protección de la Subestación	70
5.5.1.	Requerimientos generales de un sistema de Control	70
5.5.2.	Funcionamiento del sistema de Protección	72
5.5.3.	Funcionamiento de las Protecciones.....	73
5.5.4.	Equipos de protección	74
5.5.5.	Principales funciones de protección	75
6.	Sistema de Automatización de la Subestación (SAS)	76
6.1.	Funciones del sistema de automatización de la Subestación	76
6.1.1.	Básicas.....	77
6.1.2.	Extendidas	77
6.1.3.	Niveles de función	78
7.	Mantenimiento de Subestaciones	80
7.1.	Mantenimiento preventivo	81
7.1.1.	En Transformadores de potencia.....	81
7.1.2.	En Interruptores de potencia	81
7.1.3.	En Seccionadores	81
7.1.4.	En Transformadores de tensión PT´s.....	81
7.1.5.	En Transformadores de corriente CT´s.....	81
7.1.6.	En Descargadores de sobretensión DPS	82
7.2.	Mantenimiento predictivo	82
7.3.	Mantenimiento correctivo	82
8.	Identificación de Subestaciones automatizadas de la Empresa de Energía de Boyacá EBSA	82
9.	Automatización de Subestaciones Eléctricas con la Norma IEC 61850	85
9.1.	Aspectos principales.....	86
9.2.	Campo de aplicación	86

9.3.	Adaptabilidad.....	88
9.4.	Compatibilidad.....	89
9.5.	Beneficios	89
9.5.1.	Para la Supervisión, Control y Medición	89
9.5.2.	Para la protección	89
9.5.3.	Para el Equipo Primario.....	89
9.6.	Retos para los profesionales	90
9.7.	Retos para las organizaciones	90
10.	Las Subestaciones digitales como parte de las redes inteligentes	91
10.1.	Arquitectura de las Subestaciones digitales	91
10.2.	Ventajas para el operador	92
11.	Conclusiones.....	94
12.	Recomendaciones.....	95
13.	Bibliografía.....	96

Listado de Tablas

Tabla 1	Distancias de seguridad para la Figura 17. Fuente: RETIE [6].	25
Tabla 2	Tipos de transformador con su respectivo enfriamiento. Fuente: CHEC [5].....	37
Tabla 3	Tensión nominal primaria de PT´s según el tipo de conexión. Fuente: CHEC [5].	51
Tabla 4	Corriente nominal primaria, transformadores de corriente CT´s. Fuente: CHEC [5].	55
Tabla 5	Corriente nominal secundaria, transformadores de corriente CT´s. Fuente: CHEC [5].	55
Tabla 6	Clasificación de los DPS según norma IEEE Std C62.11. Fuente: CHEC [5].	61
Tabla 7	Listado de Subestaciones EBSA Zona Centro. Fuente: Propia.	83
Tabla 8	Listado de Subestaciones EBSA Zona Tundama. Fuente: Propia.....	83
Tabla 9	Listado de Subestaciones EBSA Zona Sugamuxi. Fuente: Propia.	84
Tabla 10	Listado de Subestaciones EBSA Zona Occidente. Fuente: Propia.	84
Tabla 11	Listado de Subestaciones EBSA Zona Norte. Fuente: Propia.	84
Tabla 12	Listado de Subestaciones EBSA Zona Oriente. Fuente: Propia.	84
Tabla 13	Listado de Subestaciones EBSA Zona Ricaurte. Fuente: Propia.....	85
Tabla 14	Listado de Subestaciones EBSA Zona Puerto Boyacá. Fuente: Propia.....	85
Tabla 15	Comparación del tiempo de vida del sistema de control de las Subestaciones de la EBSA para el año 2017 y el año 2019. Fuente: Propia.....	85

Listado de Figuras

Figura 1	Sistema eléctrico con centros de producción y de consumo de energía eléctrica. Fuente: Rincón Eléctrico [1].	11
----------	--	----

Figura 2 Subestación Eléctrica elevadora. Fuente: Instituto tecnológico de Los Mochis [2].	13
Figura 3 Subestación Eléctrica reductora. Fuente: Instituto tecnológico de Los Mochis [2].	14
Figura 4 Subestación Eléctrica de maniobra. Fuente: Instituto tecnológico de Los Mochis [2].	14
Figura 5 Subestación Eléctrica AIS. Fuente: Universidad Pontificia Comillas [3].	15
Figura 6 Subestación Eléctrica GIS. Fuente: Universidad Pontificia Comillas [3].	16
Figura 7 Vista de sección de una celda con doble barra y salida por cable. Fuente: AREVA [4].	17
Figura 8 Subestación Prefabricada Modular. Fuente: Universidad Pontificia Comillas [3].	18
Figura 9 Subestación Híbrida. Fuente: Universidad Pontificia Comillas [3].	19
Figura 10 Configuración barra sencilla normal, tendencia europea. Fuente: CHEC [5].	20
Figura 11 Configuración barra sencilla con seccionamiento, tendencia europea. Fuente: CHEC [5].	20
Figura 12 Configuración barra sencilla, tendencia europea, disposición "H". Fuente: CHEC [5].	21
Figura 13 Configuración de doble barra, tendencia europea. Fuente: CHEC [5].	22
Figura 14 Configuración barra de transferencia, tendencia europea. Fuente: CHEC [5].	22
Figura 15 Configuración anillo, tendencia americana. Fuente: CHEC [5].	23
Figura 16 Configuración interruptor y medio, tendencia americana. Fuente: CHEC [5].	24
Figura 17 Distancias de seguridad para prevenir contactos directos en subestaciones exteriores. Fuente: RETIE [6].	25
Figura 18 Zona de seguridad para circulación de personal. Fuente: RETIE [6].	26
Figura 19 Zonas de seguridad. Fuente: RETIE [6].	26
Figura 20 Vano de línea T1. Fuente: ENEL [7].	28
Figura 21 Vano o bahía acopladora T1. Fuente: ENEL [7].	28
Figura 22 Vano o bahía transformación T1. Fuente: ENEL [7].	29
Figura 23 Vano o bahía de línea Interfaz T2. Fuente: ENEL [7].	29
Figura 24 Transformador de potencia. Fuente: CHEC [5].	30
Figura 25 Vista interna de un núcleo tipo acorazado de un transformador eléctrico. Fuente: CHEC [5].	31
Figura 26 Vista de un transformador tridevanado. Fuente: CHEC [5].	32
Figura 27 Tanque conservador de un transformador de potencia. Fuente: CHEC [5].	33
Figura 28 Tipos de bujes pasatapas para transformadores de potencia. Fuente: CHEC [5].	34
Figura 29 Tablero general de un tablero de potencia. Fuente: CHEC [5].	34
Figura 30 Relé Buchholz de un transformador de potencia. Fuente: CHEC [5].	35
Figura 31 Indicadores de temperatura de un transformador de potencia. Fuente: CHEC [5].	36
Figura 32 Radiadores de un transformador de potencia. Fuente: CHEC [5].	36
Figura 33 Interruptores de potencia. Fuente: CHEC [5].	38
Figura 34 Interruptor de tanque vivo. Fuente: CHEC [5].	39
Figura 35 Interruptor en vacío tipo interior. Fuente: CHEC [5].	39
Figura 36 Interruptor de potencia tipo exterior. Fuente: CHEC [5].	40
Figura 37 Interruptor al vacío. Fuente: CHEC [5].	41
Figura 38 Accionamiento de un interruptor tripolar por resorte lineal. Fuente: CHEC [5].	41

Figura 39 Principio de extinción de arco eléctrico en un interruptor. Fuente: CHEC [5].	42
Figura 40 Seccionadores de línea. Fuente: CHEC [5].	44
Figura 41 Seccionadores de barra y de línea. Fuente: CHEC [5].	45
Figura 42 Seccionadores de línea con función de puesta a tierra. Fuente: CHEC [5].	45
Figura 43 Seccionador de doble apertura central. Fuente: CHEC [5].	46
Figura 44 Seccionadores de apertura central. Fuente: CHEC [5].	47
Figura 45 Seccionadores de cuchilla. Fuente: CHEC [5].	47
Figura 46 Seccionadores de apertura vertical. Fuente: CHEC [5].	48
Figura 47 Accionamiento manual de un seccionador. Fuente: CHEC [5].	48
Figura 48 Accionamiento motorizado de seccionadores. Fuente: CHEC [5].	49
Figura 49 Transformadores de potencial PT's. Fuente: CHEC [5].	50
Figura 50 Transformadores de potencial PT's inductivos. Fuente: CHEC [5].	52
Figura 51 Transformadores de potencial PT's capacitivos. Fuente: CHEC [5].	53
Figura 52 Transformadores de corriente. Fuente: CHEC [5].	54
Figura 53 Borneras de un CT y sus posibles conexiones. Fuente: CHEC [5].	55
Figura 54 Transformador de corriente tipo devanado primario. Fuente: CHEC [5].	56
Figura 55 Transformador de corriente de varios núcleos. Fuente: CHEC [5].	57
Figura 56 CT's de relación múltiple. Fuente: CHEC [5].	57
Figura 57 Descargadores de sobretensión. Fuente: CHEC [5].	59
Figura 58 Descargadores de sobretensión de óxido de Zinc. Fuente: CHEC [5].	61
Figura 59 Descargadores de sobretensión de carburo de silicio. Fuente: CHEC [5].	62
Figura 60 Esquema típico interno de descargadores de óxido metálico con recubrimiento en porcelana. Fuente: CHEC [5].	63
Figura 61 Esquema típico de descargadores de sobretensión de carburo de silicio con recubrimiento en porcelana. Fuente: ABB [8].	64
Figura 62 Contador de descargas análogo. Fuente: CHEC [5].	65
Figura 63 Trampa de onda en una subestación de patio a la intemperie. Fuente: Sector electricidad [9].	66
Figura 64 Principales componentes de la trampa de onda. Fuente: Sector electricidad [9].	67
Figura 65 Zonas de protección de un sistema eléctrico. Fuente: Universidad Carlos III [10].	72
Figura 66 Diagrama de bloque general de un relé de protección. Fuente: Universidad Carlos III [10].	74
Figura 67 Niveles de un Sistema de Automatización de Subestaciones. Fuente: Comisión Federal de Electricidad [11].	79
Figura 68 Implementación de la Norma IEC 61850 en la automatización de una Subestación. Fuente: Caroni River Group [12].	86
Figura 69 Sistema de automatización según IEC 61850. Fuente: Universidad Autónoma de Colombia [13].	87
Figura 70 Áreas de aplicación de la norma IEC 61850. Fuente: Comisión Federal de Electricidad [11].	88
Figura 71 Bus de Proceso-Automatización de una Subestación inteligente. Fuente: IEC [14].	92

1. Introducción

Una Subestación Eléctrica es la exteriorización física de un nodo de un sistema eléctrico de potencia, en el cual la energía se transforma a niveles adecuados de tensión para su transporte, distribución o consumo, con determinados requisitos de calidad. Está conformada por un conjunto de equipos utilizados para controlar el flujo de energía y garantizar la seguridad del sistema por medio de los dispositivos automáticos de protección.

Una Subestación puede estar asociada con una central generadora, controlando directamente el flujo de potencia al sistema, con transformadores de potencia convirtiendo la tensión de suministro a niveles más altos o más bajos, o puede conectar diferentes rutas de flujo al mismo nivel de tensión. Algunas veces una Subestación desempeña dos o más de estas funciones, lo cual la convierte en uno de los elementos más importantes en un sistema eléctrico de potencia.

En los últimos años, el reto de las empresas del sector eléctrico en todo el mundo ha sido poder incorporar los desarrollos tecnológicos a sus instalaciones para mejorar el servicio de suministro de energía a sus clientes, procurando siempre las mejores condiciones de calidad y precio.

Actualmente, la mayor parte de las Subestaciones en Colombia son supervisadas y controladas mediante un sistema de automatización. Teniendo en cuenta que estos sistemas están enfocados a optimizar el manejo y operación de una Subestación con escasa intervención de personal operativo, es necesario que evolucionen de forma simultánea con el avance tecnológico, de tal forma que permita reducir el uso de componentes o equipos distintos, esto puede lograrse mediante la implementación de redes de alta velocidad para la transmisión de datos y el uso de Dispositivos electrónicos inteligentes micro procesados, que permiten interconectar las Subestaciones Eléctricas de las empresas a los centros de control y operación, creando nuevas posibilidades de incrementar la eficiencia en el proceso operativo.

Por consecuencia, el acceso remoto a los dispositivos para obtener la ubicación de una falla en líneas de alta tensión, o en las propias Subestaciones, así como la oportunidad de adquirir registros para analizar fallas de gran impacto, son algunas de las nuevas facilidades que pueden ser hoy alcanzadas.

El uso de programas de cómputo para analizar información adquirida directamente desde los equipos de protección, el envío automático de mensajes con notificaciones de eventos importantes, y contar con bases de datos para el registro de eventos, ha permitido el desarrollo de sistemas automatizados que sustituyen la ejecución de tareas tediosas, propensas al error humano o que requieren una gran cantidad de horas/hombre para su consecución.

Actualmente se están implementando sistemas de redes inteligentes a nivel de las subestaciones, ya no quedan relegadas únicamente al cuarto de control. Una subestación digital ofrece una infraestructura flexible de comunicaciones, que reduce las limitaciones de los sistemas de cableado punto a punto y permite compartir bidireccionalmente la información y el estado de los dispositivos en tiempo real, mejorando la capacidad de respuesta y la flexibilidad del sistema en su conjunto. Esta visibilidad y este control que proporcionan las subestaciones digitales ayudan a las compañías eléctricas a ganar en

capacidad de respuesta y en flexibilidad, permitiéndoles atender mejor a las demandas de los operadores de las redes del presente.

2. Metodología

El presente documento describe los aspectos más relevantes de una Subestación eléctrica, inicialmente se realiza una clasificación de acuerdo a la función que desempeñan dentro del sistema eléctrico, el nivel de tensión que manejan y el tipo de tecnología que utilizan, se mencionan los tipos de configuración utilizados en la actualidad y se establecen unos parámetros básicos de diseño, posteriormente se realiza una descripción detallada de las Subestaciones de tipo exterior aisladas en aire o también llamadas convencionales, ya que conforman el mayor porcentaje de Subestaciones en funcionamiento a nivel nacional.

Se realiza entonces una descripción del estado actual de las Subestaciones Eléctricas en Colombia, se describen los avances tecnológicos que se han estado implementando en los últimos años en lo que respecta al proceso de automatización y se realiza un análisis de los parámetros a tener en cuenta para poder acoplar las nuevas tecnologías e integrar dichas Subestaciones a un sistema de redes inteligentes.

El documento se estructuró a partir de la recolección de información desde distintas fuentes como instructivos de empresas que se desempeñan en el sector energético, documentos expedidos por la CREG y la UPME, artículos IEEE, tesis de grado y páginas web, se realizó un análisis detallado de la información para sintetizarla y organizarla de tal forma que sea fácil para el lector identificar los aspectos más relevantes contribuyendo así a un mejor entendimiento del tema.

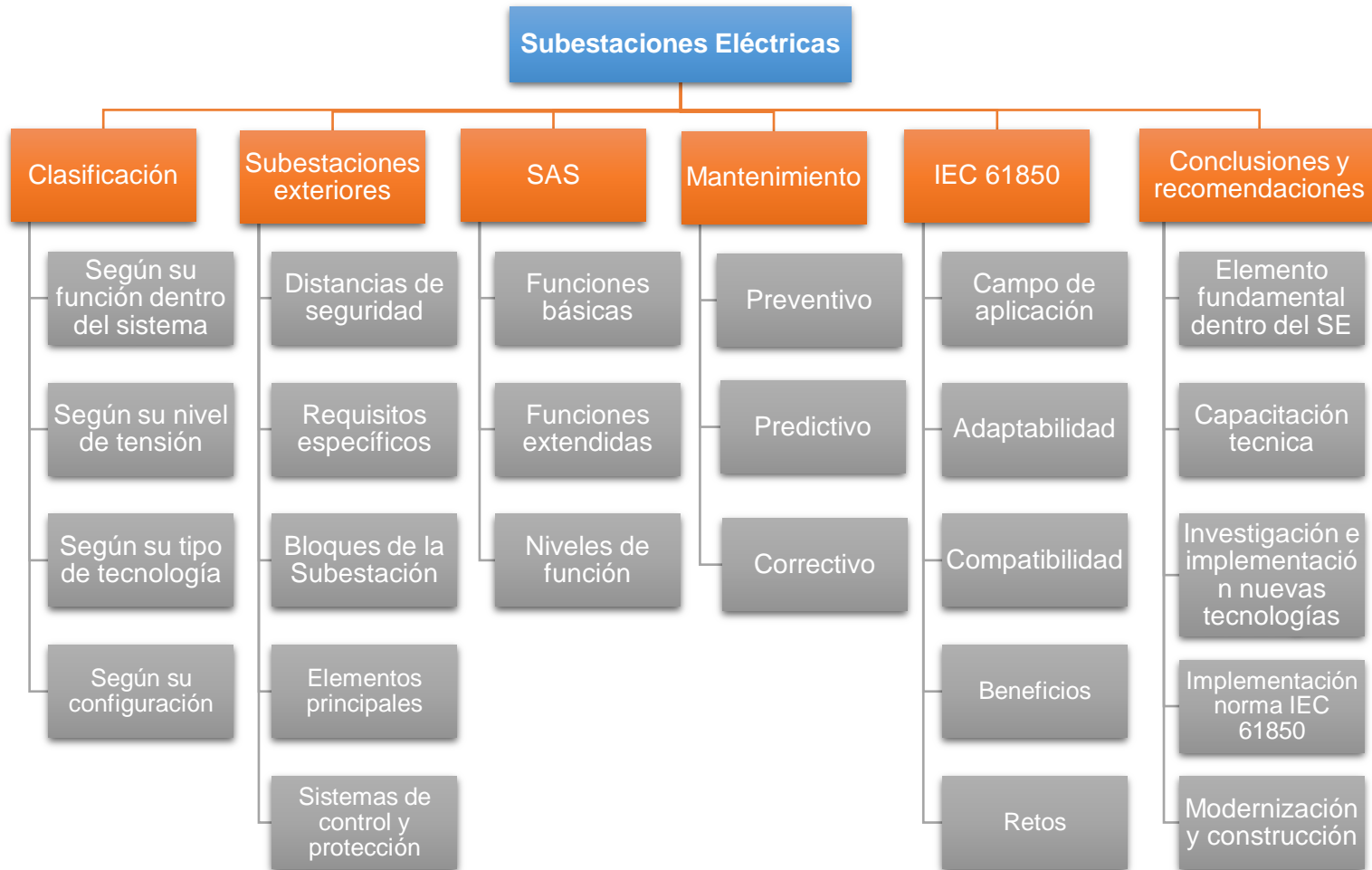


Diagrama 1 Mapa conceptual documento Caracterización de Subestaciones Eléctricas. Fuente Propia.

3. Subestación eléctrica

3.1. Definición

Una Subestación Eléctrica es un conjunto de equipos utilizados para transferir el flujo de energía en un sistema de potencia, garantizar la seguridad del sistema por medio de dispositivos automáticos de protección y para redistribuir el flujo de energía a través de rutas alternativas.

Una Subestación puede estar asociada con una central de generación, controlando directamente el flujo de potencia al sistema, con transformadores de potencia convirtiendo la tensión de suministro a niveles más altos o más bajos, o puede conectar diferentes rutas de flujo al mismo nivel de tensión.

3.2. Objeto de una Subestación en un sistema de potencia

Debido a que la tensión de generación en una central eléctrica es relativamente baja y su ubicación bastante lejana de los centros de consumo, el transporte de energía eléctrica a estos niveles resulta demasiado costoso. Para que el costo del transporte sea razonable es necesario elevar la tensión a un nivel alto que depende de varios factores como: la potencia a transmitir, la longitud de la línea, las pérdidas, etc., en nuestro medio estos niveles pueden ser 115 kV o 230 kV. Dicha operación se efectúa en una instalación que se denomina en general Estación Transformadora Primaria o Subestación Primaria; una vez hecha la conducción por las líneas de transmisión, en los centros de consumo debe procederse a la distribución de esta potencia requiriéndose de Subestaciones Distribuidoras, que reducen el voltaje a 11.4 kV o 13.2 kV [1].

Algunas veces se enlazan sistemas por medio de Subestaciones de Interconexión. Finalmente se reduce el voltaje a un valor adecuado para los centros de consumo en unas casetas de transformación, cuyo elemento principal es el Transformador de Distribución. En ocasiones se tiene un nivel intermedio denominado Sub-transmisión [1].

En la Figura 1 se presenta un sistema eléctrico con centros de producción y de consumo de energía eléctrica, así como los puntos donde la energía sufre cambios en los niveles de voltaje de acuerdo al tipo de Subestación requerido [1].



Figura 1 Sistema eléctrico con centros de producción y de consumo de energía eléctrica. Fuente: Rincón Eléctrico [1].

3.3. Características de operación

Flexibilidad: propiedad de la instalación para acomodarse a las diferentes condiciones que se puedan presentar especialmente por cambios operativos en el sistema y, además, por contingencias y/o mantenimiento del mismo [2].

De acuerdo al documento citado, los cambios operativos que pueden darse en un sistema se realizan buscando [2]:

- Control de potencia activa y reactiva para optimizar la carga de los generadores, lo cual implica independizar o agrupar circuitos de carga y/o generación.
- Limitar niveles de cortocircuito. Cualquier arreglo o configuración que incorpore medios para dividir la Subestación en dos (o más) secciones independientes puede reducir los niveles de cortocircuito, sin embargo, este no debe ser un parámetro inicial de diseño de la misma, sino una condición operativa de la instalación para prolongar la vida útil de los equipos y mejorar la estabilidad del sistema.
- Independizar o limitar la influencia de algunas cargas o circuitos pertenecientes a sub-sistemas que por sus características pueden afectar la seguridad, estabilidad, etc. Del sistema de potencia.

Si existe más de una compañía de energía en la misma subestación se puede tener la facilidad de independizarlas para limitar la influencia de una obra sobre la otra, lo cual es beneficioso, por ejemplo, durante períodos de racionamiento, contingencias o mantenimiento, y, además, para el control de potencias activa y reactiva, etc [2].

Confiabilidad: se define como la probabilidad de que una Subestación pueda suministrar energía durante un período de tiempo dado bajo la condición de que al menos un componente esté fuera de servicio. Es decir, que cuando se presente una falla en algún elemento de la Subestación (interruptor, barraje, etc.) se pueda continuar con el suministro de energía después de efectuar una operación interna (conmutación de los

seccionadores adecuados, por ejemplo). Mientras se efectúa la reparación de dicho elemento. Esto aplica también en caso de mantenimiento [2].

Del grado de confiabilidad requerido dependerá el tipo de configuración utilizado [2].

Seguridad: propiedad de una instalación de dar continuidad de servicio (suministro de energía) sin interrupción alguna durante fallas de los equipos de potencia, especialmente interruptores y barrajes. La seguridad implica confiabilidad [2].

Al igual que en el caso de la confiabilidad, es difícil determinar el grado de seguridad requerido en una Subestación particular. Por lo general, la seguridad está determinada por la potencia que se pierde durante la falla y su impacto en la estabilidad y en el comportamiento del resto del sistema [2].

3.4. Parámetros básicos de diseño

Los parámetros básicos para el diseño de una Subestación Eléctrica son los definidos para cada componente de los sistemas eléctricos ubicados al interior de la Subestación:

3.4.1. Tensión más elevada para el material

Es el valor eficaz de tensión entre fases definido para todos los componentes de la Subestación, este valor siempre es superior al valor de tensión máxima en régimen permanente que puede aparecer en cualquiera de los circuitos que la componen.

3.4.2. Nivel de aislamiento

El nivel de aislamiento de la Subestación define la tensión soportada por los diferentes componentes de la Subestación, los cuales son:

- Tensión soportada a frecuencia industrial.
- Tensión soportada para Sobretensiones tipo rayo.
- Tensión soportada para Sobretensiones tipo maniobra.

Se deben tener en cuenta los factores ambientales a los que se pueda encontrar expuesta la Subestación.

3.4.3. Intensidad de cortocircuito

Define la capacidad de la Subestación y de sus componentes frente a los efectos de una falla de cortocircuito:

- Efectos Térmicos.
- Efectos Dinámicos.

Adicionalmente, la intensidad de cortocircuito Fase-Tierra es un valor importante al momento de diseñar el sistema de Puesta a Tierra.

3.4.4. Intensidad en régimen permanente

Define la capacidad de los diferentes circuitos que componen la Subestación para soportar la corriente en régimen permanente. Los valores de corriente se utilizan para el

dimensionamiento tanto de las protecciones como de los conductores y material de conexión de los circuitos y de los barrajes. Por lo general se definen dos tipos de valores:

- Intensidad de régimen permanente para los circuitos
- Intensidad de régimen permanente para los barrajes

4. Clasificación

4.1. Clasificación según su función dentro del sistema

4.1.1. Elevadora

Una Subestación Eléctrica es elevadora cuando tiene banco de transformación que aumenta el nivel de tensión de las fuentes de alimentación. Este tipo de Subestaciones se usa por lo general en las plantas de generación, en este caso se modifican los parámetros principales de generación de energía eléctrica por medio de transformadores de potencia, de esta forma se eleva el voltaje y se reduce el valor de la corriente con el objetivo de transmitir grandes cantidades de energía eléctrica a grandes distancias y con el mínimo de pérdidas, por medio de líneas de transmisión [3].



Figura 2 Subestación Eléctrica elevadora. Fuente: Instituto tecnológico de Los Mochis [3].

4.1.2. Reductora

Una Subestación Eléctrica es reductora cuando tiene banco de transformación que disminuye el nivel de tensión de las fuentes de alimentación. En estas Subestaciones, los niveles de voltaje de transmisión (500 kV y 230 kV) se reducen a niveles de voltaje de Sub-transmisión (115 kV, 57.5 kV y 34.5 kV) y distribución (13.2 kV y 11.4 kV), es decir, se reduce la tensión y se incrementa la corriente por medio de transformadores de potencia. Las Subestaciones reductoras se conectan a líneas de transmisión, Sub-transmisión o distribución para transmitir la energía eléctrica a distancias medias o cortas y alimentar a las redes de distribución de bajos voltajes para su comercialización. Estas subestaciones constituyen el mayor número de subestaciones en un sistema eléctrico [3].



Figura 3 Subestación Eléctrica reductora. Fuente: Instituto tecnológico de Los Mochis [3].

4.1.3. De maniobra

Estas Subestaciones se caracterizan por no tener un banco de transformación que modifique el nivel de tensión de las fuentes de alimentación. Se emplea cuando no se requiere cambiar el nivel de tensión de los circuitos y/o fuentes de alimentación, y están destinadas a efectuar sólo operaciones de maniobra (conexión y desconexión) [3].



Figura 4 Subestación Eléctrica de maniobra. Fuente: Instituto tecnológico de Los Mochis [3].

4.2. Clasificación según su nivel de tensión

- Subestación de transmisión: > 230 kV.
- Subestaciones de sub-transmisión: > 115 kV y < 230 kV.
- Subestaciones de distribución primaria: > 23 kV y < 115 kV.
- Subestaciones de distribución secundaria: < 23 kV.

4.3. Clasificación por tipo de Tecnología

La tecnología y tipo de equipos utilizados para la construcción de las Subestaciones de fuertemente ligado al tipo de aislamiento utilizado en la apartamento, por lo que se hace necesario evaluar las condiciones, ventajas y desventajas de cada una de éstas a la hora de implementar una subestación. Existen 2 tipos de aislamiento completamente diferentes, uno es el aislamiento en aire de forma tradicional y el otro es en SF6. A partir de ellas surgió el concepto de tecnología Híbrida que tiene características comunes a ambas y otras disposiciones como las Subestaciones prefabricadas [4].

4.3.1. AIS

Son las más utilizadas debido a que utilizan el aire como aislante natural. Por este motivo cada equipo se encuentra de manera individual y separado del resto. Debido a esto aumenta el tamaño de los equipos en conjunto ya que las distancias de seguridad son mayores [4].



Figura 5 Subestación Eléctrica AIS. Fuente: Universidad Pontificia Comillas [4].

4.3.2. GIS

Las Subestaciones GIS (Gas Insulated Switchgear) o aisladas en gas, surgen como solución a los problemas de aislamiento presentados en las Subestaciones aisladas en aire debido al espacio que ocupan. El tamaño utilizado por éste tipo de Subestaciones es menor, pero al estar todo encapsulado es necesario cumplir algunos requisitos como presión del gas, sellado de las cámaras, etc. [4].



Figura 6 Subestación Eléctrica GIS. Fuente: Universidad Pontificia Comillas [4].

De acuerdo al documento citado, existen dos formas de realizar el aislamiento en gas [4]:

- Todas las fases contenidas en un mismo blindaje y aisladas entre sí por el gas, las tensiones permisibles son hasta 170 kV.
- Cada fase aislada en su propio blindaje, aunque el tamaño aumenta con respecto al otro caso, las tensiones permisibles llegan hasta 800 kV.

De acuerdo al documento citado, las principales ventajas de este tipo de Subestaciones son [4]:

- Mínimo requerimiento de espacio.
- Sistema de aislamiento independiente de las condiciones medioambientales.
- Diseño modular.
- Muy amplia gama de posibilidades de ampliación y modificación.
- Alta fiabilidad operacional.
- Mantenimiento sencillo.
- Larga vida útil.

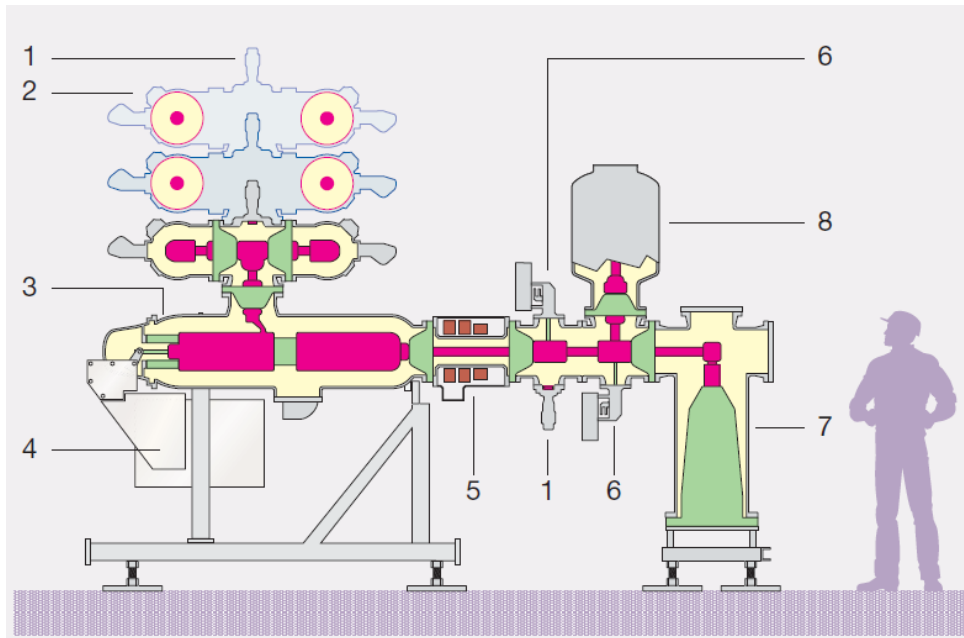


Figura 7 Vista de sección de una celda con doble barra y salida por cable. Fuente: AREVA [5].

En la Figura 7 se enumeran los componentes de una celda con doble barra y salida por cable:

- 1 Puesta a tierra
- 2 Seccionador
- 3 Interruptor
- 4 Accionamiento por resortes
- 5 Transformador de intensidad
- 6 Seccionador de línea
- 7 Envoltorio de terminal del cable
- 8 Transformador de tensión

4.3.3. Prefabricadas

Las Subestaciones prefabricadas surgen como una solución sencilla y de poco tiempo de implementación para configuraciones estándares que no requieran características muy particulares [4].



Figura 8 Subestación Prefabricada Modular. Fuente: Universidad Pontificia Comillas [4].

Las Subestaciones prefabricadas más importantes son las compactas y modulares. En cada parte de éstas se utilizan módulos prefabricados de conexión integrada para conseguir un diseño simple y fiable en los sistemas de transporte y distribución. Existen diferentes configuraciones de acuerdo al nivel de tensión y la utilidad requerida. Además, es posible adicionar otros dispositivos tanto de medida como de protección [4].

4.3.4. Híbridas

Este tipo de Subestación modular presenta características de ambas tecnologías AIS y GIS. Los embarrados siguen estando aislados en aire, pero la aparatamenta viene integrada en un único compartimento aislado en gas tipo GIS. Así se puede compactar una fase de una Subestación de interperie aislada en aire en un elemento sencillo y de mucho menor tamaño [4].



Figura 9 Subestación Híbrida. Fuente: Universidad Pontificia Comillas [4].

De acuerdo al documento citado, entre sus principales características están [4]:

- Se puede utilizar para un rango de tensiones de entre 72.5 kV y 550 kV, para servicio exterior.
- Cada módulo está compuesto por un interruptor, seccionadores, elementos de medida de tensión y corriente y pasatapas.
- Para el diseño del interruptor, de los seccionadores y de los seccionadores de puesta a tierra se utiliza la tecnología de las subestaciones blindadas.
- Los transformadores de medida y protección convencionales son sustituidos por transformadores toroidales para la medida de corriente y transformadores capacitivos para la medida de tensión.

4.4. Configuración

Se denomina configuración al arreglo de los equipos electromecánicos constitutivos de un patio de conexiones, o pertenecientes a un mismo nivel de tensión de una Subestación, efectuado de tal forma que su operación permita dar a la Subestación diferentes grados de confiabilidad, seguridad y flexibilidad para el manejo, transformación y distribución de la energía [6].

Existen dos tendencias generales con respecto a los tipos de configuraciones para las Subestaciones de media, alta y extra alta tensión; estas tendencias son la europea o conexión de barras y la americana o conexión de interruptores, las configuraciones utilizadas dependen de los requerimientos de la empresa y del sistema de potencia, mientras que las tendencias se dan por la tradición, uniformidad de operación y mantenimiento [6].

4.4.1. Tendencia europea

En este tipo de configuración cada circuito cuenta con un interruptor, además, cuenta con la posibilidad de conectarse a una o más barras por medio de seccionadores [6].

4.4.1.1. Barra sencilla

Cuenta con un solo barraje colector al cual se conectan los circuitos por medio de un interruptor. Su principal desventaja se da cuando se presenta una falla en la barra o en uno de los interruptores ya que al abrir se deshabilita todo el sistema [6].

Una de las formas de aportar flexibilidad y confiabilidad a este tipo de configuración es separar en dos partes la barra por medio de un seccionamiento longitudinal, lo cual permite facilitar la operación, reparación y demás trabajos en la subestación [6].

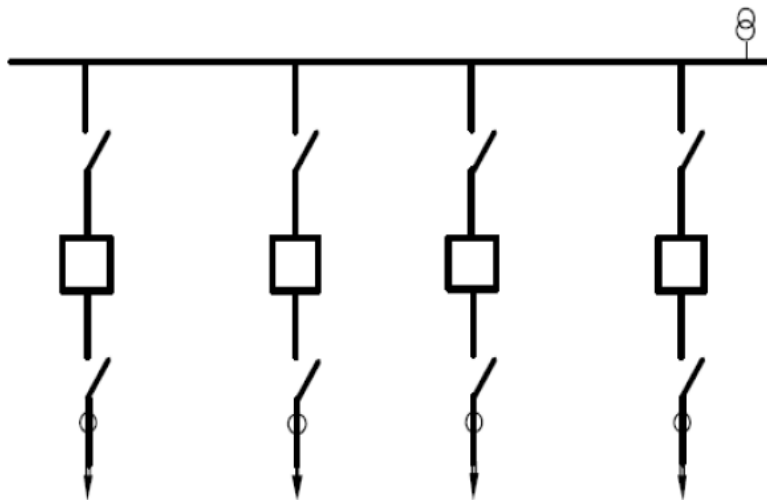


Figura 10 Configuración barra sencilla normal, tendencia europea. Fuente: CHEC [6].

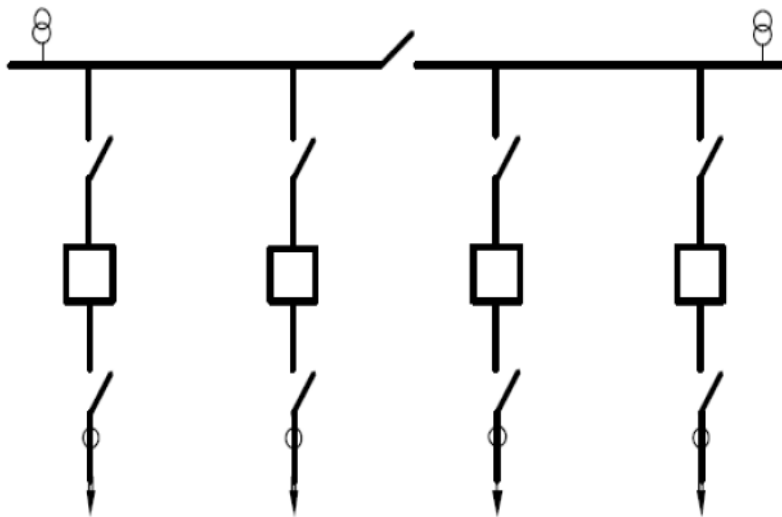


Figura 11 Configuración barra sencilla con seccionamiento, tendencia europea. Fuente: CHEC [6].

Cuando dos circuitos alimentan dos transformadores desde una misma subestación se hace común ver la disposición en “H”, se debe tener en cuenta en este tipo de disposición, que, en caso de que los circuitos no provengan de la misma Subestación, el seccionador no debe comprometer en ningún momento la seguridad de la subestación [6].

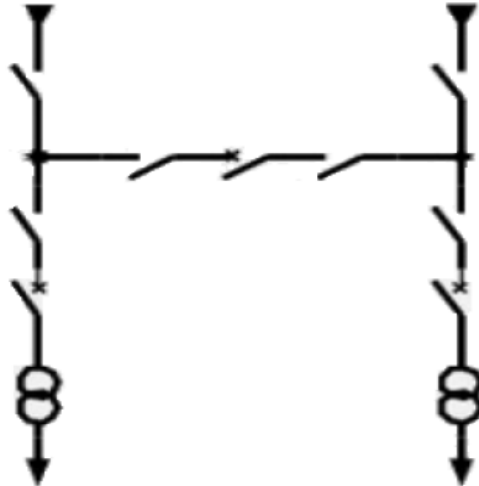


Figura 12 Configuración barra sencilla, tendencia europea, disposición “H”. Fuente: CHEC [6].

4.4.1.2. Doble barra

Es una configuración confiable pero no segura cuando se presentan fallas en las barras o en los interruptores; unas de sus ventajas es que permite realizar mantenimiento en barras sin deshabilitar el servicio al igual que separar y conectar circuitos a las barras en cualquier momento según sean las circunstancias o consignas operativas [6].

Una de las consideraciones a tener en cuenta es que ambas barras deben tener la misma capacidad la cual debe ser la capacidad de la Subestación, al igual que el interruptor de acople [6].

Para aumentar la flexibilidad de este tipo de configuración es necesario utilizar un seccionador de barras que sirva como acople, lo que permite conectar a ambas barras circuitos que provienen de una misma fuente evitando cruces de líneas en la Subestación [6].

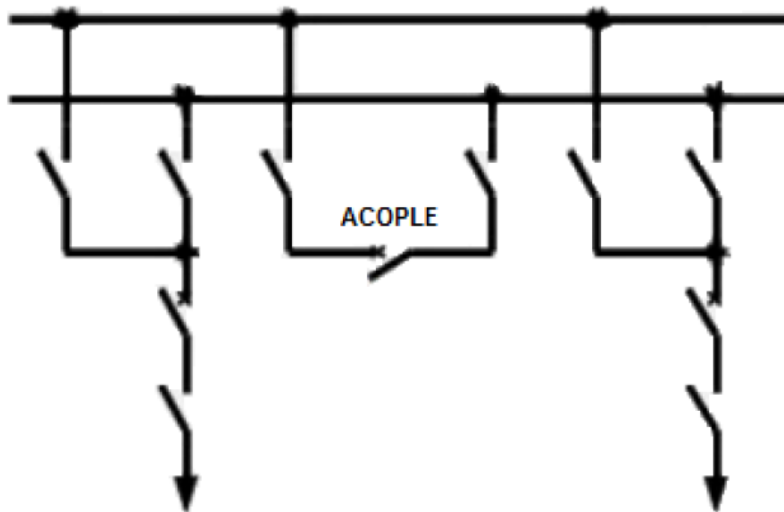


Figura 13 Configuración de doble barra, tendencia europea. Fuente: CHEC [6].

4.4.1.3. Barra principal y barra de transferencia

Es una configuración que cuenta con dos barrajes, el principal y el de transferencia lo que brinda mayor confiabilidad a la Subestación debido a que cada circuito tiene acceso a cada una de las barras por medio de seccionadores, lo que permite alimentar fácilmente cualquiera de estos por medio de la transferencia en caso de que falla o mantenimiento [6].

Una desventaja se da en caso de presentarse una falla en el barraje o en uno de los interruptores, ya que se deshabilita toda la subestación o en su defecto el circuito al cual pertenece el interruptor hasta que la falla pueda ser aislada [6].

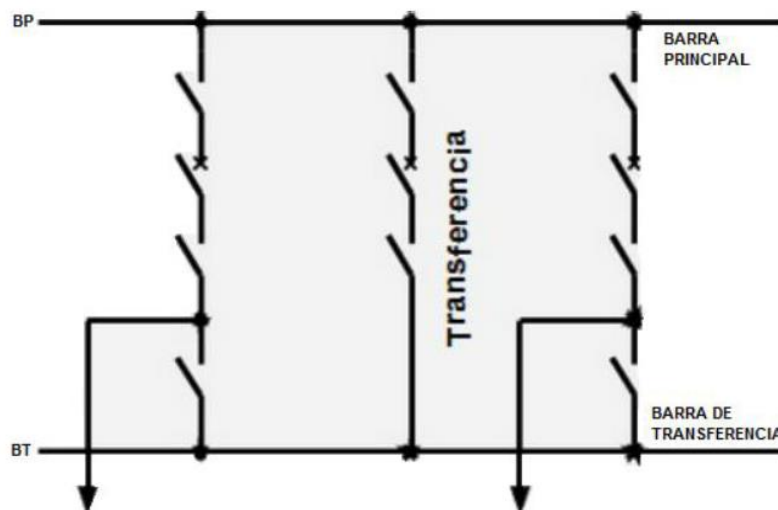


Figura 14 Configuración barra de transferencia, tendencia europea. Fuente: CHEC [6].

4.4.1.4. Otras configuraciones

- Doble barra con seccionador de bypass o paso directo.

- Doble barra más seccionador de transferencia.
- Doble barra más barra de transferencia.
- Subestación unitaria.

4.4.2. Tendencia americana

Son configuraciones en donde los circuitos se conectan a las barras por medio de interruptores, o las mismas barras entre sí [6].

4.4.2.1. Anillo

Configuración en la cual la conexión de los diferentes circuitos se da por medio de un anillo que se conforma por interruptores. Es por eso que no se cuentan en esta disposición con una barra colectora. Es confiable y segura ya que permite dar continuidad al servicio durante falla o mantenimiento del interruptor; pero no es flexible [6].

Tiene varias limitantes, una de ellas hace referencia al número de salidas, las cuales deben ser máximo 6, otra es que, si en el momento de realizar mantenimiento a uno de los circuitos se llega a presentar falla en alguno de los otros, se puede perder la seguridad del sistema ya que el anillo quedaría dividido y presentar falta de servicio en alguna de las partes [6].

Su operación normal implica tener todos los interruptores en posición cerrado lo que hace que esta configuración sea similar a la de barra sencilla [6].

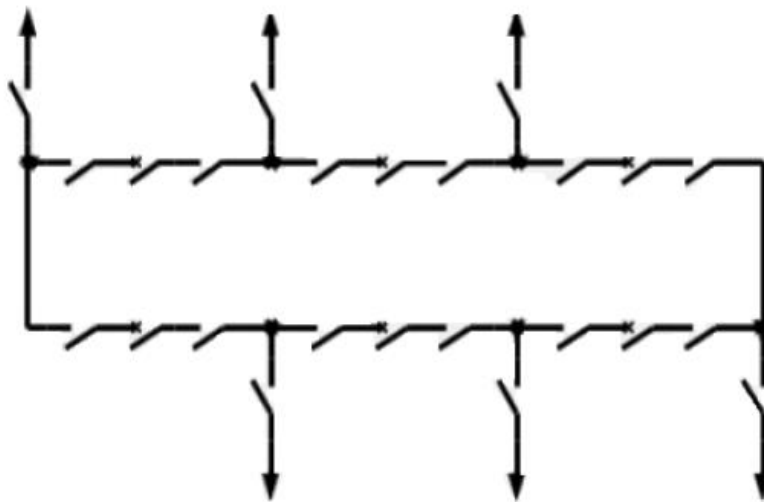


Figura 15 Configuración anillo, tendencia americana. Fuente: CHEC [6].

4.4.2.2. Interruptor y medio

Configuración que necesita 3 interruptores conectados entre dos barrajes por cada dos salidas que se tengan; permite realizar mantenimiento sin necesidad de suspender el servicio, al igual que si ocurre una falla en alguno de los barrajes, lo que le brinda a esta disposición confiabilidad y seguridad, pero no flexibilidad [6].

La operación se da normalmente con una de las barras energizadas y los interruptores cerrados. En el momento de deshabilitar un circuito es necesario abrir dos interruptores y en el que caso de que uno de los interruptores falle, implica la salida de solo un circuito adicional [6].

Esta configuración es recomendable cuando el número de circuitos dentro de la Subestación obedezca a un número par, con el fin de evitar gastos innecesarios como los dos interruptores para un solo circuito en caso de que el total de circuitos sean impares [6].

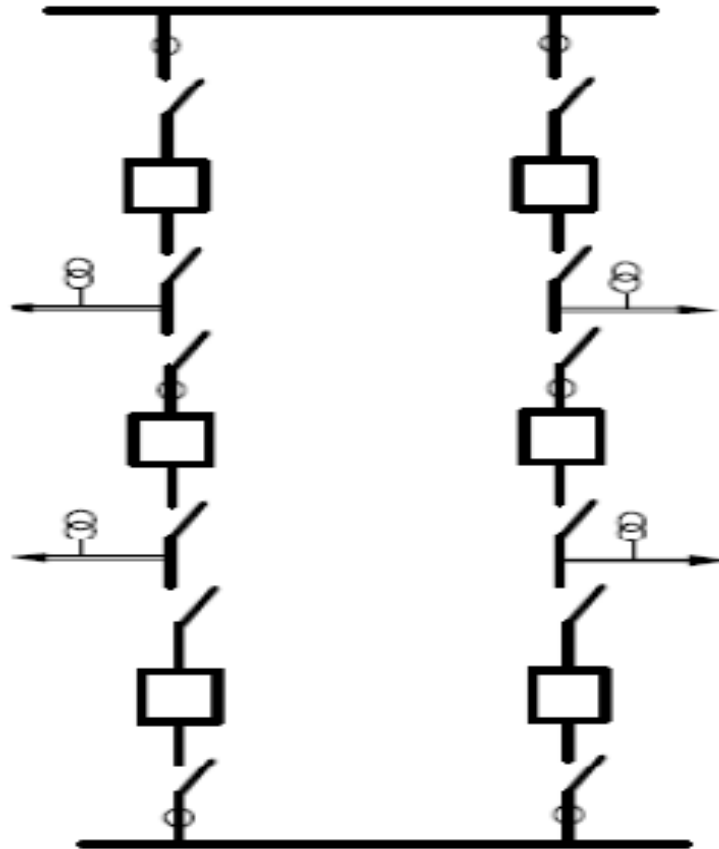


Figura 16 Configuración interruptor y medio, tendencia americana. Fuente: CHEC [6].

4.4.2.3. Otras configuraciones

- Doble barra con doble interruptor.
- Anillo cruzado.
- Interruptor y tres cuartos.
- Malla.
- Doble transferencia.

5. Subestaciones exteriores

En el presente documento se hará énfasis en las Subestaciones exteriores o de tipo convencional ya que son las más utilizadas en Colombia.

5.1. Distancias de seguridad

Los cercos en mallas que son instalados como barreras para el personal no autorizado, deben colocarse de tal manera que las partes expuestas energizadas queden por fuera de la zona de distancia de seguridad, tal como se ilustra en la Figura 17 y las distancias mínimas a cumplir son las de la Tabla 1 [7].

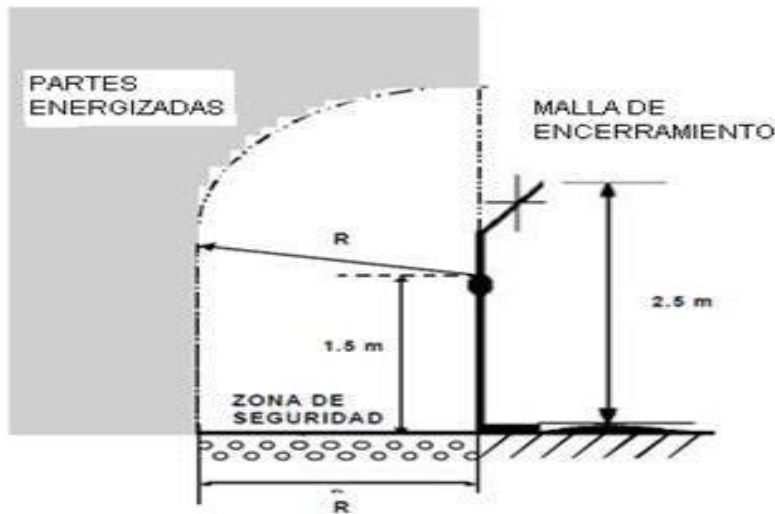


Figura 17 Distancias de seguridad para prevenir contactos directos en subestaciones exteriores. Fuente: RETIE [7].

Tensión nominal entre fases (kV)	Dimensión "R"(m)
0.151-7.2	3.0
13.8/13.2/11.4	3.1
34.5/44	3.2
66/57.5	3.5
115/110	4.0
230/220	4.7
500	5.3

Tabla 1 Distancias de seguridad para la Figura 17. Fuente: RETIE [7].

Las subestaciones exteriores o de patio deben cumplir las distancias de seguridad y lineamientos expresados en las Figuras 17, 18 y 19 y la Tabla 1, relacionadas con la coordinación de aislamiento [7].

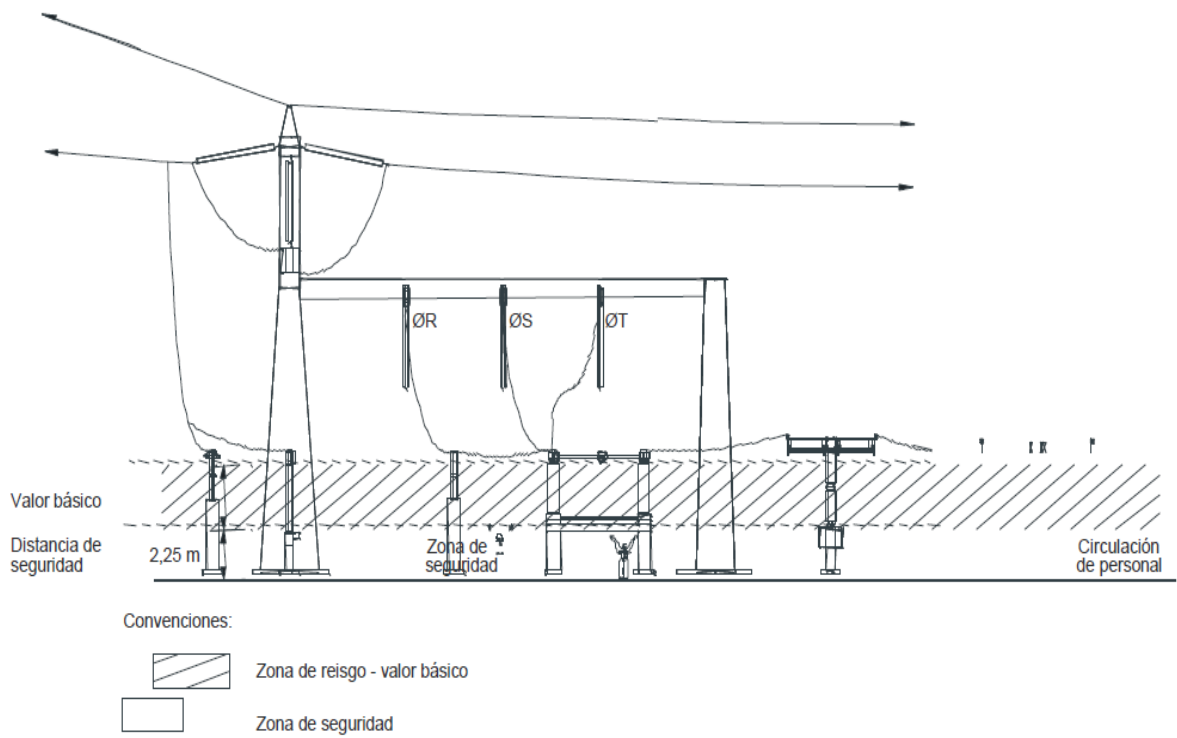


Figura 18 Zona de seguridad para circulación de personal. Fuente: RETIE [7].

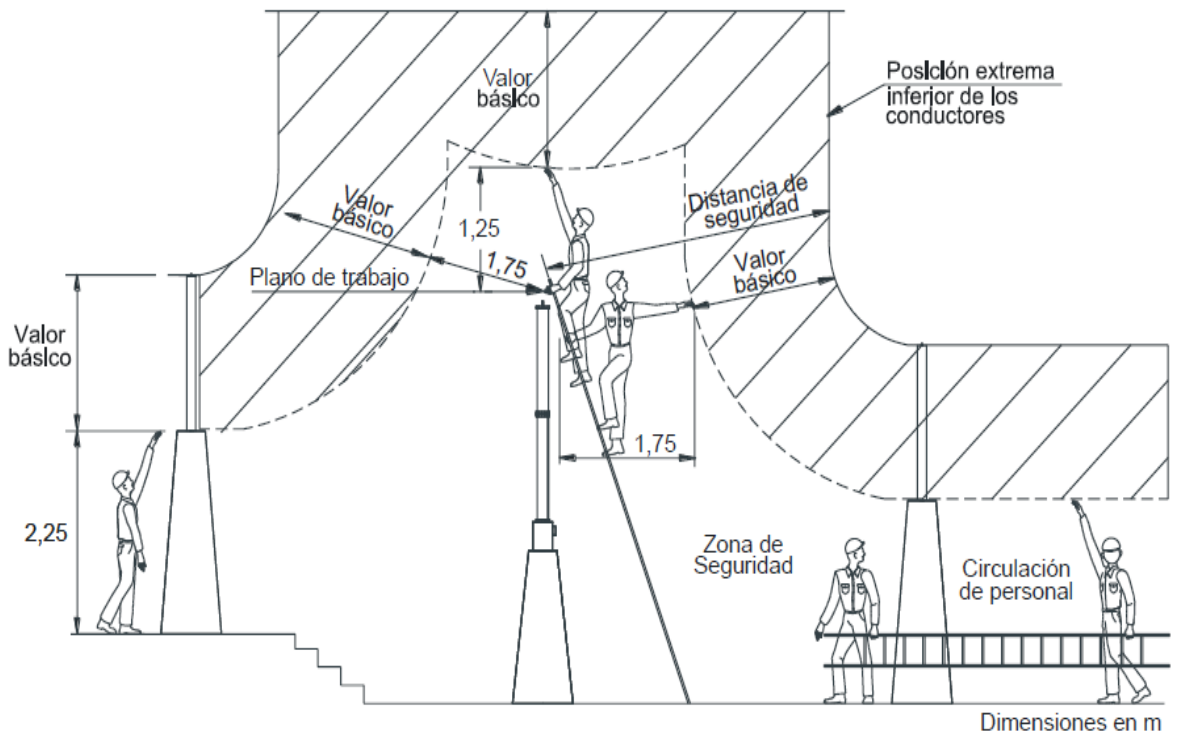


Figura 19 Zonas de seguridad. Fuente: RETIE [7].

5.2. Requisitos específicos

De acuerdo al documento citado, las Subestaciones de tipo exterior debe cumplir los siguientes requisitos [7]:

- Deben ser construidas bajo estándares que garanticen tanto la seguridad como la confiabilidad.
- La Subestación debe estar provista de manuales de operación y mantenimiento, precisos que no den lugar a equivocaciones.
- Deben medirse las tensiones de paso, contacto y transferidas, asegurando que no se exponga a riesgo a personas con tensiones por encima del umbral de soportabilidad. La medición debe hacerse en las mallas de encerramiento y hasta un metro del lado externo.

5.3. Bloques de la Subestación

Debido a que este tipo de instalación transmite grandes bloques de potencia/energía, el esquema deberá responder a la confiabilidad, seguridad y flexibilidad requerida por el sistema eléctrico [8].

El diseño para las nuevas Subestaciones está basado en unidades modulares, que en su nivel más general se denominan bloques o secciones y que corresponden a [8]:

- Bloque N°1: Tensión Primaria (T1). Entradas/Salidas de líneas o cables AT y/o MT.
- Bloque N°2: Transformación EAT/AT, AT/AT, AT/MT o MT/MT. Transformadores de Potencia y sus accesorios.
- Bloque N°3: Tensión Secundaria (T2). Sólo Salidas de líneas o cables AT y/o MT.

5.3.1. Bahía de entrada de Línea

Es el espacio donde se realiza la conexión de las líneas T1 primarias, está constituido por [8]:

- Seccionador de entrada de línea con puesta a tierra
- Interruptor entrada de línea
- Seccionador a barra N°1
- Seccionador a barra N°2
- Equipos de medida de acuerdo al esquema de protección/control

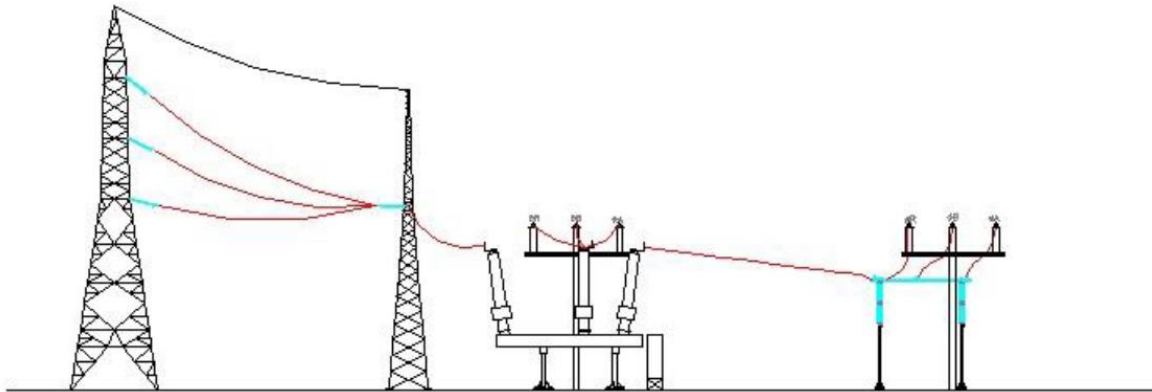


Figura 20 Vano de línea T1. Fuente: ENEL [8].

Se debe considerar tantas bahías de línea como cantidad de líneas salgan de la Subestación [8].

5.3.2. Bahía acopladora

El esquema de barras se conecta mediante un vano o bahía acopladora, que cumple la función de transferir cargas desde una barra a otra. Debe ser dimensionada equivalente a la potencia soportada por las barras [8].

Está constituido por:

- Seccionador a barra N°1
- Seccionador a barra N°2
- Interruptor de acoplamiento

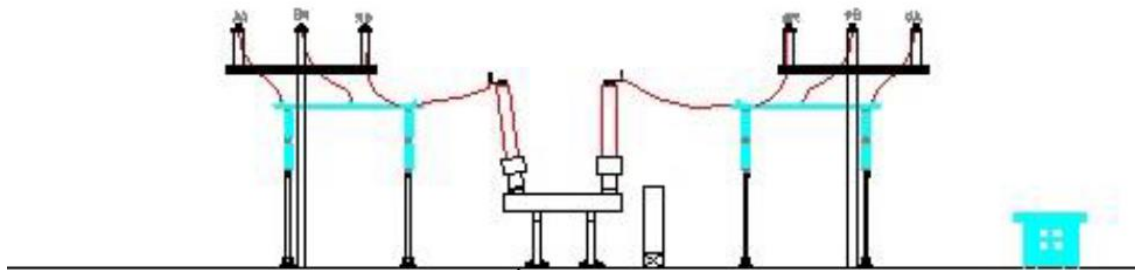


Figura 21 Vano o bahía acopladora T1. Fuente: ENEL [8].

5.3.3. Bahía de Transformación

Es el espacio en el que se realiza la conexión del transformador a la barra T1 [8].

Este equipo estará constituido por:

- Seccionador a barra N°1
- Seccionador a barra N°2
- Interruptor de entrada al transformador
- Equipos de medida de acuerdo al esquema de protección/control

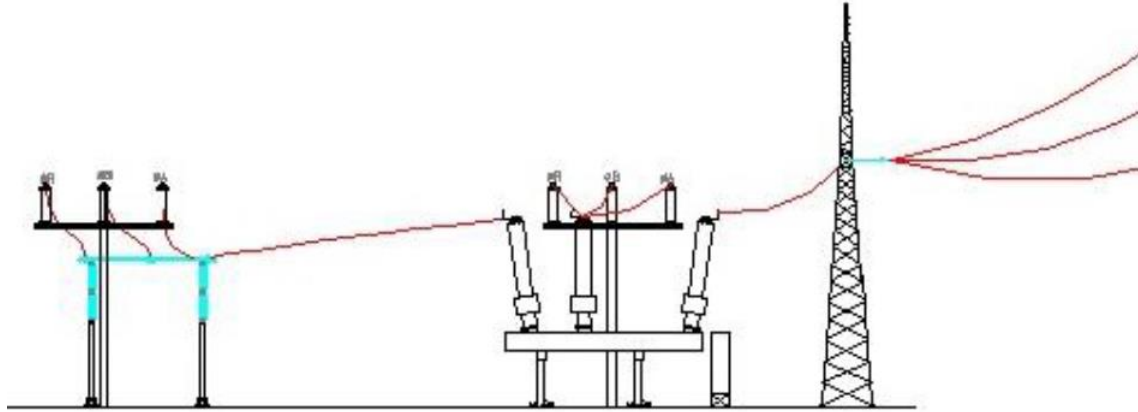


Figura 22 Vano o bahía transformación T1. Fuente: ENEL [8].

5.3.4. Bahía de salida de Línea

Espacio donde se realiza la conexión de las líneas T2 de salida de la Subestación, está constituido por [8]:

- Seccionador a barra N°1
- Seccionador a barra N°2
- Interruptor de salida de línea
- Seccionador de salida de línea con puesta a tierra
- Equipos de medida de acuerdo al esquema de protección/control

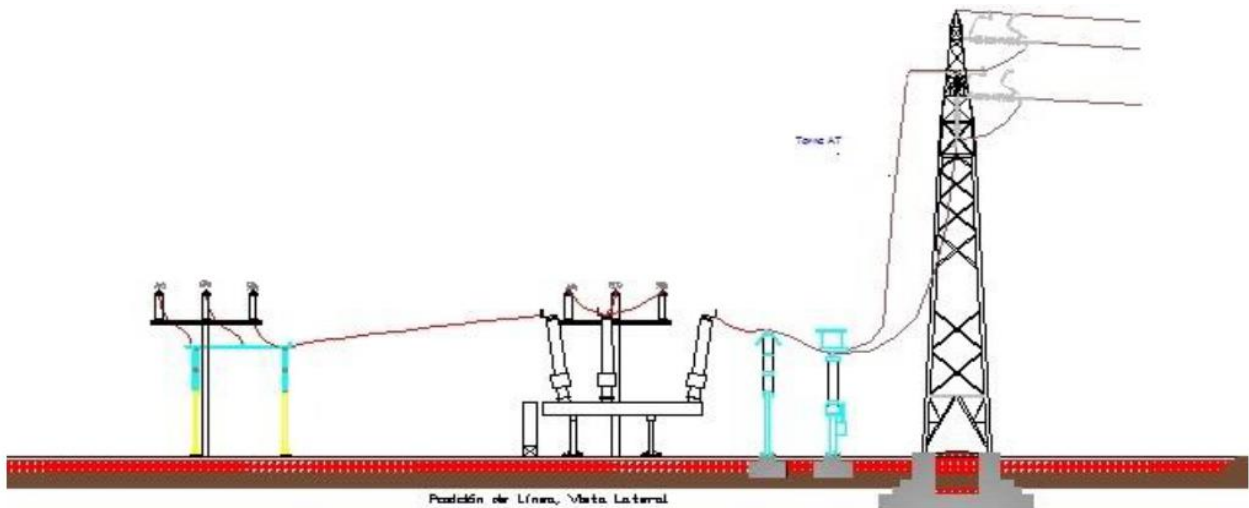


Figura 23 Vano o bahía de línea Interfaz T2. Fuente: ENEL [8].

Se debe considerar tantas bahías de línea como cantidad de líneas salgan de la Subestación [8].

5.4. Elementos principales de la Subestación

La disposición, características y cantidad de equipos para cada Subestación, depende de la configuración escogida.

En las Subestaciones convencionales, aparte de encontrar estructuras y soportes que facilitan la llegada y salida de líneas, se cuenta con un conjunto que se denomina “Elementos principales”; los cuales se clasifican en:

5.4.1. Equipos de patio

Son elementos constitutivos del sistema de potencia que se encuentran instalados en el patio de conexiones, por lo general se ubican a la intemperie, el espacio ocupado por el conjunto de equipos pertenecientes a una misma salida de la subestación se conoce o denomina como Campo o Bahía, se utilizan para conectar una línea de transmisión, o un transformador, o un Autotransformador, al barraje de una Subestación, al igual que para seccionar o acoplar Barrajes o para transferir la carga de una barra a otra.

5.4.1.1. Transformador de potencia



Figura 24 Transformador de potencia. Fuente: CHEC [6].

El transformador de potencia es el activo más importante de una Subestación Eléctrica, se conoce como una maquina eléctrica de corriente alterna cuyo objetivo es aumentar o disminuir el voltaje en un circuito eléctrico manteniendo fija la frecuencia [6].

Las bobinas o devanados se denominan “Primario y secundario” según correspondan a la tensión alta o baja, respectivamente. También es posible utilizar transformadores con más devanados, en algunos casos se puede utilizar un devanado terciario de menor tensión que el secundario. Cuando el devanado primario es el de alta tensión, se dice que el transformador es reductor (reduce el nivel de tensión), si por el contrario el devanado primario es el de baja tensión se dice que el transformador es elevador (eleva el nivel de tensión) [6].

Está compuesto por 3 partes principales:

- Parte activa.
- Parte pasiva.
- Accesorios.

5.4.1.1.1. Parte activa

- **Núcleo**

Constituye el circuito magnético, que está formado por varias chapas u hojas de metal (generalmente material ferromagnético) que están apiladas una junto a la otra, sin soldar, similar a las hojas de un libro. La función del núcleo es mantener el flujo magnético confinado dentro de él y evitar que este fluya por el aire favoreciendo las pérdidas en el núcleo y reduciendo la eficiencia. La configuración por láminas del núcleo laminado se realiza para evitar las corrientes de Foucault, que son corrientes que circulan entre láminas, indeseadas pues favorecen las pérdidas [6].

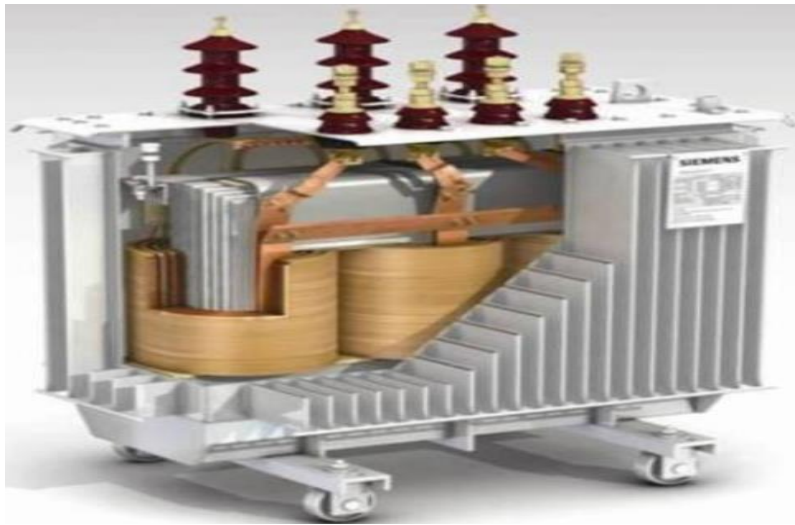


Figura 25 Vista interna de un núcleo tipo acorazado de un transformador eléctrico. Fuente: CHEC [6].

- **Devanados**

Constituyen el circuito eléctrico, se fabrican utilizando alambre de cobre o aluminio. Los conductores están formados por material aislante, que puede tener diferentes características que dependerán de la tensión de servicio de la bobina, la temperatura y el medio aislante [6].

Los devanados deben tener conductos de enfriamiento radiales y axiales que permitan fluir el aceite y eliminar el calor generado en su interior. Además, debe soportar los esfuerzos mecánicos debidos a su propio peso, y sobre todo los de tipo electromecánico que se producen durante cortocircuitos [6].



Figura 26 Vista de un transformador tridevanado. Fuente: CHEC [6].

5.4.1.1.2. Parte pasiva

- **Tanque (Cuba)**

Es aquel donde se aloja la parte activa del transformador, su función es proteger eléctrica y mecánicamente el transformador, ofrecer puntos de apoyo para el transporte y la carga del mismo, además de soportar accesorios como radiadores, bombas de aceite, ventiladores entre otros [6].

La base del tanque debe ser lo suficientemente reforzada para soportar las maniobras de levantamiento durante la carga o descarga del mismo. El área donde se encuentran ubicados la cuba y los radiadores de un transformador deben ser suficiente para disipar las pérdidas de energía desarrolladas dentro del transformador, en diseños de unidades de alta potencia se hace necesario implementar un enfriamiento forzado [6].

5.4.1.1.3. Accesorios

Los accesorios de un transformador son un conjunto de partes y dispositivos que ayudan en la operación y facilitan las labores de mantenimiento [6].

- **Tanque conservador**

Es un tanque extra, montado sobre el tanque principal del transformador, unido a este por medio de tubería, un relé Buchholz y válvulas; su función es soportar la expansión del aceite debido a los cambios de temperatura provocados por los incrementos de la carga. El tanque se mantiene lleno de aceite aproximadamente hasta la mitad. En caso de una elevación de temperatura, el nivel de aceite se eleva comprimiendo el gas contenido en la mitad superior si el tanque es sellado, o expulsando el gas hacia la atmosfera si el tanque tiene respiración [6].

Cuenta con un orificio para permitir su llenado, válvulas para el vaciado y filtración en la parte inferior y con un indicador de nivel [6].

Sus principales funciones son básicamente 3:

- Mantener constante el nivel de aceite en la cuba del transformador.
- Impedir el envejecimiento del aceite.
- Impedir la absorción de agua.



Figura 27 Tanque conservador de un transformador de potencia. Fuente: CHEC [6].

- **Bujes o Pasatapas (Bushing)**

Son los aisladores terminales de las bobinas de alta y baja tensión que se utilizan para atravesar el tanque o la tapa del transformador hasta los devanados del equipo. Cuando las tensiones en el transformador son elevadas la porcelana del aislamiento no es suficiente como medio aislante, por lo que se requiere utilizar los bujes capacitivos con aceite propio como medio aislante. Se identifican fácilmente porque su altura es superior a la del tanque de conservación [6].

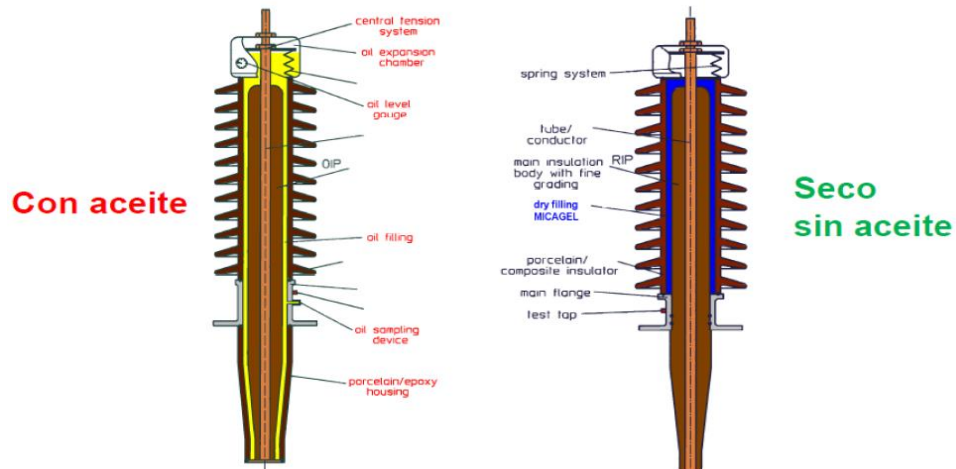


Figura 28 Tipos de bujes pasatapas para transformadores de potencia. Fuente: CHEC [6].

- **Tablero general**

Gabinete dentro del cual se encuentran los controles y protecciones de los motores de las bombas de aceite, de los ventiladores, del cambiador de derivaciones bajo carga, etc [6].



Figura 29 Tablero general de un tablero de potencia. Fuente: CHEC [6].

- **Válvulas**

Conjunto de dispositivos que se utilizan para el llenado, vaciado, mantenimiento y muestreo del aceite del transformador [6].

- **Placa de características**

La placa de características de un transformador de potencia es uno de los accesorios más importantes debido a la información que suministran. Entre los datos más relevantes se encuentran [6]:

- Firma del fabricante.
- Frecuencia.

- Numero de fases.
- Tipo de refrigeración.
- Potencia nominal.
- Tensión nominal.
- Relación entre espiras.
- Tensión secundaria.
- Factor de potencia.
- Corrientes primaria y secundaria.

- **Relé Buchholz**

Es un dispositivo de protección sensible a los fenómenos que se producen en el interior de un transformador, brindando una protección simple y eficaz. Se utiliza en transformadores que cuentan con tanque de conservación. Cuenta con válvulas de entrada y de salida que permiten conectarlo en serie entre el transformador y el tanque de conservación de aceite [6].

Entra en funcionamiento cuando se presenta alguno de los siguientes fenómenos:

- Cortocircuitos de duración considerable.
- Desciende el nivel de aceite por debajo del límite.
- Sobrecargas.
- Exceso de aire en la cuba del transformador.



Figura 30 Relé Buchholz de un transformador de potencia. Fuente: CHEC [6].

- **Indicadores**

Son los sensores encargados de vigilar los diferentes agentes que pueden llegar a afectar directamente el comportamiento del transformador como pueden ser:

- Temperatura.
- Presión.
- Nivel de aceite.

Se ubican en la parte externa en lugares visibles y de fácil acceso [6].



Figura 31 Indicadores de temperatura de un transformador de potencia. Fuente: CHEC [6].

- **Radiadores**

Se acoplan a los costados de la cuba del transformador aumentando la superficie de radiación sin necesidad de sobredimensionar el tanque del transformador. Su principal función es regular la temperatura del transformador ya que un incremento superior al límite de placa, por periodos de tiempo prolongados disminuye significativamente la vida útil del transformador [6].



Figura 32 Radiadores de un transformador de potencia. Fuente: CHEC [6].

- **Aislamientos**

Los aislamientos de un transformador de potencia son los distintos materiales que presentan alta resistencia al flujo de la corriente eléctrica. Su objetivo principal es aislar y

proteger las partes vivas del transformador, algunos de los materiales utilizados son el barniz dieléctrico, las porcelanas de los bujes, la resina epóxica entre otros [6].

5.4.1.1.4. Sistemas de enfriamiento para transformadores de potencia

La operación de un transformador de potencia genera pérdidas en forma de calor, por este motivo se hace necesario implementar un sistema de refrigeración que regule la temperatura en el equipo, manteniéndolo en los niveles aceptables, ya que los excesos de temperatura sobre los aislamientos reducen de manera considerable su vida útil. Estas pérdidas pueden variar según la construcción, el diseño, la tensión, corriente y potencia o el tipo de transformador [6].

De acuerdo al documento citado, los tipos de refrigeración se clasifican según un acrónimo de 4 letras [6]:

Primera letra: Designa el fluido refrigerante primario, que está en contacto con las partes activas del transformador.

- Aire (Air): A
- Aceite (Oil): O
- Agua (Water): W2

Segunda letra: Designa el método de circulación del fluido primario.

- Natural: N
- Forzada: F
- Dirigida: D3

Tercera letra: Designa el fluido refrigerante secundario.

Cuarta letra: Designa el método de circulación del fluido secundario.

METODO DE ENFRIAMIENTO	SIMBOLO
Sumergido en aceite, con circulación natural de aire	OA
Sumergido en aceite con enfriamiento propio, con circulación de aire forzado	OA/FA
Sumergido en aceite con enfriamiento propio, con enfriamiento con aceite forzado - aire forzado	OA/FOA/FOA
Sumergido en aceite con enfriamiento por aceite forzado con enfriadores de aire forzado	FOA
Sumergido en aceite con enfriamiento por aceite forzado con enfriadores de agua forzada	FOW
Tipo seco con enfriamiento propio	AA
Tipo seco con enfriamiento por aire forzado	AFA
Tipo seco con enfriamiento propio y por aire forzado	AA/FA

Tabla 2 Tipos de transformador con su respectivo enfriamiento. Fuente: CHEC [6].

5.4.1.2. Interruptor de potencia



Figura 33 Interruptores de potencia. Fuente: CHEC [6].

Los interruptores automáticos son dispositivos mecánicos de interrupción capaces de conducir, interrumpir y establecer corrientes en condiciones normales, así como de conducir durante un tiempo específico, interrumpir y establecer corrientes en condiciones anormales en caso de falla [6].

Su función básica es conectar o desconectar un sistema o circuito energizado, líneas de transmisión, transformadores, reactores o barrajes [6].

Es un equipo esencial para los sistemas eléctricos de potencia, su importancia se debe al rol de protección que lleva a cabo, por lo tanto, es imperativo asegurar su adecuada operación [6].

5.4.1.2.1. Tipos de interruptores

Este elemento puede variar según su construcción, lugar de instalación, mecanismo de operación o medio de interrupción, en este documento se describen los más utilizados en la región [6].

- **Según su construcción**

Interruptor de tanque vivo

En este tipo de interruptor el dispositivo de interrupción está en tanques de diámetro pequeño denominados polos, los cuales se ubican sobre un aislador de soporte; los polos se conectan directamente al circuito de alta tensión, por lo tanto, están a un potencial superior al de tierra (sin aterrizar). La cámara de extinción se encuentra dentro de una carcasa aislada dentro del contacto directo [6].

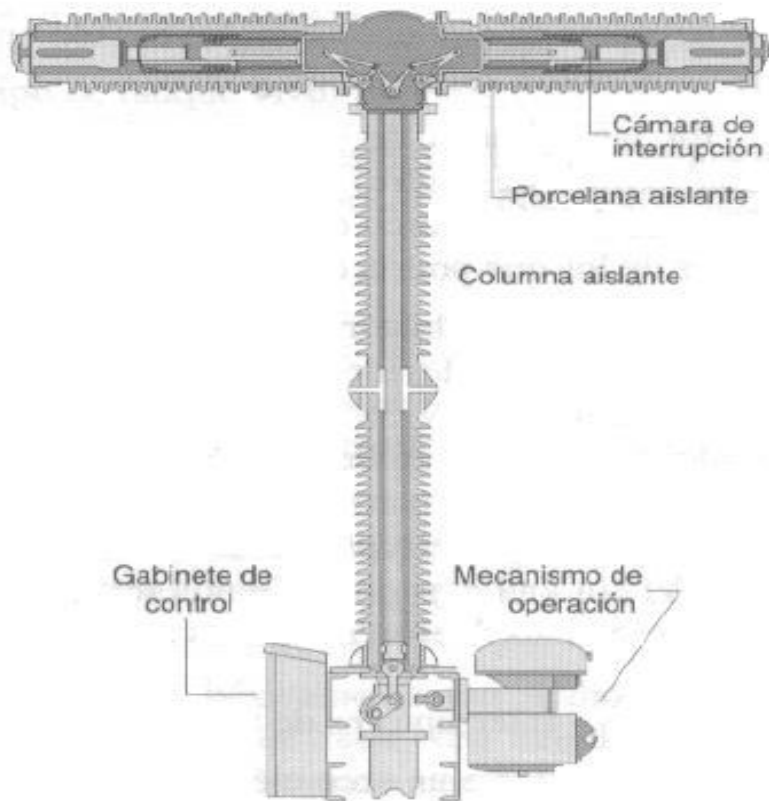


Figura 34 Interruptor de tanque vivo. Fuente: CHEC [6].

- **Según su lugar de instalación**

Interruptor de tipo Interior o tipo intemperie

Interruptores de tipo interior

Son diseñados a prueba de agua y se ubican en compartimentos cerrados o dentro de una edificación; operan en los niveles de tensión entre 4,6 kV y 34,5 kV [6].



Figura 35 Interruptor en vacío tipo interior. Fuente: CHEC [6].

Interrupedores de tipo intemperie

Se ubican en las diferentes bahías de las Subestaciones, están sellados en su totalidad evitando que la humedad y el polvo contaminen su interior [6].



Figura 36 Interruptor de potencia tipo exterior. Fuente: CHEC [6].

- **Según su medio de interrupción**

Aceite, aire comprimido, Hexafloruro de azufre (SF6), vacío.

Interruptor con medio de extinción (SF6) Hexafloruro de azufre

Químicamente estable, inodoro, inerte, no inflamable y no tóxico, además cuenta con alta rigidez dieléctrica y gran capacidad para la extinción del arco. Para algunas aplicaciones en clima muy fríos se debe tener especial cuidado con la temperatura ambiente ya que el gas SF6 sometido a presión y temperaturas bajas se pueden licuar [6].

Interruptor al vacío

Consiste en dos contactos (fijo y móvil) montados dentro de un tanque aislado y sellado al vacío. Una lámina metálica rodea los contactos y protege el tanque aislado. Para la extinción, los contactos requieren separarse una distancia corta de entre 5 y 10 mm [6].



Figura 37 Interrupción al vacío. Fuente: CHEC [6].

- **Según su mecanismo de operación**

Resorte, neumático e hidráulico.

Resorte

En este mecanismo la energía se almacena cargando el resorte, tanto para la apertura como para el cierre del interruptor. La principal ventaja de este tipo de mecanismo es que al efectuarse la operación de cierre del interruptor carga el resorte de apertura, asegurándose así siempre el disparo del interruptor [6].

El resorte de cierre puede ser cargado mediante un motor o manualmente por medio de una volante que posee el equipo [6].



Figura 38 Accionamiento de un interruptor tripolar por resorte lineal. Fuente: CHEC [6].

5.4.1.2.2. Principio de funcionamiento

El principio de funcionamiento de los interruptores de potencia se basa en extinguir el arco eléctrico que se presenta internamente en ellos cuando se da una falla en el sistema gracias a las propiedades dieléctricas presentes en el medio aislante que se encuentra en el compartimiento de la cámara de extinción del interruptor, garantizando así, una interrupción segura de la corriente de falla, y resistiendo la fuerza magnética que esta produce [6].

Para que esto se dé, los elementos mecánicos deben operar de manera rápida para reducir al máximo la energía que involucra la maniobra, siendo capaz de llevar de manera continua la corriente de carga sin tener un aumento de temperatura considerable [6].

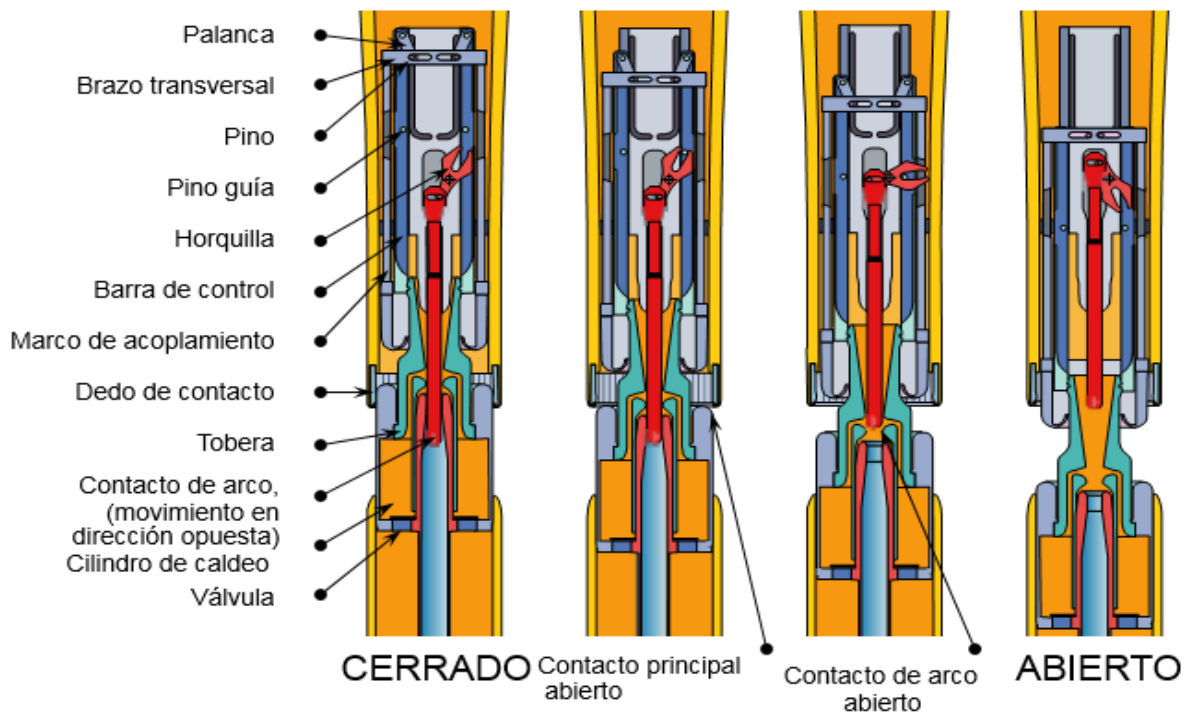


Figura 39 Principio de extinción de arco eléctrico en un interruptor. Fuente: CHEC [6].

5.4.1.2.3. Características técnicas

Las siguientes características hacen referencia al documento citado [6]:

- Corriente asignada en servicio continuo [A].
- Frecuencia asignada [Hz].
- Duración asignada del cortocircuito [s].
- Corriente de corta duración admisible asignada [kA].
- Valor de cresta de la corriente admisible asignada [kA pico].
- Elevación de temperatura [°C].
- Tensión asignada [kV].
- Tensión soportada asignada al impulso tipo rayo [kV pico].
- Tensión soportada asignada al impulso tipo maniobra [kV pico].
- Tensión soportada asignada de corta duración a frecuencia industrial [kV].
- Línea de fuga [mm].

- Tensión asignada de alimentación de los dispositivos de apertura y cierre de los circuitos auxiliares.
- Presión asignada del gas comprimido para operación, interrupción Y llenado.

5.4.1.2.4. Condiciones de operación

Son aquellas condiciones mínimas con las que debe contar un equipo antes de ponerlo en funcionamiento, para garantizar su correcto accionar evitando daños irreversibles tanto en el equipo, como en el sistema. Las condiciones de operación de los interruptores de potencia son las siguientes [6]:

- **Discrepancia en los contactos**

Los interruptores de alta tensión son aparatos trifásicos. Tienen por lo menos un contacto por fase, y en algunos casos, contactos múltiples en serie por fase. Es crucial para la operación apropiada del interruptor y para la red limitar las discrepancias de tiempo entre los contactos [6].

- **Secuencia de maniobra asignada**

Consiste en la serie de operaciones de apertura y cierre, y los tiempos para los que está especificado el interruptor [6].

Secuencias de operación: O - C - OC - CO - OCO

Donde:

- O: Apertura (open).
- C: Cierre (close).

- **Tiempos de operación**

Los tiempos de operación de los interruptores pueden ser de alrededor de 40 o 50 [ms] [6].

Las secuencias de maniobra normalmente son:

- Apertura = O.
- Cierre = C.
- Apertura – Cierre = O – C.
- Cierre – Apertura = C – O.
- Apertura – Cierre – Apertura = O – C – O.

- **Resistencia de contactos**

Para la resistencia de contactos del interruptor se debe tener en cuenta que el rango de los valores de la resistencia en micro ohmios que se pueden encontrar en los interruptores se divide en forma general de acuerdo a la capacidad de transporte del voltaje y de la corriente [6]:

- 25 kV – 100 [$\mu\Omega$] hasta 350 [$\mu\Omega$]
- 120 kV – 80 [$\mu\Omega$] hasta 200 [$\mu\Omega$]

- 120 hasta 330 kV – 100 [$\mu\Omega$ máx.]
- 735 kV – 20 hasta 80 $\mu\Omega$.

- **Presión de llenado de gas SF6**

La presión del medio aislante SF6, debe permanecer estable según el dato de placa del equipo, es por eso que para el llenado se debe considerar el factor de corrección por temperatura [6].

5.4.1.3. Seccionador



Figura 40 Seccionadores de línea. Fuente: CHEC [6].

Los seccionadores son un equipo de maniobra utilizado para aislar los interruptores, circuitos o porciones de la Subestación [6].

Los seccionadores pueden desempeñar en las redes eléctricas diversas funciones, siendo la más común la de seccionamiento de circuitos por necesidades de operación o por necesidad de aislar componentes del sistema (equipos o líneas) para realizar su mantenimiento. En caso de que sean utilizados para mantenimiento, los seccionadores abiertos que aíslan componentes deben tener una resistencia entre terminales a los esfuerzos dieléctricos de tal forma que el personal de campo pueda ejecutar sus labores en condiciones adecuadas de seguridad [6].

5.4.1.3.1. Tipos de seccionadores

Existen diferentes tipos de seccionadores, los cuales se pueden clasificar de la siguiente forma:

- **Según su función**

Seccionador de maniobra y seccionador de puesta a tierra [6].

Seccionador de maniobra

Se usa para realizar las siguientes maniobras [6]:

- Hacer bypass o paso directo a equipos como interruptores y capacitores en serie para la ejecución de mantenimiento o por necesidades operativas.
- Aislar equipos como interruptores, capacitores, barrajes, transformadores, generadores o líneas para la ejecución de mantenimiento.
- Maniobrar circuitos, es decir, realizar transferencia de circuitos entre los barrajes de una Subestación.



Figura 41 Seccionadores de barra y de línea. Fuente: CHEC [6].

Seccionadores de Puesta a tierra

Pone a tierra componentes del sistema en mantenimiento: Líneas de transmisión, barrajes o bancos de condensadores [6].



Figura 42 Seccionadores de línea con función de puesta a tierra. Fuente: CHEC [6].

- **Según su construcción**

Seccionador de apertura central, seccionador de doble apertura o rotación central, cuchilla monopolar y tripolar y seccionador de apertura vertical [6].

Seccionador de apertura central

Cuenta con dos columnas de aislamiento por fase dispuestas horizontalmente. En el momento de la apertura se separan 90° con respecto a la horizontal por lo que requieren buen espacio para la maniobra de apertura [6].



Figura 43 Seccionador de doble apertura central. Fuente: CHEC [6].

Seccionador de doble apertura central o rotación central

Sus contactos son tipo cuchilla, contruidos para tensiones nominales de 36 kV a 245 kV e intensidades de 600 - 2000 A. Cuentan con 3 columnas, de las cuales la del centro esta acoplada al eje del mando lo que permite que sea la encargada de hacer el giro. Brinda una interrupción doble, lo que indica que la distancia de interrupción sea la mitad de la total [6].



Figura 44 Seccionadores de apertura central. Fuente: CHEC [6].

Seccionadores de cuchilla

Constan de dos aisladores y una cuchilla que gira teniendo como eje uno de los aisladores. Deben ser montados horizontalmente con el despliegue de la cuchilla hacia abajo, su operación se realiza manualmente mediante una pértiga aislada que se engancha directamente a la cuchilla [6].



Figura 45 Seccionadores de cuchilla. Fuente: CHEC [6].

Seccionadores de apertura vertical

El seccionador de apertura vertical consiste en 3 polos, cada polo se compone de un chasis, un aislador rotativo y dos aisladores soportes, en el cual está montado la cuchilla principal [6].



Figura 46 Seccionadores de apertura vertical. Fuente: CHEC [6].

- **Según el mecanismo de operación**

Manual o motorizado [6].

Accionamiento manual

Se realiza por medio de una vara aislada o por manivela (volante) que está ubicada en la base del seccionador [6].



Figura 47 Accionamiento manual de un seccionador. Fuente: CHEC [6].

Accionamiento motorizado

Mecanismo que, a través de un eje, comanda la operación conjunta de los tres polos. Su operación puede ser local o remota [6].



Figura 48 Accionamiento motorizado de seccionadores. Fuente: CHEC [6].

5.4.1.3.2. Características técnicas

Las siguientes características hacen referencia al documento citado [6]:

- Tensión asignada Ur.
- Niveles de aislamiento asignados.
- Corriente asignada en servicio continuo.
- Corriente de corta duración admisible asignada.
- Valor pico de la corriente admisible asignada.
- Duración asignada del cortocircuito.
- Tensión asignada de alimentación de los dispositivos de cierre y de apertura y los circuitos auxiliares.
- Poder de cierre asignado en corto circuito.

5.4.1.3.3. Condiciones de operación

Las siguientes condiciones hacen referencia al documento citado [6]:

- El mecanismo de operación debe llevar siempre la cuchilla a una posición de 90° en la apertura con respecto a su posición de cierre y debe garantizar en el cierre, el recorrido justo que permita alinear las cuchillas (en el caso de que el mecanismo de operación sea eléctrico).
- La cuchilla de puesta a tierra se debe operar manualmente con el fin de garantizar el aterrizamiento del equipo o bahía a intervenir.
- Los soportes o extremos del seccionador deben estar perfectamente alineados y a nivel, para garantizar que los esfuerzos electromecánicos en los extremos no causen daño del equipo.
- La resistencia de contactos debe ser inferior o igual a $[80\mu\Omega]$. En caso de tener valores por encima de éste, deberá hacerse la corrección necesaria.

5.4.1.4. Transformador de potencial (PT)



Figura 49 Transformadores de potencial PT's. Fuente: CHEC [6].

Son equipos cuya finalidad es aislar el circuito de baja tensión (secundario) del circuito de alta tensión (primario), procurando que los efectos transitorios y de régimen permanente aplicados al circuito de alta tensión sean reproducidos lo más fielmente posible y de manera proporcional en el lado secundario, su función es la de alimentar equipos de medición y/o protección con tensiones proporcionales a las de la red en el punto en el cual está conectado [6].

El lado primario se conecta en paralelo con las líneas de tensión a controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los diferentes equipos de medición y de protección que se requiere energizar. Cada transformador de potencial tendrá, por lo tanto, terminales primarios que se conectarán a un par de fases o a una fase y tierra; y terminales secundarios a los cuales se conectarán los equipos [6].

Los Transformadores de Potencial (PT's) desarrollan dos funciones:

- Transformar la tensión de entrada.
- Aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

Para tensiones bajas o medias de hasta 33 kV, éstos transformadores se fabrican con aislamientos de resinas sintéticas (epoxi), mientras que para altas tensiones se utilizan aislamientos de papel, aceite, porcelana o gas SF6 [6].

5.4.1.4.1. Potencia o capacidad nominal

Es la potencia aparente [VA] que suministra el transformador en el lado secundario con la tensión nominal y manteniendo los requerimientos de la clase de exactitud, es decir que no se supere el error dado por el fabricante [6].

5.4.1.4.2. Tensión nominal primaria

Si los transformadores se conectan fase – fase la tensión nominal es la misma del sistema; para los que se conectan entre línea - tierra es la tensión nominal del sistema dividida por raíz de 3 “ $\sqrt{3}$ ” [6].

Conexión	Tensiones nominales en [kV].
Fase - Fase	500 - 230 - 220 - 115 - 36 - 34.5 - 14.4 - 13.2
Fase - Tierra	288.7 - 132.8 - 127 - 66.4 - 20.8 - 19.9 - 8.3 - 7.6

Tabla 3 Tensión nominal primaria de PT's según el tipo de conexión. Fuente: CHEC [6].

5.4.1.4.3. Tensión nominal secundaria

La tensión nominal secundaria de un transformador de potencial está directamente ligada a la práctica de los diferentes países y al uso que se le da, a continuación, se describen los valores para cada una de las prácticas mencionadas [6].

- Practica de varios grupos europeos: 100 [V] y 110 [V]
- Practica de Estados Unidos y Canadá: 120 [V] Distribución; 115 [V] Transmisión.

5.4.1.4.4. Tipos transformadores de potencial

Se pueden clasificar según su aplicación y su construcción [6].

- **Según su aplicación**

Existen transformadores de potencial PT's para medida, protección y de ambos usos [6].

Transformadores de potencial de medida

Son los diseñados para alimentar equipos de medida. Una de sus características fundamentales es que deben ser exactos en las condiciones normales de servicio. El grado de exactitud de un transformador de medida se mide por su clase o precisión, la cual nos indica el porcentaje máximo de error que se comete en la medida [6].

- Clase de precisión: Es la desviación entre el valor que entrega el PT y el valor que debería dar, se designa por un número (índice de clase) igual al límite superior del error de intensidad o de tensión admisible, expresado en porcentaje, que el transformador de potencia puede introducir en la medición de potencia operando con su tensión nominal primaria y la frecuencia nominal.
- Límite de error: Es el error que el PT introduce en la medida de la tensión, reflejando que la relación del transformador discrepa de la nominal en ángulo y en magnitud.

Transformadores de potencial de protección

Son aquellos destinados a alimentar relés de protección [6].

- Clase de precisión: Todos los transformadores de tensión para protección deber tener asignada una clase de precisión de medida, ésta se designa por el error máximo admisible de la tensión en porcentaje, entre el 5% de la tensión asignada y el valor de la tensión correspondiente al factor asignado.

- Límite de error: El error de tensión y desfase, a la frecuencia asignada, no deben sobrepasar los valores establecidos al 5% de la tensión asignada y al producto de la tensión asignada por el factor de tensión asignado (1,2; 1,5 o 1,9).

Transformadores de potencial combinados

Son transformadores que pueden ser utilizados para alimentar tanto equipos de medida como de protección. Para este caso se construye con dos arrollamientos secundarios, uno para medida y otro para protección, compartiendo el mismo núcleo magnético [6].

- **Según su construcción**

Existen transformadores de potencial de tipo inductivo y capacitivo [6].

Transformadores de potencial inductivos

Pueden ser contruidos para conexión fase-tierra (un polo aislado) o para conexión fase-fase (doble polo aislado), utilizados primordialmente en media tensión. Consisten en un arrollamiento primario y un arrollamiento secundario dispuestos sobre un núcleo magnético común. Este tipo de transformadores son predominantes para tensiones comprendidas entre los 600 [V] y 72,5 [kV] [6].



Figura 50 Transformadores de potencial PT's inductivos. Fuente: CHEC [6].

Transformadores de potencial capacitivos

Están formados por un divisor capacitivo que consta de dos condensadores conectados en serie para obtener un borne de tensión intermedia y un elemento electromagnético; diseñado para sistemas de alta tensión, ya que presentan una alta estabilidad de presión en caso de fallo interno, lo que garantiza la seguridad del sistema [6].



Figura 51 Transformadores de potencial PT's capacitivos. Fuente: CHEC [6].

5.4.1.4.5. Características técnicas

Las siguientes características hacen referencia al documento citado [6]:

- Tensión primaria asignada.
- Tensión secundaria asignada.
- Potencia de precisión.
- Factor de tensión asignado.
- Requerimientos de aislamiento.
- Frecuencia asignada.
- Clase de precisión.
- Cantidad de devanados secundarios.
- Relación de transformación asignada.
- Conexión de los devanados secundarios.
- Límites del error de tensión y de desplazamiento.
- Capacitancia mínima (Divisores capacitivos).
- Variación de la frecuencia asignada (Divisores capacitivos).
- Tipo de instalación (Interior o exterior).

5.4.1.4.6. Condiciones de operación

Las siguientes condiciones hacen referencia al documento citado [6]:

- Según la tensión nominal de la red se debe garantizar la clase y el burden para el cual está especificado el equipo de medida, esto con el fin de que el error de lectura o precisión este dentro del rango especificado por el fabricante.
- La norma IEC especifica que la clase o precisión debe mantenerse cuando la tensión que se aplica en el arrollamiento primario se encuentre entre el 80 y el 120 % de la tensión primaria nominal y cuando la carga conectada al secundario del transformador esté comprendida entre el 25 y el 120 % de la carga nominal y con un factor de potencia de 0,8 inductivo.

- Durante el mantenimiento el secundario del transformador debe permanecer abierto evitando que corrientes significativas atraviesen las bobinas de bajo calibre de este y cause la destrucción del mismo.

5.4.1.5. Transformador de corriente (CT)



Figura 52 Transformadores de corriente. Fuente: CHEC [6].

Los transformadores de corriente son equipos donde la corriente secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la corriente primaria, aunque ligeramente desfasada. Cumplen dos funciones principales [6]:

- Transformar la corriente.
- Aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

El devanado primario del transformador, se conecta en serie con el circuito cuya intensidad se desea medir y el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los equipos de medición y de protección que requieran ser energizados [6].

Las espiras del arrollamiento primario pueden conectarse en serie o paralelo para cambiar la relación, y atraviesan el núcleo magnético, cuya forma suele ser cerrada tipo toroidal o puede tener un cierto entrehierro, sobre el cual se arrollan las espiras del secundario de una forma uniforme, consiguiendo así reducir al mínimo el flujo de dispersión [6].

5.4.1.5.1. Corriente nominal primaria

Es el valor de corriente para el cual está diseñado el CT. Para el lado de alta o primario los valores según las diferentes normas están consignados en la Tabla 4 [6].

NORMA	CORRIENTE NOMINAL [A]
IEC	10 - 12.5 - 15 - 20 - 30 - 40 - 50 - 60 - 75 y los múltiplos decimales

ANSI	10 - 15 - 25 - 40 - 50 - 75 - 100 - 200 - 300 - 400 - 800 - 1200 - 1600 - 2000 - 3000 - 4000 - 5000 - 6000 - 8000 - 12000
------	---

Tabla 4 Corriente nominal primaria, transformadores de corriente CT's. Fuente: CHEC [6].

5.4.1.5.2. Corriente nominal secundaria

Es el valor de corriente para el cual está diseñado el CT. Para el lado de baja o secundario los valores según las diferentes normas están consignados en la Tabla 5 [6].

NORMA	CORRIENTE NOMINAL [A]
IEC	1 - 2 - 5
ANSI	5

Tabla 5 Corriente nominal secundaria, transformadores de corriente CT's. Fuente: CHEC [6].

5.4.1.5.3. Corriente nominal secundaria

Los bornes de los arrollamientos primario y secundario deben poder ser identificados con fiabilidad. Para ello, en la norma IEC 60185 se indica el criterio a seguir para su nomenclatura, siendo aquellos bornes que empiecen con **P** y **C** los del arrollamiento primario, y los que empiecen con **S** los del arrollamiento secundario. En las figuras a continuación se visualizan los diferentes casos [6].

1. Transformador de simple relación.
2. Transformador con toma intermedia en el secundario.
3. Transformador con dos secciones en el arrollamiento primario para su conexión en serie o paralelo.
4. Transformador con dos arrollamientos secundarios y núcleos independientes.

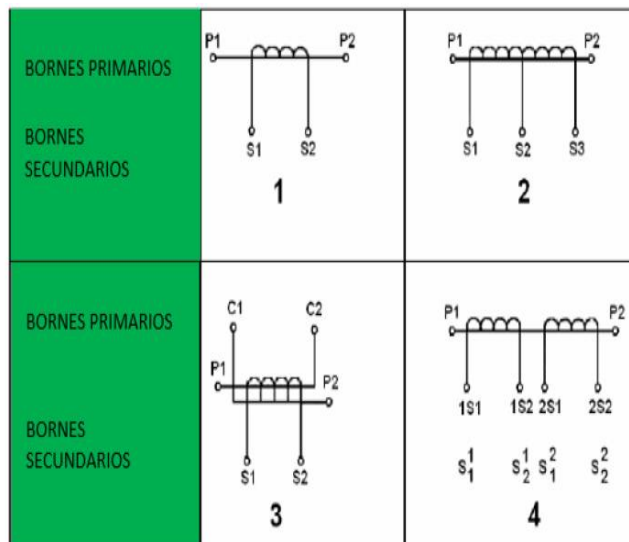
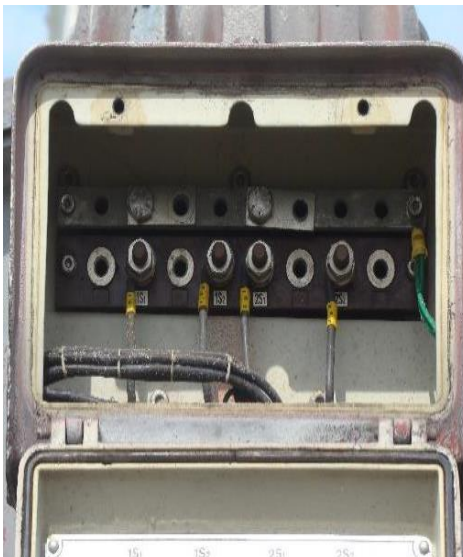


Figura 53 Borneras de un CT y sus posibles conexiones. Fuente: CHEC [6].

5.4.1.5.4. Nivel de aislamiento

El nivel de aislamiento nominal del bobinado primario de un CT está relacionado con la máxima tensión permanente admisible de servicio del sistema (U_m). Para bobinados comprendidos entre 3,6 [kV] o superiores, pero menores de 300 [kV], el nivel de aislamiento nominal es determinado por las tensiones nominales resistidas a frecuencia industrial e impulso tipo rayo [6].

5.4.1.5.5. Tipos de transformadores de corriente

Se pueden clasificar según su forma constructiva, su construcción eléctrica y su aplicación.

- **Según su forma constructiva**

CT's tipo devanado primario.

Tipo devanado primario

Consta de devanado primario y secundario totalmente aislado y montado permanentemente sobre el circuito magnético [6].



Figura 54 Transformador de corriente tipo devanado primario. Fuente: CHEC [6].

- **Según su construcción eléctrica**

CT's con varios núcleos y de relación múltiple

CT's de varios núcleos

Consta de varios devanados secundarios independientes y montados sobre un núcleo propio, con un devanado primario único que enlaza los núcleos secundarios con sus espiras [6].

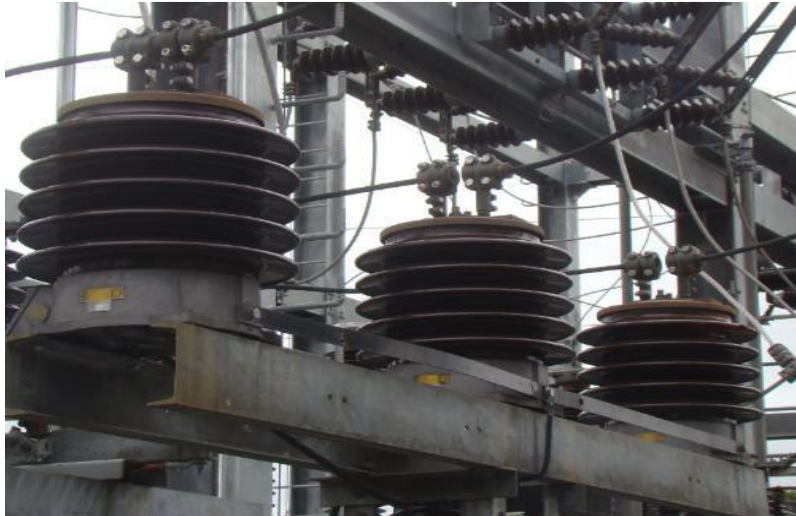


Figura 55 Transformador de corriente de varios núcleos. Fuente: CHEC [6].

CT's de relación múltiple

Son aquellos en los cuales se puede variar la relación de transformación manualmente o por medio de un tap [6].



Figura 56 CT's de relación múltiple. Fuente: CHEC [6].

- **Según su aplicación**

CT's de medida, de protección y combinados.

Transformadores de corriente de medida

Su finalidad es alimentar los instrumentos de medida, por este motivo requieren reproducir fielmente la magnitud y el ángulo de fase de la corriente, su precisión debe garantizarse

desde una pequeña fracción de corriente nominal del orden del 10% hasta un exceso de corriente del orden del 20% sobre el valor nominal [6].

Están concebidos para alimentar equipos de medición, por lo tanto, una de sus características fundamentales es que deben ser exactos en las condiciones nominales de servicio [6].

- Clase de precisión: El grado de exactitud de un transformador de medida se mide por su clase o precisión, la cual nos indica el porcentaje de error máximo que se comete en la medida, se designa por un número (índice de clase) igual al límite superior del error de intensidad o de tensión admisible, para la corriente primaria asignada y la carga de precisión.
- Límite de error: Es la desviación entre el valor dado por el transformador y el valor verdadero que debería entregar. Este error se da por el hecho de que la relación de transformación real difiere de la nominal tanto en magnitud como en ángulo.
- Carga nominal o Burden de los CT's de medida: Corresponde a la máxima carga que se le puede conectar en forma permanente, sin exceder los valores máximos de error de razón (relación de transformación) y ángulo indicados por el fabricante.

El número que aparece después de la letra B (Burden), indica el valor de la impedancia en ohmios a 60 [Hz]. Las cargas B - 0.1, B - 0.2, B - 0.9 y B - 1.8 se utilizan para medida con $\cos\beta = 0.9$ y las cargas B-1, B-2, B-4 y B-8 se utilizan para protecciones con $\cos\beta = 0.5$ [6].

Transformadores de corriente de protección

Su función es proteger un circuito, requieren conservar su fidelidad hasta un valor de veinte veces la magnitud de la corriente nominal, cuando se trata de grandes redes con altas corrientes puede ser necesario requerir 30 veces la corriente nominal [6].

- Clase de precisión: La clase de precisión de un CT para protección se designa por un número (índice de clase) y la letra "P" (inicial de protección). El índice de clase indica el límite superior del error compuesto para la corriente límite de precisión asignada y la carga de precisión.
- Límite de error: Para determinar el error de corriente y el desfase, la carga debe ser inductiva e igual a la carga de precisión con un factor de potencia igual a 0,8 excepto cuando sea inferior a 5 [VA]; en cuyo caso podrá ser resistiva.
- Carga nominal o Burden de los CT's de protección: Para los núcleos de medición es la capacidad del CT para alimentar una carga secundaria, sin que entre en saturación.

5.4.1.5.6. Características técnicas

Las siguientes características hacen referencia al documento citado [6]:

- Corriente primaria asignada.
- Corriente secundaria asignada.
- Corrientes de cortocircuito asignadas.
- Corriente de corto circuito térmica asignada.
- Potencia de precisión.

- Límites de calentamiento.
- Tensión máxima del equipo y niveles de aislamiento.
- Frecuencia asignada.
- Clase de precisión.
- Número de devanados secundarios.
- Tipo de instalación (Interior exterior)

5.4.1.5.7. Condiciones de operación

Las siguientes condiciones hacen referencia al documento citado [6]:

- Según la corriente nominal de la red se debe garantizar la clase y el burden para el cual está especificado el equipo de medida, esto en aras de que el error de lectura o precisión este dentro del rango especificado por el fabricante.
- Según la corriente nominal de la red y la clase del CT se deberá hacer el ajuste de conexión en el primario. (Serie o paralelo). Para garantizar la tolerancia del error en la medida.
- Por ningún motivo el secundario debe quedar con los terminales abiertos o sin carga conectada, ya que en este caso toda la corriente primaria servirá para magnetizar núcleo, provocando que el voltaje secundario crezca hasta un valor que normalmente es lo suficientemente grande para provocar la ruptura del aislamiento entre espiras y algunas veces, la explosión del CT.
- La conexión entre la línea y el CT tanto en el primario como en el secundario debe ser en serie.

5.4.1.6. Descargadores de sobretensión "DPS"



Figura 57 Descargadores de sobretensión. Fuente: CHEC [6].

Los Dispositivos de Protección contra Sobretensiones (DPS) protegen los sistemas de potencia y sus componentes contra las sobretensiones que se pueden producir por descargas atmosféricas o por maniobras en el sistema durante falla, además, se encargan de controlar o limitar las sobretensiones que puedan llegar a afectar los equipos

de la Subestación como transformadores de potencia, de medición y protección, seccionadores, interruptores, entre otros [6].

Internamente está conformado por una serie de materiales resistivos, con una característica de tensión-corriente extremadamente no lineal. Estos materiales resistivos se comportan prácticamente como aisladores con corrientes que lo atraviesan muy pequeñas en condiciones normales de operación. Ante corrientes de impulso del orden de los [kA], estos materiales invierten su condición de aisladores permitiendo la descarga [6].

5.4.1.6.1. Principio de funcionamiento

Los resistores de óxido metálico presentan una característica no lineal muy pronunciada, es decir, poseen una característica tensión–corriente marcadamente curvada de modo que, por debajo de cierto valor de tensión solamente circula una corriente permanente o de fuga de unos pocos [mA] [6].

En el caso de sobretensiones atmosféricas o de maniobra, los resistores se vuelven conductores (zona óhmica), de manera que la corriente de descarga pueda derivarse a tierra, reduciendo así la sobretensión al valor de la caída de tensión en el descargador (“tensión residual”). En este punto las corrientes de descarga llegan a alcanzar valores de hasta 2 [kA] en el caso de sobretensiones maniobra, y de 1 -10 -20 [kA] en el caso de descargas atmosféricas [6].

5.4.1.6.2. Sobretensiones

Las sobretensiones se presentan cuando existe un aumento en el nivel de tensión que alcanza valores mayores a los máximos establecidos entre dos puntos de un circuito eléctrico, durante la operación se pueden presentar diferentes tipos de sobretensiones como lo son:

- **Sobretensión atmosférica**

Causada por el impacto directo e indirecto de un rayo en un conductor de la línea aérea, un cable de guarda o una torre, o inducida por corriente de origen atmosférico en líneas o estructuras metálicas aledañas. Su duración es corta [μ s] y alcanza valores de tensión elevados (varios millones de voltios, 3 a 5 p.u.) [6].

- **Sobretensión de maniobra**

Causada por fenómenos transitorios como resultado de maniobras o fallas en el sistema (fallas a tierra, maniobras en circuitos inductivos o capacitivos, rechazo de carga, etc.) Siendo de duración mayor [ms] y menor tensión (2 a 3 veces p.u.) [6].

- **Sobretensión temporal (TOV)**

Según el tipo de puesta a tierra, puede tener una duración de hasta unos pocos segundos, como resultado de una maniobra o de una falla en el sistema y tensión muy pequeña (1,5 veces p.u.) [6].

5.4.1.6.3. Clasificación

La norma IEEE Std C62.11 de 1993 clasifica los DPS según las corrientes de descarga al impulso tipo rayo establecidas en la Tabla 6 [6].

Clasificación DPS	Valor pico del impulso [A]
Subestación (800kV).	20000
Subestación (500kV).	15000
Subestación (< 550kV).	20000
Subestación intermedia.	5000
Subestación de distribución.	
Trabajo pesado	10000
Trabajo normal	5000
Secundario	1500

Tabla 6 Clasificación de los DPS según norma IEEE Std C62.11. Fuente: CHEC [6].

5.4.1.6.4. Tipos de descargadores de sobretensión

Los descargadores de sobretensión pueden estar contruidos internamente en óxido metálico y carburo de silicio, encerrados en capsulas de porcelana o silicona y se clasifican según las siguientes características [6].

- **Según su principio activo**

Se clasifican de la siguiente manera: Resistores de óxido metálico y de carburo de silicio.

Resistor de óxido de zinc (ZnO)

Están hechos de un material formado principalmente por óxido de zinc (ZnO) en un 90% y por otros diez aditivos diferentes en forma de óxidos lantánidos (Bi, Sb, Co, Mn) en el restante 10%. Su característica tensión–corriente es extremadamente no lineal, su principal característica es que no requieren explosores [6].



Figura 58 Descargadores de sobretensión de óxido de Zinc. Fuente: CHEC [6].

Resistor de carburo de silicio (SiC)

Descargador de sobretensión también llamado tipo válvula o resistor no lineal, está compuesto por uno o más descargadores conectados en serie con uno o varios resistores no lineales. Su característica tensión–corriente no es tan pronunciada como la de los DPS de óxido metálico [6].



Figura 59 Descargadores de sobretensión de carburo de silicio. Fuente: CHEC [6].

- **Según su construcción**

Descargadores de sobretensión de silicona y de porcelana

DPS de óxido metálico recubierto en silicona

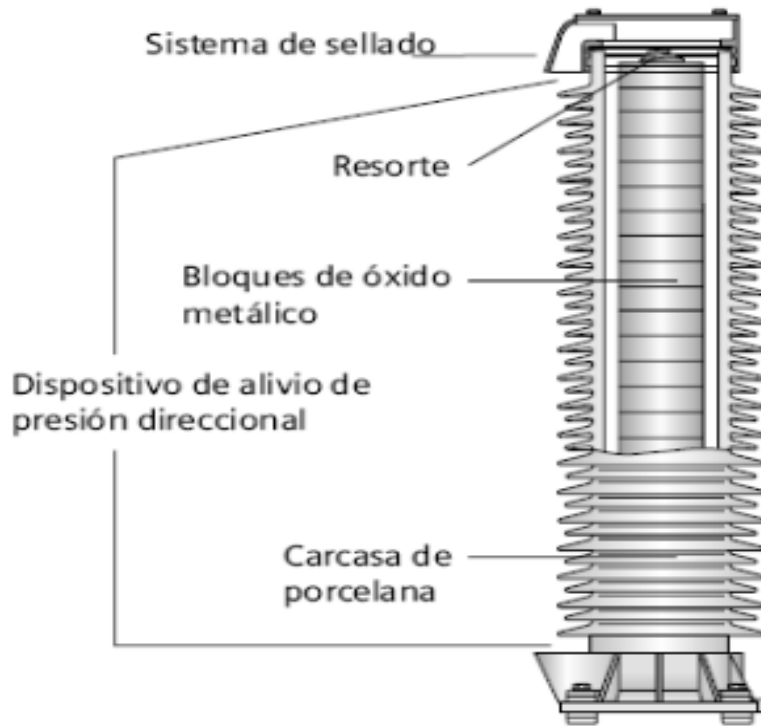


Figura 60 Esquema típico interno de descargadores de óxido metálico con recubrimiento en porcelana.
Fuente: CHEC [6].

DPS de óxido metálico recubierto en Porcelana

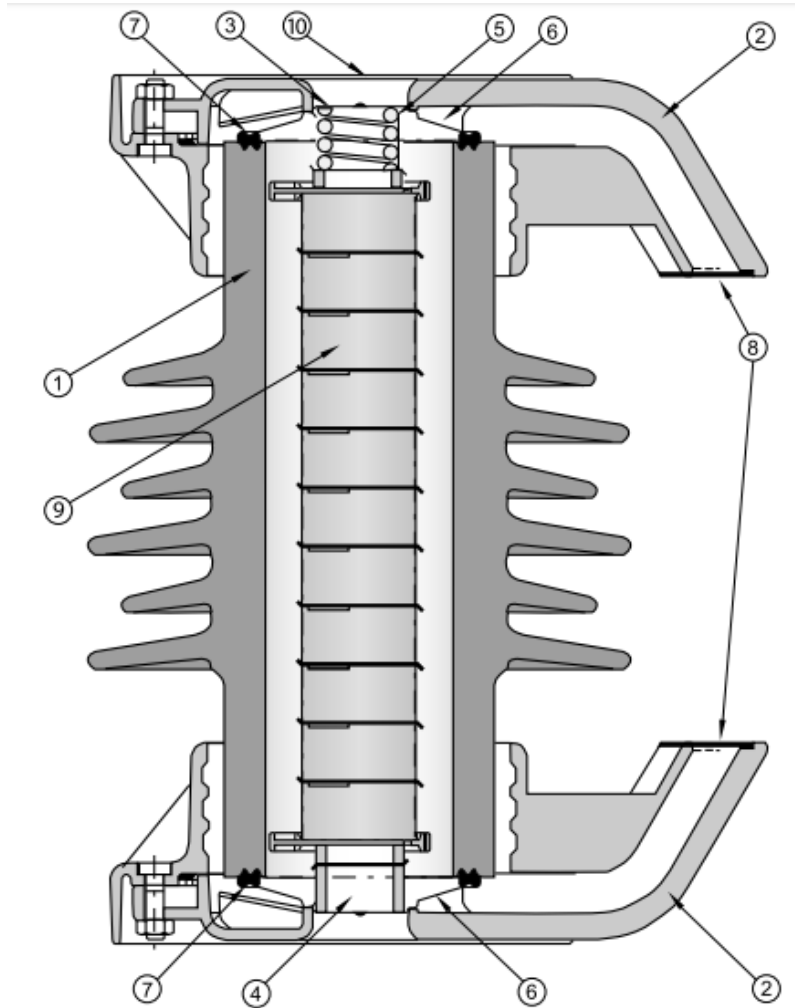


Figura 61 Esquema típico de descargadores de sobretensión de carburo de silicio con recubrimiento en porcelana. Fuente: ABB [9].

1. Aislador de porcelana
2. Conducto de escape
3. Resorte
4. Bolsa de desecante
5. Chapa de cobre
6. Tapa sellante
7. Anillo sellante
8. Placas de características
9. Bloques de ZnO
10. Tapa de brida

5.4.1.6.5. Características técnicas

Las siguientes características hacen referencia al documento citado [6]:

- Corriente nominal.
- Corriente de corto circuito.
- Capacidad de disipación de energía.
- Frecuencia asignada.
- Tensión de operación continua [Uc].
- Tensión eficaz máxima permisible [Ur]
- Clase de descarga de línea.

5.4.1.6.6. Contador de descargas

Es un elemento que se instala en el camino entre el DPS y tierra, aislado para una tensión de unos 3 [kV]

Este elemento cuenta las veces que ha actuado el equipo a causa de descargas. Es importante revisar las condiciones de los DPS, ya que cuando éste opera, el material de las columnas de Óxido metálico (OM) se van degradando dependiendo de la magnitud de las descargas recibidas y de la periodicidad [6].

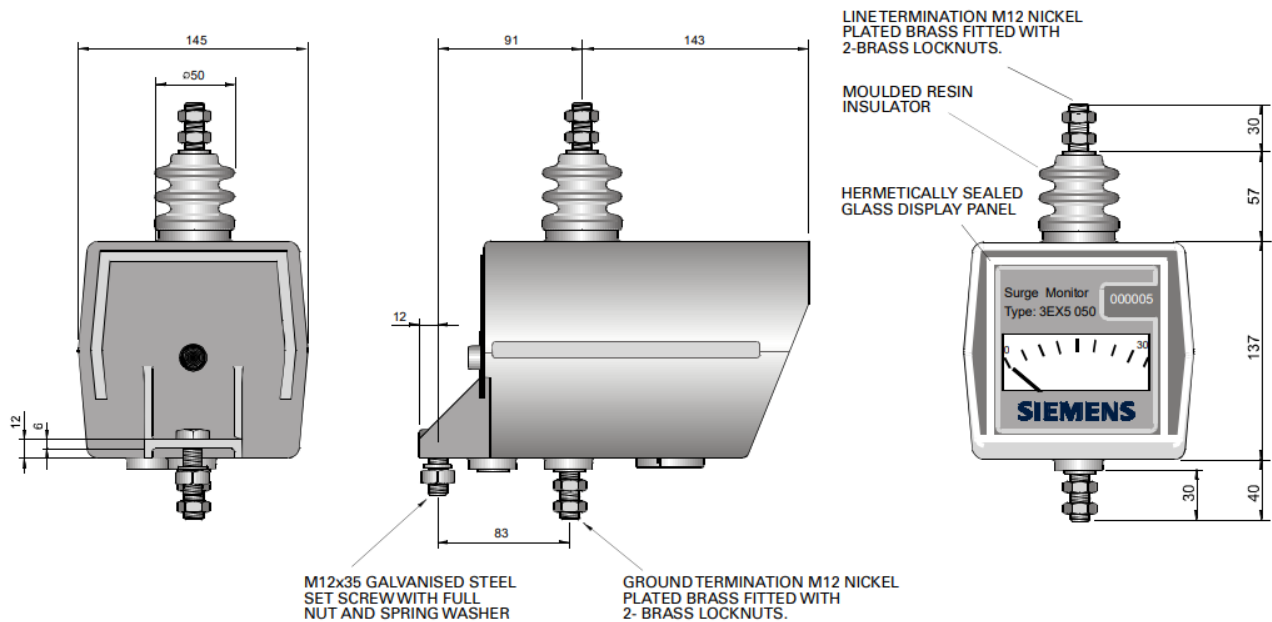


Figura 62 Contador de descargas análogo. Fuente: CHEC [6].

En el caso de montar este tipo de dispositivos, el DPS debe estar montado sobre bases aislantes, las cuales desvían la corriente hacia el contador y permiten que este elemento cuente cuando se presenta la descarga [6].

5.4.1.6.7. Condiciones de operación

Las siguientes condiciones hacen referencia al documento citado [6]:

- Es recomendable instalar el contador de descargas a no más de 2 metros del DPS, por efectos de inductancia del cable que los conecta. Garantizando el menor trayecto posible de la bajante de puesta a tierra del DPS.
- Se debe garantizar la continuidad del contador de operaciones a tierra.
- Garantizar que el DPS quede efectivamente puesto a tierra y que la corriente de fuga este dentro de los valores recomendados por el fabricante.
- Se debe garantizar la distancia de protección del DPS para el equipo más inmediato sobre la línea de este.

5.4.1.7. Trampa de ondas



Figura 63 Trampa de onda en una subestación de patio a la intemperie. Fuente: Sector electricidad [10].

Las líneas de transmisión también son utilizadas para la transmisión de señales de onda portadora entre 30 kHz y 500 kHz con diferentes objetivos entre los que se encuentran: telecontrol, telefonía, tele protección, tele medición, etc., La función principal de la trampa de onda o bobina de onda portadora (también llamada bobina de bloqueo) es la de impedir la derivación de las señales de alta frecuencia en direcciones indeseables, sin afectar la transmisión de energía a frecuencia industrial [10].

Por lo tanto, la trampa de onda es acoplada en serie con las líneas de transmisión de alta tensión, debe ser dimensionada para soportar la corriente nominal de la línea en la frecuencia industrial y las corrientes de cortocircuito a las cuales están sujetas las líneas de transmisión [10].

5.4.1.7.1. Construcción

Bobina principal: Se encarga de conducir la corriente nominal de la línea de transmisión y se proyecta para soportar la corriente máxima de cortocircuito. El arrollamiento consiste en perfiles de aluminio de sección rectangular de alta resistencia mecánica. Se conectan uno o más perfiles en paralelo dependiendo de la corriente [10].

Su construcción es robusta y liviana, se trata de una estructura abierta con aislamiento en aire, el cual tiene excelentes propiedades de enfriamiento. Esto se hace con el fin de evitar la aparición de grietas en la superficie de la bobina. Se construyen con una baja capacidad propia lo cual implica una elevada frecuencia de auto resonancia, siendo lo más adecuado para aplicaciones en alta frecuencia. Éstas características son importantes ya que aseguran un excelente desempeño, principalmente en caso de falla por cortocircuito [10].

Dispositivos de sintonía: Éste dispositivo es montado en el tirante central localizado en el interior de la bobina principal. Es de fácil acceso lo cual permite reemplazarlo fácilmente en caso de avería sin que sea necesario remover todo el equipo. El dispositivo de sintonía puede ser fijo o ajustable, para sintonía simple, de doble frecuencia o de banda ancha [10].

Con el fin de proteger el dispositivo de sintonía de los constantes cambios climáticos y eventuales choques mecánicos, todos los componentes son encapsulados con una capa resistente a la intemperie [10].

Dispositivo de Protección: El dispositivo de protección es conectado en paralelo con la bobina principal y el dispositivo de sintonía, sirve para evitar que la bobina de bloqueo sufra algún daño debido a una sobretensión transitoria. Al momento de escoger el equipo de protección es importante que pueda soportar elevadas sobretensiones transitorias, ya que éste no debe actuar a causa de la tensión que surge entre los terminales de la bobina de bloqueo en el caso de un cortocircuito, y tampoco debe permanecer en operación después de la respuesta a una sobretensión momentánea entre los terminales de la bobina de bloqueo, causada por la corriente de cortocircuito [10].

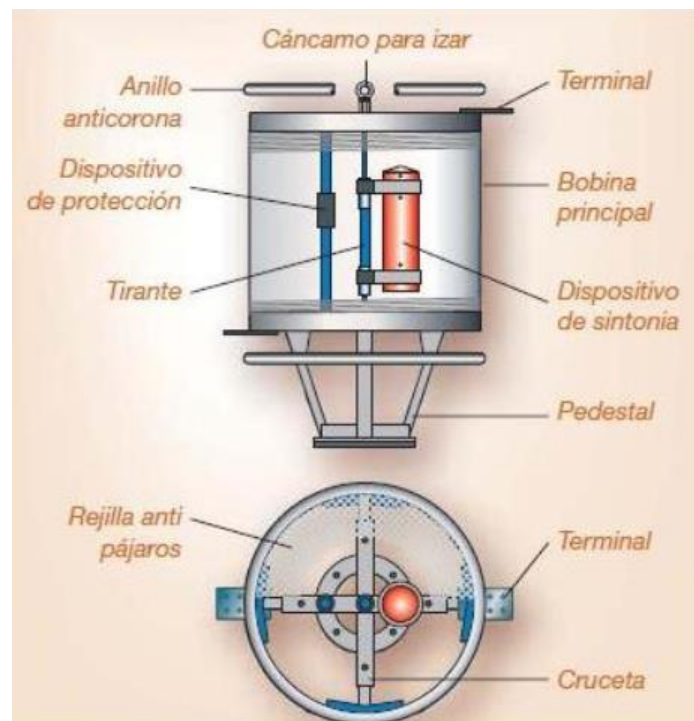


Figura 64 Principales componentes de la trampa de onda. Fuente: Sector electricidad [10].

5.4.2. Equipos de tablero

Son todos los elementos de control, medición y protección, indicadores luminosos y alarmas, instalados en la caseta de control. Su función es la de facilitar la supervisión y control de la subestación.

5.4.3. Servicios auxiliares

Son todo el conjunto de instalaciones formadas por las fuentes de alimentación de corriente continua y de corriente alterna, de baja tensión que se utilizan para energizar los sistemas de control, protección, señalización, alarmas y alumbrado de una subestación, así como el sistema contra incendio. Las partes del sistema auxiliar son las siguientes:

Servicio de DC: Interruptores, tableros, baterías, alumbrado de emergencia, cargadores.

Servicio AC: Calefacción, alumbrado, aire acondicionado, ventilación, sistemas contra incendio, etc.

5.4.4. Instalaciones complementarias

Las Subestaciones de tipo exterior deben tener un encerramiento apropiado, adicionalmente, se debe tener en consideración el lugar necesario para la instalación de equipos adicionales, tales como sistema de compensación de neutro o sistema de compensación reactiva.

Todos los equipos de potencia deben estar fácilmente accesibles, y deben ser instalados o removidos sin la previa remoción de otros equipos.

El cableado de control y protección, debe ser separado y protegido de los cables de potencia con el fin de evitar daños al sistema de control y protección en caso de daño o fuego en los cables de potencia.

Los equipos de control y protección y los servicios auxiliares, deben ser localizados cerca de la entrada principal, con el fin de evitar, en caso de emergencia, el paso de personal no autorizado cerca de equipos de potencia.

5.4.4.1. Sistema de compensación de Neutro

El aterrizamiento del Neutro en una Subestación determina las corrientes asimétricas en fallas eléctricas, principalmente en fallas fase-fase a tierra, y el sobre-voltaje interno debido a fallas o maniobra.

En general, en las Subestaciones el neutro puede ser:

- Directamente aterrizado, que es conectado a tierra por medio de un electrodo de tierra, con una resistencia despreciable sin la interposición de una impedancia.
- Conectado a tierra por medio de una resistencia o con una impedancia de interposición, inductiva, resistiva o inductiva-resistiva.

El tipo de aterrizamiento del neutro combinado con las características de la red en términos de extensión y solución constructiva, determina las corrientes de falla y sobre-voltajes internos.

Cuando se realiza por medio de una impedancia inductiva-resistiva permite limitar las corrientes en caso de una falla fase-tierra y los voltajes internos, por lo tanto, en el diseño de una nueva Subestación es necesario evaluar la posibilidad aterrizar el neutro de la red por medio de una impedancia con una bobina sintonizable.

En caso de fallas fase-tierra, es posible reducir significativamente la corriente de falla y extinguir las fallas no permanentes gracias a la posibilidad de cambiar la reactancia inductiva de la bobina, con el fin de igualar la reactancia capacitiva de secuencia cero de una red afectada por una falla, de esta manera es posible prevenir la propagación de la falla a otras fases.

5.4.4.2. Sistema de Compensación Reactiva

La compensación de potencia reactiva es el proceso mediante el cual se busca reducir al máximo la demanda de energía reactiva en un sistema eléctrico, en caso de ser requerida, será realizada por medio de condensadores conectados a los barrajes de la Subestación. Las capacidades más utilizadas son 2.4 MVAR, 4 MVAR y 6MVAR.

5.4.4.3. Sistema de Puesta a Tierra

La malla de puesta a tierra es una de los más importantes elementos de seguridad en las Subestaciones. Todas las estructuras, los equipos de control y protección, los sistemas de comunicaciones deben ser conectados a la malla de puesta a tierra.

Las principales funciones de la malla de puesta a tierra son:

- Asegurar el buen funcionamiento del sistema de protección en caso de condiciones anómalas, las cuales pueden causar daños a personas y fallas en el sistema eléctrico.
- Permitir un camino de baja impedancia para las corrientes de falla.
- Evitar la exposición de personas a potenciales inseguros en la proximidad de la subestación.
- Mantener las tensiones del sistema dentro de límites definidos bajo condiciones de falla (sobretensiones debido a rayos, operaciones del sistema eléctrico o contacto con sistemas de mayor nivel de tensión), para no exceder la tensión de ruptura dieléctrica del aislamiento.
- Permitir una superficie equipotencial o referencial; para evitar tensiones peligrosas en estructuras.
- Garantizar gran confiabilidad y continuidad de servicio.

Para lograr los objetivos anteriores, el diseño de la malla de puesta a tierra debe garantizar la seguridad de las personas dentro y fuera de la subestación, manteniendo el potencial eléctrico dentro de los límites de seguridad en caso de falla.

Al realizar el diseño de la malla de puesta a tierra, se deben tener en cuenta los siguientes elementos:

- Resistividad del suelo, características del sistema eléctrico y en particular, las corrientes de corto circuito en la subestación AT/MT, la profundidad a la cual se debe construir la malla de puesta a tierra y en general la disposición de los equipos.
- Las últimas medidas de la malla de puesta a tierra, cuando sea necesario.

Normalmente, la malla de puesta a tierra debe ser instalada a una profundidad entre 0,5 y 0,7 metros, con el fin de distribuir de manera segura las corrientes de falla. La superficie de instalación de los equipos conectados a la malla de puesta a tierra puede ser cubierta con grava de tamaño uniforme, usualmente con una profundidad de 10 a 15 centímetros y una resistividad esperada de 2500 – 3000 [ohm-m].

5.5. Sistema de Control y Protección de la Subestación

Un sistema de control y protección se define como un conjunto formado por dispositivos o funciones de medida, indicación, registro, señalización, regulación, control manual y automático de los equipos y los relés de protección, los cuales verifican, protegen y ayudan a gobernar un sistema de potencia [2].

La función principal de un sistema de control es supervisar, controlar y proteger la transmisión y distribución de la energía eléctrica. Durante condiciones anormales y cambios intencionales de las condiciones de operación, el sistema de control deberá, hasta donde sea posible, asegurar la continuidad de la calidad del servicio de energía eléctrica [2].

Actualmente existen dos conceptos de control: el convencional y los sistemas automatizados de Subestaciones (SAS); siendo la tendencia en las subestaciones nuevas implementar éste último y, en las existentes, el realizar la modernización de los sistemas convencionales [2].

5.5.1. Requerimientos generales de un sistema de Control

Un sistema de control tiene los siguientes requerimientos:

5.5.1.1. Facilidad de expansión

Las Subestaciones tienen una vida útil relativamente larga, por lo tanto, es necesario diseñar la Subestación de tal manera que sean fácilmente realizables las adiciones de nuevos equipos debidas a cambios de configuración y las expansiones de los sistemas de control existente integrando los nuevos equipos [2].

5.5.1.2. Automatización de funciones

La operación automatizada en Subestaciones se basa normalmente en información disponible dentro de la misma subestación, donde la acción que tomen los dispositivos de control puede ser ordenada o, inclusive, modificada local o remotamente [2].

A continuación, se enumeran algunos conceptos de operación automática [2]:

- Conmutación automática de equipos de respaldo
- Restauración automática del sistema después de pérdida del suministro

- Maniobras automáticas de equipos
- Ajuste automático de relés
- Mando sincronizado de interruptores

5.5.1.3. Seguridad

Las fallas en los sistemas secundarios de los equipos de patio y de control pueden afectar directamente la seguridad de todo el sistema. Fallas de este tipo no pueden evitarse en su totalidad, y, por lo tanto, se deben tomar precauciones tales como la redundancia de los principales equipos, para asegurar que el efecto de una falla se reduzca a unas proporciones adecuadas [2].

5.5.1.4. Disponibilidad

Ya que la seguridad del equipo de la subestación depende en mucha parte de la confiabilidad del equipo de control utilizado, un nivel alto de disponibilidad es necesario en tales sistemas. Cualquier interrupción se considera de importancia, y por tal motivo, se debe minimizar el tiempo requerido para el reconocimiento, diagnóstico y corrección de las fallas del sistema de control [2].

El sistema de control no debe tener un punto único de falla que cause que la subestación quede fuera de operación, lo cual puede minimizarse por medio de arquitecturas redundantes y tolerantes a fallas [2].

5.5.1.5. Flexibilidad

El sistema de control debe ser flexible para acomodarse a condiciones de contingencia, tanto en el sistema de control mismo como en el de potencia. La flexibilidad es esencial para mantener la seguridad del sistema de potencia [2].

Es necesario diseñar el sistema de control con la suficiente flexibilidad para poder efectuar cambios en el equipo de control o en el interfaz con el equipo de patio, de tal manera que se mantenga la seguridad de la instalación [2].

De acuerdo a esto, se deben tener en cuenta los siguientes puntos [2]:

- Prever facilidades para permitir la extensión o modificación parcial del sistema de control
- Prever la posibilidad de intercambiar equipos de diferentes fabricantes
- Efectuar el diseño inicial de tal manera que disminuyan los gastos cuando se realicen expansiones o modificaciones futuras
- Para el caso de sistemas de control digitales, prever el cumplimiento de estándares industriales para sistemas abiertos con el fin de permitir ampliar o modificar el sistema, minimizando los costos de integración

5.5.1.6. Simplicidad

Se debe tener en cuenta en el diseño general que la confiabilidad total de un sistema simple es mayor que la de un sistema complejo, el cual necesita demasiada información de los equipos de patio o requiere llevar a cabo un gran número de operaciones de

maniobra para cambiar el estado de la subestación o aislar un sector de ésta cuando hay fallas [2].

5.5.2. Funcionamiento del sistema de Protección

Para que el sistema de protección sea lo más efectivo posible, todo sistema eléctrico queda dividido en zonas que puedan ser fácilmente desconectadas de la red en un tiempo muy corto, para que de esta forma se produzca la mínima anomalía posible en la parte del sistema que permanece en servicio. Estas zonas se conocen como zonas de protección [11].

Deben estar dispuestas de forma que exista un solape entre ellas, para evitar que haya áreas no protegidas, los transformadores de intensidad son los equipos utilizados para marcar los límites de cada zona de protección [11].

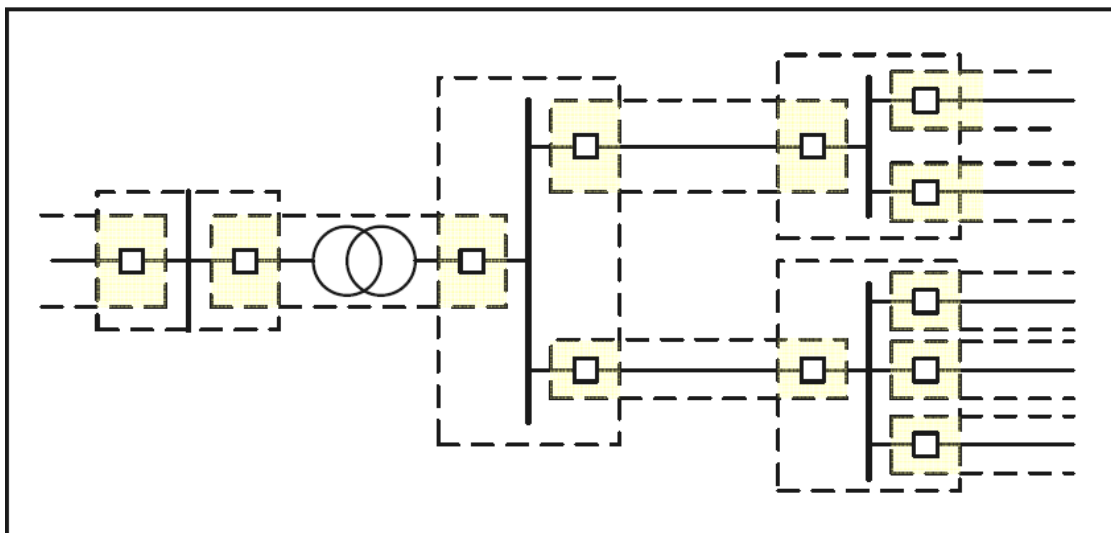


Figura 65 Zonas de protección de un sistema eléctrico. Fuente: Universidad Carlos III [11].

Cada zona de protección incluye un elemento del sistema, como generadores, transformadores, barras, líneas, etcétera. Incluye los interruptores que conectan dicho elemento al sistema eléctrico, deben tener como mínimo una protección primaria que es el conjunto de protecciones que han de disparar lo más rápido posible. Esta protección también se conoce como protección principal [11].

Para que las protecciones funcionen correctamente no se pueden producir fallos en los transformadores de intensidad o tensión, en la alimentación auxiliar de corriente continua de los circuitos de disparo y control, en el propio relé o en la apertura del interruptor. Debido a los graves efectos que puede conllevar el hecho de que no funcione correctamente la protección principal, es necesario proveer a estas zonas de protección de una segunda línea de protección denominada protección de respaldo [11].

Para que el funcionamiento de las dos líneas de protección sea correcto la protección de respaldo debe introducir un retardo para evitar que actúen las dos a la vez, además sus alimentaciones deben ser independientes para que el fallo de una no afecte a la otra. Esto es lo que se llama coordinación de protecciones [11].

En un funcionamiento adecuado de los sistemas de protección se deben cumplir las siguientes características básicas de los relés de protección de acuerdo al documento referenciado [11]:

Fiabilidad: Es la capacidad de actuar cuando se debe y no hacerlo cuando no es necesario. De acuerdo al documento citado, engloba dentro de sí tres conceptos [11].

- Operatividad: la protección funciona correctamente.
- Seguridad: es la cualidad de no operar ante causas extrañas evitando actuaciones incorrectas, es decir, no actúa cuando no debe.
- Obediencia: es la cualidad que ha de tener una protección para que actúe correctamente cuando sea requerida para actuar, por tanto, la protección actúa cuando debe.

Sensibilidad: Implica que el relé debe actuar eficazmente ante la más mínima condición que se le requiera. Por ejemplo, en condiciones de mínima generación circulará por la protección la mínima corriente de falta al producirse un cortocircuito, la protección deberá ser lo suficientemente sensible para despejar esta falta [11].

Selectividad: Es la capacidad de un relé para que desconecte únicamente la parte de la red que está afectada por la falla, de forma que la parte del circuito que quede sin suministro sea lo más reducida posible. Un equipo que aisle zonas no averiadas del sistema atenta contra la estabilidad del mismo y causa un perjuicio económico innecesario [11].

Rapidez: Es la capacidad de un relé para que el tiempo entre la aparición de la perturbación y la actuación de las protecciones sea lo más pequeño posible para que las consecuencias de la perturbación sean las mínimas. La rapidez es esencial en la separación del elemento dañado de la red, para evitar que se produzcan mayores desperfectos. Se evitan así los daños en las instalaciones y también pérdidas de estabilidad en la red. Pero también hay que tener en cuenta que puede disminuir la fiabilidad y elevar el precio de los equipos de protección, por lo que debe ser estimada para cada aplicación [11].

5.5.3. Funcionamiento de las Protecciones

Debido a que no es posible evitar que se produzcan perturbaciones en los diferentes elementos de la red, es imprescindible que en caso de falla se posible aislar la parte del circuito afectada lo antes posible para disminuir la gravedad de los efectos presentados sobre el resto del circuito. Para poder aislar el circuito, primero hay que detectar el defecto, esta es una de las misiones del sistema de protección [11].

La protección está constantemente tomando información necesaria como intensidad, tensión, frecuencia o una combinación de estas para detectar las fallas. Esta información la reciben de los transformadores de medida que están instalados en los tramos de la instalación a proteger. La protección procesa la información y transmite el resultado a través de sus contactos, al cerrarse actúan sobre una señalización, alarma o cierran el circuito de disparo de uno o varios interruptores para que así se corten los circuitos de energía, aislando de todas las corrientes de alimentación el elemento o la parte de instalación donde se ha producido la falla [11].

Por lo tanto, las protecciones realizan una doble misión de acuerdo al documento citado [11]:

- Analítica: consiste en proporcionar información de la situación y del tipo de falta para efectuar un posterior análisis y corrección.
- Operativa: es la más importante porque consiste en minimizar los daños causados por las perturbaciones. Aislando la zona afectada por la falta.

5.5.4. Equipos de protección

El relé es un dispositivo basado en un microprocesador, cuyo diseño debe lograr una arquitectura abierta y utilizar protocolos de comunicación de acuerdo a las normas internacionales para evitar restricciones en su integración con otros relés o con sistemas de otros fabricantes. Su objetivo es medir una o más señales de entrada de tensión y /o corriente, con la finalidad de determinar si existe una condición de falla en el sistema y de ser así, activar una o más señales de salida [11].

Cualquier relé de protección consta de los siguientes elementos:

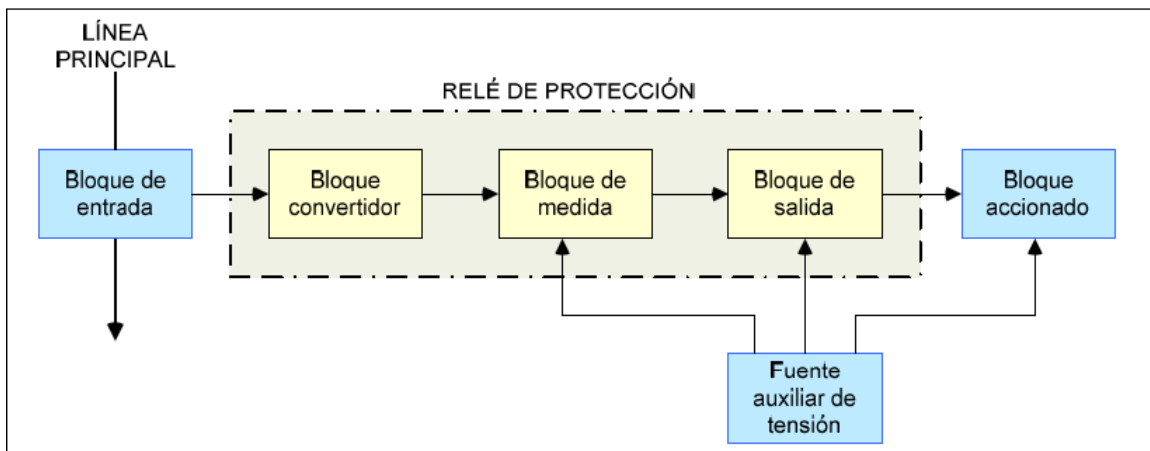


Figura 66 Diagrama de bloque general de un relé de protección. Fuente: Universidad Carlos III [11].

Para cumplir con su finalidad, los relés de protección efectúan un procesamiento analógico/digital de las señales de entrada y un cálculo numérico de las mismas en los siguientes bloques de operación de acuerdo al documento citado [11]:

- Bloque de entrada: Detecta las señales procedentes de la zona de protección y las convierte en señales que recoge el relé de protección. No hace parte del relé, pero es fundamental para su funcionamiento.
- Bloque convertidor: Se encarga de adaptar las señales del bloque de entrada para su utilización en el relé.
- Bloque de medida: Registra y compara los valores de las señales procedentes de los bloques anteriores con los valores de configuración propios.
- Bloque de salida: amplifica las señales procedentes del bloque de medida y/o las multiplica para enviarlas a distintos lugares.
- Fuente auxiliar de alimentación: suministra la energía necesaria para las distintas partes de la protección permanentemente.

- Bloque de Protección: el bloque convertidor, el de medida y el de salida generalmente están englobados en un solo dispositivo, denominado relé de protección

5.5.5. Principales funciones de protección

5.5.5.1. Protección de sobre intensidad

La protección de sobre intensidad se basa en la medida de las intensidades de fases y neutro en una posición del sistema eléctrico, evitando que se alcancen valores que puedan dañar los equipos instalados. Controla la intensidad de paso por el equipo protegido y cuando el valor es superior al ajustado en el relé, se produce el disparo del interruptor, activación de una alarma óptica o acústica, etc. [11].

Se clasifican de acuerdo a su característica de disparo en instantáneos y temporizados.

5.5.5.2. Protección de sobre intensidad direccional

La protección de sobre intensidad puede ser usada para medir no solamente la magnitud de la intensidad sino también su sentido; es decir, el sentido del flujo de la potencia entregada, para lo cual se toma como referencia la tensión del sistema, conformando una protección de sobre intensidad direccional. Esta protección tiene diversas aplicaciones como protección principal de líneas aéreas y cables, de transformadores de distribución, motores entre otras muchas [11].

5.5.5.3. Protección de distancia

La protección de distancia mide la impedancia de falla, es decir, la impedancia de la línea desde la posición de la protección hasta la falla. Esta impedancia es proporcional a la longitud de la línea hasta la falla, cuanto más cerca está la falla, menor es la impedancia de falla. La protección determina la impedancia de falla, mediante la medida de la tensión y corriente de cortocircuito [11].

5.5.5.4. Protección diferencial

El principio de funcionamiento de todas las protecciones diferenciales se basa en la comparación entre la intensidad de entrada y la de salida, en una zona comprendida entre dos transformadores de medida de intensidad, de tal forma que, si la intensidad que entra en la zona protegida no es la misma que la que sale significará que existe una fuga de corriente y por tanto algún defecto, por consiguiente, circulará una determinada intensidad por el relé provocando el disparo del mismo [11].

Las protecciones diferenciales se utilizan en subestaciones eléctricas de alta tensión para la protección de los siguientes equipos eléctricos de acuerdo al documento citado [11]:

- Protección de líneas y cables.
- Protecciones de barras.
- Protecciones de transformadores o autotransformadores.
- Protecciones de reactores.

5.5.5.5. Protección de máxima y mínima tensión

Las sobretensiones permanentes que soportan los equipos provocan una disminución de su vida útil, por esto es necesario limitar el tiempo de duración de las sobretensiones, teniendo en cuenta que cuanto mayor sea la sobretensión, menor será su duración permisible [11].

5.5.5.6. Protección de fallo de interruptor

Ésta protección se utiliza para prevenir que por algún motivo el interruptor no actúe en caso de falla. Cuando otra protección da la orden de disparo del interruptor a la vez se inicia el temporizador de fallo de interruptor. Si el interruptor no abre, una vez transcurrido el tiempo suficiente, se disparan los interruptores necesarios que estén asociados a este circuito [11].

Esta falla se puede producir por diferentes fallos en el cableado de control, en las bobinas de apertura, en el mecanismo propio del interruptor o dentro del equipo al extinguir el arco eléctrico [11].

5.5.5.7. Reenganche

Por lo general se utiliza en las líneas de transmisión, su función es emitir la orden de cierre a los interruptores tras actuar las protecciones que deban iniciar las secuencias de reenganche. Habitualmente, tras un tiempo de espera la protección ordena el cierre de la línea con un único reenganche [11].

6. Sistema de Automatización de la Subestación (SAS)

El sistema de automatización de Subestaciones se basa en el uso de IED's (*Intelligent Electronic Devices*), los cuales son dispositivos autónomos e independientes con facilidades de comunicación e integración mediante protocolos normalizados, que emplean uno o más microprocesadores con capacidad de recibir y enviar información (datos) y comandos desde o hacia una fuente externa, además, ofrecen nuevas posibilidades como auto supervisión, mayor capacidad computacional para los algoritmos de protección y control, manejo de eventos y análisis de fallas entre otras.

El sistema de automatización de Subestaciones busca la integración de una misma plataforma informática de los datos suministrados por los diferentes equipos e IED's que se emplean en una Subestación. El sistema integra los diferentes IED's en una misma red de datos de control, ya sea directamente o a través de elementos convertidores de protocolos.

El medio físico de conexión de la red de datos entre los diferentes IED's es normalmente en fibra óptica o cable trenzado UTP o STP. Cuando los IED's o controlador central no se encuentran en el mismo edificio, se utiliza fibra óptica por su inmunidad a las interferencias electromagnéticas (EMI).

6.1. Funciones del sistema de automatización de la Subestación

6.1.1. Básicas

Una subestación eléctrica cuenta con las siguientes funciones básicas de acuerdo al documento citado [12]:

- Protección.
- Control.
- Monitoreo y Supervisión.
- Medición.

Estas funciones son proporcionadas por un Sistema compuesto por varios componentes que interactúan entre sí para ejecutarlas. Las funciones de protección deben tener una operación rápida y autónoma, e interactuar directamente con el proceso de operación para detectar y actuar en caso de fallas en los elementos que forman un sistema eléctrico de potencia (líneas de transmisión, transformadores, reactores y capacitores, etc.), sin que sea necesaria la intervención del operador [12].

Estas funciones constituyen una parte fundamental dentro de las funcionalidades requeridas de un SAS. El requisito principal para que las funciones de control tengan lugar, es el correcto desenvolvimiento de las funciones de monitoreo y supervisión, permitiendo que tanto los centros de control como operadores ocasionales en la instalación, sean capaces de accionar el equipo primario como interruptores y cuchillas, entre otros [12].

El monitoreo y la supervisión recolecta alarmas y estados, que permite a los operadores obtener un conocimiento continuo y detallado de todos los fenómenos que ocurren en los equipos de la subestación, permitiéndole realizar un diagnóstico de su funcionamiento con mira a mantenerlos en condiciones óptimas de operación [12].

La medición permite saber si los elementos están energizados; si la carga está demandando energía; y en aplicaciones más avanzadas, utilizar analizadores en tiempo real que monitorean el estado del sistema de potencia para despachar la energía de la forma más eficiente posible [12].

6.1.2. Extendidas

Las nuevas capacidades de comunicación y de cómputo intrínsecas a los equipos secundarios de reciente tecnología, han abierto la puerta para que se consideren nuevas funciones que antes no eran básicas para el funcionamiento de cualquier sistema [12].

Aun cuando se les han denominado como extendidas, las siguientes funciones son consideradas como básicas en los sistemas de automatización modernos de acuerdo al documento citado [12]:

- Acceso de Ingeniería.
- Sincronización de tiempo.

6.1.2.1. Acceso de ingeniería

Comúnmente conocido como “acceso remoto”, el acceso de ingeniería permite al personal operativo conectarse a los equipos de protección y control, desde lugares fuera de la

instalación. Las tareas más comunes son la obtención de los registros de fallas y los registros para localización de fallas, con el fin de enviar al lugar más cercano a la falla, a las cuadrillas encargadas de reparar las líneas de transmisión falladas, o bien, en las propias subestaciones. Esta función permite agilizar la movilización de personal para la atención de una falla y, por ende, el restablecimiento del suministro eléctrico en menor tiempo [12].

Desafortunadamente esta función vuelve a las subestaciones vulnerables a ataques cibernéticos, que son minimizados empleando equipos de seguridad informática y limitando el acceso de personal previamente identificado a las funciones de los equipos secundarios [12].

6.1.2.2. Sincronización de tiempo

Esta función es de vital importancia para sistemas que dependen de las comunicaciones para la adquisición de los datos. El equipo que recibe la información debe adjuntar la etiqueta del instante en el cual cada evento fue registrado; a este proceso se le conoce como “estampado de tiempo” [12].

Por lo menos un dispositivo debe estar sincronizado. En sistemas más viejos, sólo los Centros de Control contaban con la función de sincronización. Al día de hoy, prácticamente todos los equipos en una subestación están sincronizados, lo que ha incrementado la precisión del estampado coadyuvando de manera directa al análisis de sucesión de eventos [12].

Otra facilidad que proporciona esta función, es que los registros de eventos y de fallas están “alineados”, lo cual permite mezclarlos (aun cuando provengan de distinto dispositivo e incluso de distinta instalación) para permitir un análisis integral del libramiento de fallas [12].

6.1.3. Niveles de función

Cada una de las funciones de un SAS, se realiza en los siguientes niveles de acuerdo al documento citado [12]:

- Estación.
- Bahía.
- Proceso.

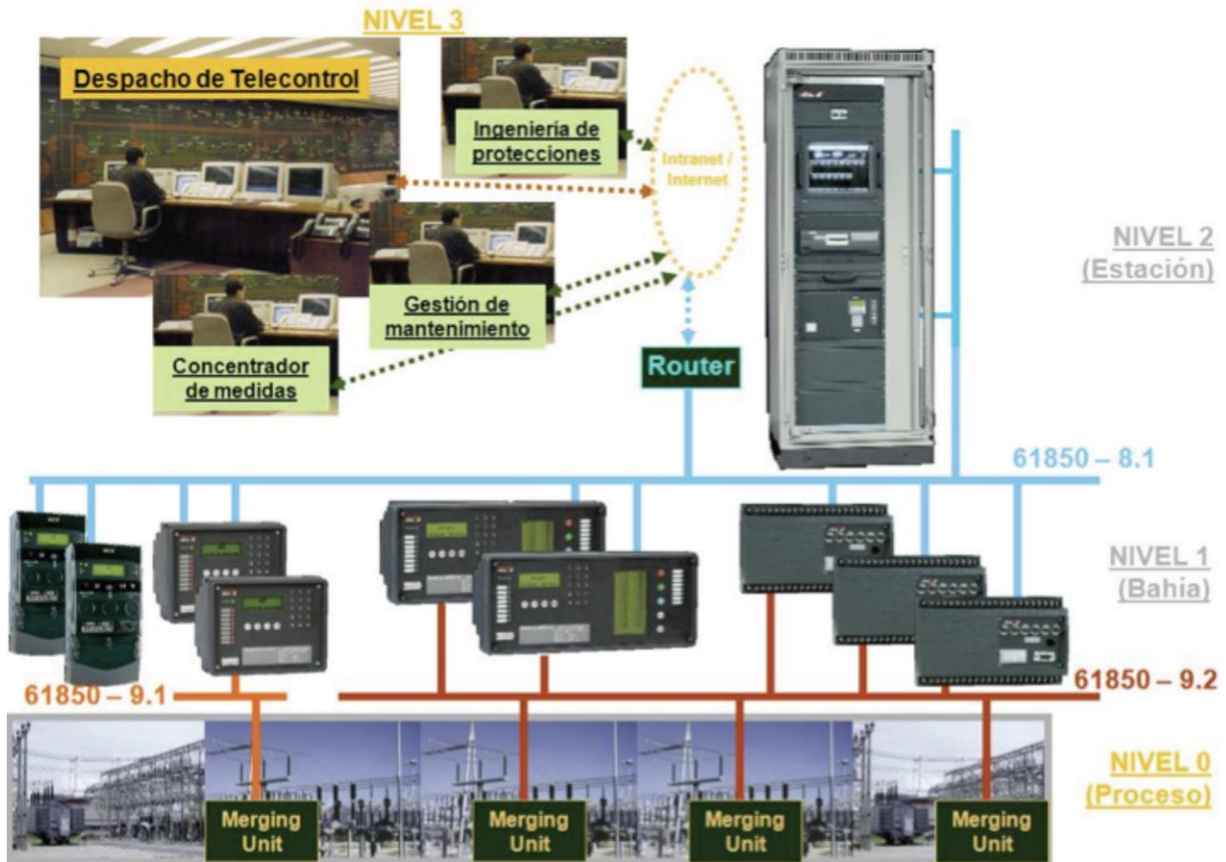


Figura 67 Niveles de un Sistema de Automatización de Subestaciones. Fuente: Comisión Federal de Electricidad [12].

6.1.3.1. Funciones a nivel estación

En este nivel se encuentran instalados los equipos necesarios que concentran todas las alarmas, eventos, estados y mediciones existentes en todas las bahías para permitir la comunicación con los centros de control remoto y monitoreo [12].

Una función de control y supervisión a nivel estación son los concentradores de datos, como la unidad terminal remota (en sistemas convencionales) o servidores de comunicaciones (en sistemas más modernos), los cuales permiten enlazar la subestación con los centros de control. Asimismo, las mediciones son adquiridas por estos elementos para ser enviados a los centros de control, a falta de un elemento que realice esta función a este nivel [12].

Algunos sistemas cuentan con computadoras que permiten a los operadores controlar, supervisar y tomar lecturas de las mediciones, desde un punto centralizado que se realiza a nivel subestación. A ello se le conoce como Interfaz Hombre – Máquina [12].

Las funciones básicas que se ejecutan a nivel estación, operarán sobre una o más bahías con las que cuente una subestación [12].

6.1.3.2. Funciones a nivel Bahía

Este nivel está conformado por los IED's de nuevas generaciones y es el encargado de conectar elementos del sistema de potencia —líneas de transmisión, transformadores, reactores, entre otros— a las barras de la subestación, y su ámbito de influencia está limitado a los elementos primarios que logran dicha interconexión, como los interruptores y cuchillas, obteniendo la información de las entradas y salidas de los equipos [12].

Asimismo, este nivel puede realizar las funciones de monitoreo y operación de la bahía asociada mediante el uso de IHM (Interfaz Hombre Máquina) [12].

La medición se realiza a través de medidores multifunción o transductores conectados a transformadores de corriente y potencial asociados a la línea de transmisión, transformador u otro elemento del sistema de potencia [12].

La supervisión y control se realiza de distintas formas: desde un elemento expreso dedicado a ello, hasta relevadores de protección que también se encarguen de cada una de las alarmas que se generen en el ámbito de la bahía y equipo primario asociado a ella [12].

En este nivel se concentran todas las alarmas, eventos, estados y mediciones existentes en el equipo primario que forman la bahía [12].

6.1.3.3. Funciones a nivel proceso

En este nivel se encuentran los elementos primarios como interruptores, cuchillas, transformadores de potencia, transformadores de instrumento (de corriente o de potencial), reactores, capacitores y sus conexiones entre ellos o con el nivel de bahía como relevadores de protección, equipos de medición y de control [12].

En este nivel sólo se realizan funciones de supervisión y control. Toda la información que se genera se concentra a nivel de bahía [12].

7. Mantenimiento de Subestaciones

A las Subestaciones Eléctricas se les deben realizar mantenimientos periódicos que aseguren la continuidad del servicio y la seguridad tanto de los equipos y demás componentes de la instalación como del personal que allí interviene, de dichas actividades se deben guardar las respectivas evidencias y registros, las cuales podrán ser requeridas por cualquier autoridad de control y vigilancia.

En Subestaciones telecontroladas, los equipos de detección y extinción de incendios deben ser automáticos. En caso de no serlo, la Subestación debe contar con la presencia permanente de personal calificado para su operación, sin distinción de la fecha de entrada en operación de la instalación.

En toda Subestación debe asegurarse una revisión y mantenimiento periódico de los equipos de control y protección, con personal especializado, además, debe realizarse la limpieza adecuada de elementos y espacios de trabajo con el objetivo de facilitar las labores de revisión y mantenimiento.

La periodicidad de los mantenimientos y limpieza dependerá de las condiciones ambientales del lugar, en todo caso no podrá ser mayor a semestral.

7.1. Mantenimiento preventivo

Mantenimiento programado que se efectúa a un equipo, servicio o instalación con el propósito de reducir la probabilidad de fallas, mantener condiciones seguras de operación, prolongar la vida útil y evitar accidentes [6].

El mantenimiento preventivo tiene la finalidad de evitar que el equipo falle durante el periodo de vida útil, la técnica de su aplicación se apoya en experiencias de operación que determinan que el equipo, después de pasar el periodo de puesta en servicio, reduzca sus propiedades de fallas [6].

A continuación, se describen las actividades planteadas a realizar sobre cada uno de los equipos de las subestaciones y líneas por el grupo de trabajo con tensión [6].

7.1.1. En Transformadores de potencia

- Corrección de puntos calientes (Conexiones flojas)
- Cambio de transformadores de distribución.

7.1.2. En Interruptores de potencia

- Cambio de conectores.
- Corrección puntos calientes.
- Lubricación, limpieza y torque.

7.1.3. En Seccionadores

- Corrección de puntos calientes.
- Cambio de cuchillas monopolares.
- Lubricación, limpieza y torque.
- Cambio de conectores.

7.1.4. En Transformadores de tensión PT's

- Corrección puntos calientes.
- Cambio de transformadores de tensión.
- Lubricación, limpieza y torque.
- Cambio de conectores.

7.1.5. En Transformadores de corriente CT's

- Corrección de puntos calientes.
- Cambio de transformadores de corriente.
- Lubricación, limpieza y torque.
- Cambio de conectores.

7.1.6. En Descargadores de sobretensión DPS

- Corrección puntos calientes.
- Cambio de DPS.
- Cambio de conectores.

7.2. Mantenimiento predictivo

Son pruebas que se realizan a los equipos con el propósito de conocer su estado actual y predecir posibles fallas. El resultado de este mantenimiento permite tomar acciones correctivas y/o preventivas para optimizar su funcionamiento [6].

El mantenimiento predictivo tiene la finalidad de anticiparse a que el equipo falle; la técnica de su aplicación se apoya en la experiencia adquirida de acuerdo a resultados estadísticos que determinan que el equipo está más propenso a fallar en el periodo inicial de operación, a partir de su puesta en servicio y cuando se acerca al final de su vida útil [6].

Una de las actividades de mantenimiento predictivo que se tienen establecidas es la termografía, la cual permite determinar el estado de temperatura de los diferentes materiales conductores que conforman las subestaciones y líneas, de ésta forma es posible identificar puntos calientes, conexiones débiles, y materiales defectuosos que pueden provocar la salida de la línea o inclusive toda la Subestación [6].

7.3. Mantenimiento correctivo

Es la reparación que se realiza al bien, servicio o instalación posterior a la falla con el objetivo de restablecer el funcionamiento y eliminar la causa que la ha producido. Tiene la finalidad de reemplazar los elementos o equipos averiados y que no pueden funcionar operativamente en la Subestación, el reemplazo también se da cuando los equipos han cumplido las horas de trabajo para las que fue fabricado [6].

8. Identificación de Subestaciones automatizadas de la Empresa de Energía de Boyacá EBSA

La resolución 097 de 2008 de la CREG expone que la vida útil de los sistemas de control de subestaciones (AT/MT o MT/MT) junto con sistemas de comunicación, sistemas SCADA, enlaces de comunicaciones por microondas, enlaces de fibra óptica, IHM's, RTU's y Gateway's es de 10 años [13].

A continuación se relaciona el listado de Subestaciones pertenecientes a la EBSA distribuidas según la zona, se indica ubicación, nivel de tensión y año de automatización para cada Subestación, las tablas fueron elaboradas con base en información presentada en la tesis de grado "RECOPIACIÓN Y PROCESAMIENTO DE INFORMACIÓN DE UN GRUPO DE SUBESTACIONES AUTOMATIZADAS DE LA EBSA PARA LA EVALUACIÓN Y EL ANÁLISIS DE ACTUALIZACIONES Y MANTENIMIENTO" realizada por Tatiana Milena Torres Ulloa, estudiante de la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia (UPTC) en el año 2017.

ZONA CENTRO			
SUBESTACIÓN	MUNICIPIO	NIVEL DE TENSIÓN	AÑO AUTOMATIZACIÓN
Donato	Tunja	115/34.5/13.8 kV	2004
Hunza	Tunja	115/34.5/13.8 kV	2004
Patriotas	Tunja	34.5/13.8 kV	2009
Río de Piedras	Tuta	34.5/13.8 kV	2015
Samacá	Samacá	34.5/13.8 kV	2014
Villa de Leyva	Villa de Leyva	34.5/13.8 kV	2014
Aposentos	Nuevo Colón	34.5/13.8 kV	2008
Combita	Combita	34.5/13.8 kV	2008
El Muelle	Sutamarchán	34.5/13.8 kV	2014
Gachantiva	Gachantiva	34.5/13.8 kV	2011
Jenesano	Jenesano	34.5/13.8 kV	2008
Miraflores	Miraflores	34.5/13.8 kV	2008
Ramiriquí	Ramiriquí	34.5/13.8 kV	2008
Tibana	Tibana	34.5/13.8 kV	2012
Sáchica	Sáchica	34.5/13.8 kV	2008
Umbita	Umbita	34.5/13.8 kV	2012
Ventaquemada	Ventaquemada	34.5/13.8 kV	2008
Zetaquirá	Zetaquirá	34.5/13.8 kV	2008

Tabla 7 Listado de Subestaciones EBSA Zona Centro. Fuente: Propia.

ZONA TUNDAMA			
SUBESTACIÓN	MUNICIPIO	NIVEL DE TENSIÓN	AÑO AUTOMATIZACIÓN
Higueras	Duitama	115/34.5/13.8kV	2006
Iraca	Duitama	115/34.5/13.8kV	2006
Marantá	Duitama	34.5/13.8 kV	2006
Paipa	Paipa	115/34.5/13.8kV	2006
Belén	Belén	34.5/13.8 kV	2012
Paz de Río	Paz de Río	34.5/13.8 kV	2008
Socha	Socha	34.5/13.8 kV	2008
Socotá	Socotá	34.5/13.8 kV	2008

Tabla 8 Listado de Subestaciones EBSA Zona Tundama. Fuente: Propia.

ZONA SUGAMUXI			
SUBESTACIÓN	MUNICIPIO	NIVEL DE TENSIÓN	AÑO AUTOMATIZACIÓN
Ramada	Sogamoso	115/34.5/13.8kV	2004
San Antonio	Sogamoso	115/34.5/13.8kV	2006
Sirata	Sogamoso	34.5/13.8 kV	2004
Firavitoba	Firavitoba	34.5/13.8 kV	2008
Llano de Alarcón	Cuitiva	34.5/13.8 kV	2012
Tópaga	Tópaga	34.5/13.8 kV	2012

Tasco	Tasco	34.5/13.8 kV	2008
-------	-------	--------------	------

Tabla 9 Listado de Subestaciones EBSA Zona Sugamuxi. Fuente: Propia.

ZONA OCCIDENTE			
SUBESTACIÓN	MUNICIPIO	NIVEL DE TENSIÓN	AÑO AUTOMATIZACIÓN
Chiquinquirá	Chiquinquirá	115/34.5/13.8kV	2007
Briceño	Briceño	34.5/13.8 kV	2011
Buena Vista	Buena Vista	34.5/13.8 kV	2008
Cantino	Coper	34.5/13.8 kV	2012
Guanares	San Pablo de Borbur	34.5/13.8 kV	2008
Muzo	Muzo	34.5/13.8 kV	2008
Otanche	Otanche	34.5/13.8 kV	2008
Pauna	Pauna	34.5/13.8 kV	2012
Saboyá	Saboyá	34.5/13.8 kV	2012
San Pablo de Borbur	San Pablo de Borbur	34.5/13.8 kV	2014

Tabla 10 Listado de Subestaciones EBSA Zona Occidente. Fuente: Propia.

ZONA NORTE			
SUBESTACIÓN	MUNICIPIO	NIVEL DE TENSIÓN	AÑO AUTOMATIZACIÓN
Boavita	Boavita	34.5/13.8 kV	2008
Chita	Chita	34.5/13.8 kV	2008
Guacamayas	Guacamayas	34.5/13.8 kV	2012
Soatá	Soatá	34.5/13.8 kV	2012
Tipacoque	Tipacoque	34.5/13.8 kV	2008

Tabla 11 Listado de Subestaciones EBSA Zona Norte. Fuente: Propia.

ZONA ORIENTE			
SUBESTACIÓN	MUNICIPIO	NIVEL DE TENSIÓN	AÑO AUTOMATIZACIÓN
Garagoa	Garagoa	34.5/13.8 kV	2011
Guateque	Guateque	115/34.5/13.8kV	2008
Santa María	Santa María	115/34.5/13.8kV	2010
Tunjita	Macanal	34.5/13.8 kV	2014
Chinavita	Chinavita	34.5/13.8 kV	2008
Macanal	Macanal	34.5/13.8 kV	2008
San Luis de Gaceno	San Luis de Gaceno	34.5/13.8 kV	2008
Sutatenza	Sutatenza	34.5/13.8 kV	2012
Tenza	Tenza	34.5/13.8 kV	2008

Tabla 12 Listado de Subestaciones EBSA Zona Oriente. Fuente: Propia.

ZONA RICAURTE			
SUBESTACIÓN	MUNICIPIO	NIVEL DE TENSIÓN	AÑO AUTOMATIZACIÓN
Moniquirá	Moniquirá	34.5/13.8 kV	2010
Arcabuco	Arcabuco	34.5/13.8 kV	2012
Chitaraque	Chitaraque	34.5/13.8 kV	2012
Santana	Santana	34.5/13.8 kV	2016
San José de Pare	San José de Pare	34.5/13.8 kV	2008
Togüi	Togüi	34.5/13.8 kV	2008

Tabla 13 Listado de Subestaciones EBSA Zona Ricaurte. Fuente: Propia.

ZONA PUERTO BOYACÁ			
SUBESTACIÓN	MUNICIPIO	NIVEL DE TENSIÓN	AÑO AUTOMATIZACIÓN
Puerto Boyacá	Puerto Boyacá	34.5/13.8 kV	2007
La Perla	Puerto Boyacá	34.5/13.8 kV	2012
Puerto Serviez	Puerto Boyacá	34.5/13.8 kV	2008
Velázquez	Puerto Boyacá	34.5/13.8 kV	2016

Tabla 14 Listado de Subestaciones EBSA Zona Puerto Boyacá. Fuente: Propia.

Para el año 2017 la EBSA contaba con 67 Subestaciones automatizadas, en la Tabla 15, se registra el panorama de actualización de las Subestaciones y se realiza la comparación con el panorama para el año 2019 suponiendo que no se ha realizado ningún cambio en los sistemas de control de dichas Subestaciones:

Tiempo de vida del Sistema de control	2017		2019	
	Subestaciones	%	Subestaciones	%
>10	9	13,43%	39	58,21%
10	2	2,99%	1	1,49%
<10	56	83,58%	27	40,30%
Total	67		67	

Tabla 15 Comparación del tiempo de vida del sistema de control de las Subestaciones de la EBSA para el año 2017 y el año 2019. Fuente: Propia.

Inicialmente, para el año 2017 se tenían 9 Subestaciones que corresponden al 13.43%, cuyo sistema de control ya había sobrepasado el tiempo de vida útil establecido en la resolución 097 de 2008 de la CREG por lo que se consideran antiguas y 2 Subestaciones cuyo tiempo de vida útil finalizaba ese año y requerían remodelación inmediata.

Para el año 2019 el número de Subestaciones cuyo sistema de control sobrepasó el tiempo de vida útil llega a 39 que corresponde al 58.21%, adicionalmente se tiene 1 Subestación cuyo tiempo de vida útil finaliza el presente año por lo que requiere remodelación inmediata.

9. Automatización de Subestaciones Eléctricas con la Norma IEC 61850

La norma IEC 61850 es una solución completa a la automatización de subestaciones. Cubre los aspectos sobre ingeniería, requerimientos de los componentes, protocolos de

comunicación e intercambio de información entre herramientas informáticas de distintos fabricantes [12].

Las soluciones que se describen en la norma toman como base tecnologías bien establecidas en la industria, y la norma incorpora características ex profeso para emplearlas en un ambiente de subestaciones eléctricas. La mayor parte de las tecnologías están apegadas a normas internacionales ISO (International Standard Organization) o IEC, lo cual garantiza que exista más de un proveedor de un equipo o solución completa para un SAS [12].

La forma en que se establecen las reglas para el intercambio de información, incluyendo los protocolos y los medios de comunicación, se diseñaron para que pudieran emplearse nuevos desarrollos tecnológicos en estas dos áreas, lo cual la convierte en una norma adaptable y con posibilidades de mantener la compatibilidad entre los nuevos sistemas del mañana y los sistemas actuales, empleando las tecnologías actuales y futuras bajo una plataforma común [12].

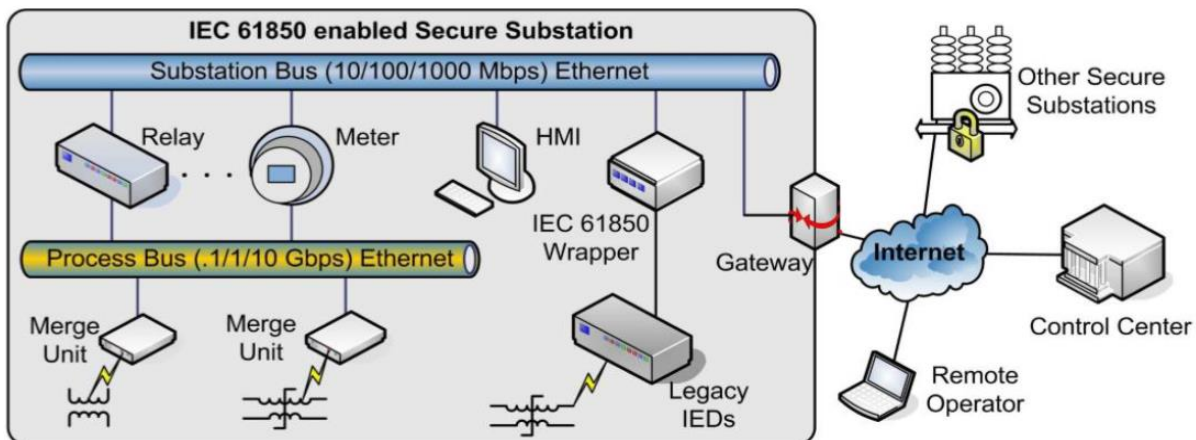


Figura 68 Implementación de la Norma IEC 61850 en la automatización de una Subestación. Fuente: Caroni River Group [14].

9.1. Aspectos principales

La norma consiste en una serie de publicaciones en las que se establecen principalmente los siguientes aspectos:

- Una estructura formal y jerárquica para el Sistema de Automatización.
- Dos particulares redes de comunicación (red de estación + red de proceso).
- Una serie de parámetros de calidad del sistema.
- Un innovador modelo de datos basado en artificios abstractos (dispositivos lógicos, nodos lógicos, etc.) para implementar las funcionalidades del sistema.
- Tres particulares servicios de comunicación (MMS, GOOSE y SV).
- Un método exhaustivo para realizar la ingeniería del sistema mediante un conjunto de archivos normalizados (lenguaje de configuración SCL) aplicando un grupo de herramientas de ingeniería.

9.2. Campo de aplicación

La norma IEC 61850 trata de definir el bus de comunicaciones de la subestación teniendo en cuenta que datos están disponibles, como son descritos, accedidos e intercambiados y la forma de conexión de los elementos a las redes de comunicaciones [15].

El propósito durante muchos años ha sido definir una arquitectura de comunicaciones que permitiera una integración de los IED's dentro de elementos de más alto nivel. Una infraestructura que sea independiente del fabricante y que permita a elementos de varios fabricantes ser integrados conjuntamente [15].

A diferencia de la utilización de protocolos de comunicación estándar (DNP3, Modbus, etc.) donde los datos del emisor son "traducidos" según el "lenguaje" del protocolo y es necesario, que en el receptor se conozcan las mismas claves para volverlo a traducir (existiendo una pérdida de contexto), en la norma IEC 61850 los datos a transmitir se dividen en grupos lógicos y cada uno de ellos a su vez se dividen en nodos lógicos, de tal forma que todos los datos que puedan generarse en la subestación queden contenidos en uno de estos grupos [15].

La norma define un determinado nodo lógico para identificar un dispositivo (por ejemplo, un interruptor) dentro de la red y, a modo de contenedor de la información acerca de la posición del mismo (abierto, cerrado), el número de operaciones, los amperios totales conmutados, la capacidad restante de operaciones o el estado de su mecanismo de acción, entre otros [15].

El envío de mensajería GOOSE se realiza a través de los IED's que se encuentran conectados a una red física como lo es una red Ethernet, la forma en la que se envía el mensaje entre equipos como se muestra en la figura 69 el IED X envía un mensaje a los IED Y y al IED Z los cuales son relés de protección y poseen velocidades de 115200 baudios con una distancia máxima de 15 metros para un puerto de comunicaciones [15].

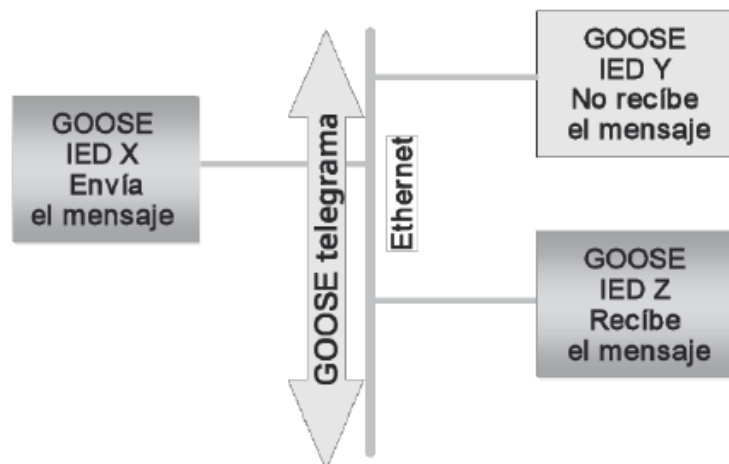


Figura 69 Sistema de automatización según IEC 61850. Fuente: Universidad Autónoma de Colombia [15].

La norma fue publicada en distintas partes que cubren los distintos aspectos que involucra la automatización de Subestaciones. Cada parte se publicó en distintas fechas, empezando a partir del año 2003 [12].

El ámbito de la Edición 1.0 fue concebido para subestaciones eléctricas, sin embargo, el diseño del modelo de datos y su adaptabilidad a nuevas tecnologías llamaron la atención a otras empresas públicas de servicios como gas, plantas de generación (hidroeléctricas, termoeléctricas y eólicas), para los cuales se han desarrollado modelos de datos que describen las variables existentes en esas aplicaciones específicas [12].



Figura 70 Áreas de aplicación de la norma IEC 61850. Fuente: Comisión Federal de Electricidad [12].

La ampliación de las aplicaciones posibles de la norma IEC 61850, llevaron a la elaboración de la Edición 2.0, en la cual se renombraron las partes y se actualizó su contenido, para dar cabida de forma más clara a todas las aplicaciones para instalaciones de empresas públicas que las emplean. Esta edición está aún en proceso; no obstante, ya se han realizado diversas publicaciones que revelan el contenido sustancial de distintas partes de la norma [12].

9.3. Adaptabilidad

Se emplean modelos abstractos para los servicios que permiten el intercambio de información entre dispositivos. El concepto de abstracto se debe entender como la definición de una acción. Para llevar a cabo la acción se debe instar, es decir, se debe implementar en algo concreto [12].

Los modelos abstractos son una de las características más poderosas con las que cuenta la norma. Permite definir cómo se espera establecer la comunicación y qué información debe emplearse, cómo deben organizarse los datos y cómo separarlos con claridad, cómo debe ser transportada la información hasta otro dispositivo sin ocuparse de aspectos inherentes como son la conexión, la seguridad u otros [12].

Esta cualidad permite que los elementos de un SAS puedan adaptarse a desarrollos futuros. Permite emplear nuevas tecnologías en cuanto se desarrollen medios más rápidos y eficientes para transmitir la información, o bien, que se establezcan nuevos

protocolos de comunicación más seguros, flexibles y confiables, en los cuales serán depositados los datos para ser transmitidos, proceso al que se le conoce como “encapsular” [12].

9.4. Compatibilidad

Un Sistema de automatización que cuenta con dispositivos que proporcionan ciertos servicios para el intercambio de información basados en la norma, tiene un cierto grado de “compatibilidad hacia atrás”, concepto que se emplea para describir que un sistema formado por software y/o equipos, es capaz de operar con dispositivos con versiones más antiguas [12].

9.5. Beneficios

Les permite optimizar sus procesos para obtener el mayor provecho posible de las características de auto descripción de la información en los dispositivos. También les permite interoperar con dispositivos de otras marcas, funcionalidad largamente anhelada por las empresas eléctricas, sin necesidad de adaptaciones costosas y complicadas, sólo empleando formatos de configuración y protocolos de comunicación estándar [12].

9.5.1. Para la Supervisión, Control y Medición

La información contenida en cada dispositivo es proporcionada en formatos estándar que hacen posible su análisis a través de programas automatizados. Esta cualidad en conjunción con el uso de Ethernet, permiten reducir los tiempos de la ingeniería para supervisión, medición y telecontrol de un Sistema de Automatización [12].

Un Sistema de Automatización basado en IEC 61850 simplifica el intercambio de señales de control minimizando el uso de cobre y reduciendo la cantidad de puntos de falla. Posibilita que los dispositivos de control de bahía cuenten de forma rápida y sencilla con todas las señales de estado de los interruptores y cuchillas, para asegurar su correcta operación, sin riesgo para el equipo y el personal. La cantidad, el origen y el destino de las señales pueden ser alterados a voluntad sin necesidad de incurrir en costos adicionales por el uso de cobre y sus canalizaciones o por la necesidad de agregar entradas y salidas digitales en los dispositivos [12].

9.5.2. Para la protección

Por lo general, las empresas eléctricas se muestran renuentes a cambiar los sistemas de protección convencionales. Sin embargo, actualmente se está trabajando para emplear nuevos sistemas de transmisión de disparos de forma no convencional. Utilizando la norma es posible implementar varios sistemas de protección con muy poco esfuerzo y con tiempos de operación comparables con los sistemas convencionales. Los beneficios que se obtienen son los mismos que para los sistemas de control: flexibilidad y rapidez en la implementación y modificación de sistemas [12].

9.5.3. Para el Equipo Primario

Los objetivos que subyacen en la implementación de un Sistema de Automatización basado en tecnologías para transmitir señales analógicas en formato de muestras digitales son: disminuir el uso de sistemas de cableado de señales, reducir la capacidad de la carga eléctrica en los circuitos de corriente y tensión conectados a los CT's y PT's, respectivamente y reducir los costos de implementación [12].

9.6. Retos para los profesionales

La gran mayoría del personal operativo cuenta con una amplia experiencia en el uso de los Sistemas de automatización convencionales, los cuales intercambian señales de corriente, potencial, disparos, alarmas, interbloqueos en sistemas de control. Las reglas están bien establecidas y existen varios cursos diseñados para capacitar profesionales de nuevo ingreso. Los protocolos de comunicación y su configuración, tampoco son temas ajenos a los técnicos de subestaciones eléctricas [12].

Las soluciones incorporadas en la norma crean un nuevo paradigma en la forma de configurar y organizar la información, lo cual ha provocado un grado de reticencia entre los profesionales acostumbrados a protocolos establecidos, con menos facilidades, pero ya dominados [12].

Para los ingenieros de protección, este cambio representa la sustitución de sus herramientas tradicionales como multímetros y pinzas, por computadoras y programas de análisis de la red, para verificar la transmisión de señales, no sólo disparos, sino también señales de corriente y potencial. Este cambio puede llegar a ser traumático para los menos experimentados en el entorno de redes de transmisión de datos [12].

9.7. Retos para las organizaciones

Con el advenimiento de los Sistemas de automatización y la penetración de la electrónica en muchos de los dispositivos para Subestaciones, se han diversificado los proveedores de datos, alcanzando esto a medidores, relevadores de protección, módulos de entradas y salidas y controladores de bahía. Esta situación ha provocado que las tradicionalmente separadas disciplinas de automatización, protección y medición, se vean cada vez más integradas [12].

En la actualidad, el personal de automatización debe conocer cómo configurar los relevadores y los medidores para enviar sus datos al sistema de adquisición de datos, actividades que cotidianamente son realizadas por el personal de protección y medición, a petición expresa [12].

El reto para las organizaciones, indistintamente proveedores o empresas eléctricas, es cómo discernir los límites de responsabilidad en las actividades y quién debe realizarlas. Los primeros en tomar acciones concretas han sido los fabricantes: han establecido una jerarquía, en la cual tanto las actividades de automatización como las de protección y medición, están dirigidas por un mismo responsable [12].

Las redes de transporte y distribución de electricidad se enfrentan actualmente a diversos retos, entre ellos: mantener la fiabilidad y la estabilidad, evitando los apagones, y mejorar su eficiencia y reducir los costes de explotación y mantenimiento [12].

Un factor muy importante es saber exactamente cuál es la situación de la red y qué está sucediendo en ella. Una de las preocupaciones de los operadores es mejorar la seguridad de toda su red, a la vez que apoyan una mayor penetración de los recursos energéticos distribuidos y hacen frente a otras problemáticas ambientales, como la eliminación, cuando es posible, del aceite aislante que se utiliza en los equipos [12].

En busca de este objetivo, se han implementado nuevas tecnologías que permiten superar las limitaciones de los antiguos sistemas de medición, control, protección y monitorización. Las soluciones inteligentes, con transformadores digitales, las redes Ethernet y los dispositivos y sistemas electrónicos inteligentes, son el futuro [12].

10. Las Subestaciones digitales como parte de las redes inteligentes

Una subestación digital ofrece una infraestructura flexible de comunicaciones, que reduce las limitaciones de los sistemas de cableado punto a punto y permite compartir bidireccionalmente la información y el estado de los dispositivos en tiempo real, mejorando la capacidad de respuesta y la flexibilidad del sistema en su conjunto. Esta visibilidad y este control que proporcionan las subestaciones digitales ayudan a las compañías eléctricas a ganar en capacidad de respuesta y en flexibilidad, permitiéndoles atender mejor a las demandas de los operadores de las redes del presente [16].

Esta tecnología, universal y compacta, permite ampliar la monitorización de la subestación con nuevas aplicaciones de control, al tiempo que incrementa la seguridad para el personal, aumenta la protección en materia de ciber seguridad y reduce el impacto medioambiental. Al utilizar nuevos paneles de mando más intuitivos, la subestación digital optimiza la gestión de la red en tiempo real, gracias a la monitorización continua de la disponibilidad, estado y capacidad de los equipos [16].

La norma de comunicación IEC 61850, permite intercambiar datos entre dispositivos inteligentes, tanto dentro de una misma Subestación como entre Subestaciones diferentes. Este tipo de comunicación directa entre subestaciones, sin la necesidad de pasar por un centro de control, reduce los tiempos de respuesta, lo cual permite aplicaciones rápidas en tiempo real [16].

10.1. Arquitectura de las Subestaciones digitales

La arquitectura de la subestación digital consta de tres niveles. El primero es el nivel de proceso, la interfaz con el equipo primario de la subestación. El segundo es el nivel de protección y control, incluye los dispositivos electrónicos inteligentes llamados "equipamiento secundario" (protección, dispositivos de medida, controladores, grabadores, etc.). El tercero, el nivel de control de la estación, maneja las comunicaciones entre la subestación y el sistema de control, coordina las funciones operativas de la subestación y apoya a nivel de estación [16].

Las medidas operacionales en tiempo real y otros datos se recogen por medio de sensores incorporados en el sistema primario, que se comunican con los dispositivos que deben actuar sobre esas medidas a través de un bus de proceso. Los dispositivos inteligentes y sistemas instalados en la subestación pueden procesar estos datos de

forma inmediata. Al suscribirse como clientes a este flujo de datos a través de un bus de proceso Ethernet, la información del sistema de potencia se distribuye y comunica de forma mucho más eficiente a nivel de bahía que en los sistemas cableados convencionales [16].

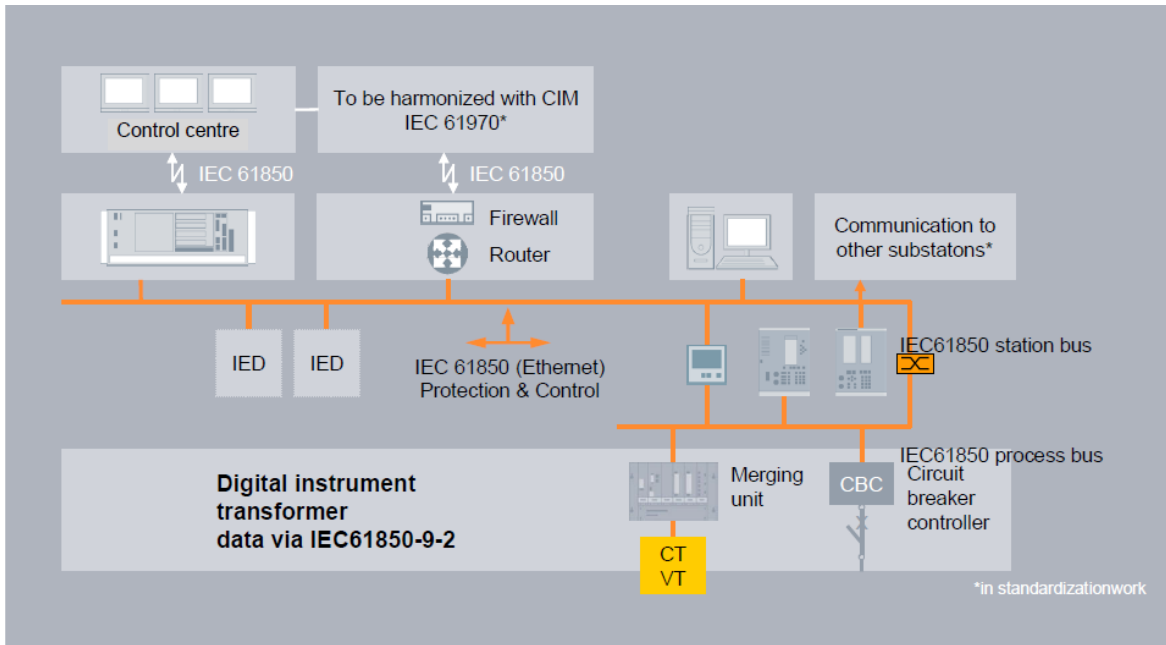


Figura 71 Bus de Proceso-Automatización de una Subestación inteligente. Fuente: IEC [17].

10.2. Ventajas para el operador

Las subestaciones digitales son capaces de comprender las rutas de la red, gestionar de manera proactiva las amenazas contra la seguridad y proporcionar un acceso seguro para gestionarlas, independientemente de la ubicación del operador [16].

Mayor fiabilidad y disponibilidad

La gran capacidad de autodiagnóstico de los dispositivos digitales permite la máxima disponibilidad de las subestaciones, así como toda la gama de funciones que son capaces de ofrecer: cualquier degradación en el funcionamiento de un activo se localiza en tiempo real. Esto significa un salto hacia el mantenimiento predictivo, o un mantenimiento centrado en la fiabilidad, que evita apagones imprevistos y costes asociados a reparaciones de emergencia [16].

La redundancia inherente del sistema puede ser empleada para auto reparar funcionamientos incorrectos, y permite solucionar problemas sin la necesidad de interrupción del sistema primario [16].

Operación optimizada de los activos

Las subestaciones digitales permiten a los operadores optimizar la capacidad de carga. La inteligencia asociada a los esquemas de las subestaciones digitales permite un estrecho seguimiento de la capacidad de carga de los equipos que conforman la instalación, en función de sus parámetros de diseño. Este análisis dinámico de la carga

permite que las líneas, cables, transformadores y otros equipos de red puedan operar con un rendimiento cercano a su límite de diseño [16].

Mayor seguridad

Las siguientes características hacen referencia al documento citado [16]:

- La eliminación del cableado de los circuitos de los transformadores de corriente, reduce el riesgo de muerte debido a la apertura accidental del circuito por personal.
- La ausencia de aceite en transformadores reduce los riesgos de explosión.
- El autocontrol avanzado de los activos de la subestación asegura que están operando dentro de sus límites de seguridad.

Costes de mantenimiento reducidos

La subestación digital monitoriza todos los activos de la subestación en términos de condiciones de operación, capacidad de carga efectiva e indicadores de salud de los activos. Los sistemas inteligentes analizan los datos y formulan recomendaciones sobre acciones de mantenimiento y reparación. Esto permite un cambio hacia el mantenimiento predictivo, evitando interrupciones no planificadas y costes de reparaciones de emergencia [16].

Optimización de inversiones

El coste de capital de los proyectos de inversión se reduce en muchos frentes de acuerdo al documento citado [16]:

- Ahorro en el tiempo necesario para realizar ingeniería e instalar subestaciones.
- Menos necesidad de espacio.
- El cableado de cobre se reduce hasta en un 80% mediante el uso de fibra óptica.
- Las herramientas de optimización de activos permiten una localización más rápida de las áreas débiles que deben ser reforzadas, lo que permite costes de operación más reducidos.

Facilidad de renovación y ampliación de subestaciones existentes

Las soluciones interoperables y el uso de fibra óptica en lugar de cables de cobre reducen la duración y los costes de indisponibilidad de las subestaciones durante la fase de rehabilitación del equipamiento secundario. Esto también se aplica a las obras de ampliación[16].

Normalización e interoperabilidad

Al cumplir con la norma IEC 61850, las soluciones y subestaciones digitales están diseñadas para interoperar con equipos de otros proveedores, con un fuerte grado de estandarización en el nivel de interfaz de los sistemas de equipos secundarios [16].

Capacidades de comunicación mejoradas

El intercambio de datos entre dispositivos inteligentes, dentro y fuera de la subestación, se ha optimizado a través de las comunicaciones Ethernet. Las unidades inteligentes de control local y de zonas más amplias permiten el intercambio de datos entre niveles de tensión dentro de la propia subestación y entre subestaciones. Las comunicaciones entre subestaciones, sin necesidad de pasar a través de un centro de control, reducen los tiempos de respuesta, permitiendo aplicaciones rápidas en tiempo real [16].

11. Conclusiones

Se define la Subestación Eléctrica como parte fundamental del sistema de potencia debido a que está presente en cada uno de los procesos de la energía eléctrica, su función es la de transferir el flujo de energía desde las centrales de generación, garantizar la seguridad del sistema por medio de dispositivos automáticos de protección en los diferentes niveles de tensión y redistribuir el flujo de energía a través de rutas alternativas para su distribución y comercialización.

Se observa que en Colombia las Subestaciones más utilizadas son las de tipo exterior con aislamiento en aire o tipo intemperie, teniendo en cuenta sus desventajas, se hace necesario desarrollar estrategias que permitan aumentar la confiabilidad y seguridad de las mismas con el fin de mejorar la calidad del suministro de energía y disminuir costos, una de las opciones es implementar un sistema de automatización.

Debido a que es común durante la construcción y puesta en servicio de una Subestación Eléctrica el utilizar equipos de diferentes fabricantes, se debe prestar especial atención en el sistema de automatización a implementar, ya que en caso de que no sea estandarizado puede conducir a errores de comunicación o incompatibilidad entre equipos.

Se establece como objetivo principal de la norma IEC 61850 el permitir la interoperabilidad entre equipos ubicados al interior de la Subestación que hayan sido fabricados por diferentes compañías y ser aplicado en cada uno de los niveles en los que se divide una Subestación como lo son nivel de proceso, nivel de bahía y nivel de estación.

La norma IEC 61850 propone representar todas las funciones y equipos utilizados al interior de la Subestación por medio de nodos lógicos, de esta forma toda la información del sistema se estructura en forma atómica, permitiendo la posibilidad de poder incorporar nuevos nodos lógicos, siempre y cuando se sigan las reglas definidas en dicho estándar.

La justificación para integrar un sistema de automatización a una Subestación, está en evaluar las ventajas que se obtienen en la parte técnica representada en el mejoramiento de la calidad del servicio que se presta al consumidor final y en la parte de seguridad al personal debido a que, la mayoría de los mandos de apertura y cierre se realizan de forma remota sin presencia del operador.

La integración de una Subestación a un sistema de redes inteligentes es vital para el desarrollo de la industria, de la economía y de la sociedad, ya que permite mejorar la seguridad, confiabilidad y calidad del suministro de energía eléctrica debido a que suministra información en tiempo real de las variables eléctricas y proporciona una visión integrada de la Subestación, además, disminuye los costos de mantenimiento y aumenta la vida útil de los equipos.

Las subestaciones inteligentes serán la tendencia de desarrollo del sistema de energía eléctrica en el futuro, actualmente se encuentran en la etapa de pruebas e innovación, por lo que su implementación se irá dando gradualmente.

Los principales inconvenientes que se han presentado para la implementación de un sistema de automatización basado en la norma IEC 61850 y la posible integración a un sistema de redes inteligentes ha sido la falta de conocimiento técnico de la norma, la falta de documentación y al estado actual de la infraestructura del sistema eléctrico colombiano.

12. Recomendaciones

Iniciar un plan de concientización acerca de la importancia de los sistemas de monitoreo y protección en una Subestación, además de las ventajas que trae el implementar un sistema de automatización basado en la norma IEC 61850.

Capacitar a profesionales sobre la norma IEC 61850 para la implementación de nuevas prácticas a nivel industrial en pro del desarrollo industrial del país, con el fin de adaptar las nuevas tecnologías y no quedarse con los estándares antiguos que se irán volviendo obsoletos y deberán ser sustituidos.

Incentivar a las diferentes entidades involucradas en el sector energético para la investigación e implementación de sistemas de redes eléctricas inteligentes que permitan mejorar la seguridad, confiabilidad y flexibilidad del sistema eléctrico colombiano y así mismo, la calidad del suministro de energía eléctrica, de tal forma que estimule el desarrollo económico en todo el país, incluyendo las zonas no interconectadas.

Capacitar al personal del área de potencia en la aplicación de la norma IEC 61850 dentro de la Subestación, acerca de los aspectos importantes para las evaluaciones del sistema, en el contexto tecnológico y que conozcan su importancia en la implementación.

Reestructurar la normativa asociada al negocio de energía eléctrica en el país con el fin de incentivar a los diferentes actores del sector para la reconfiguración o modernización de las Subestaciones existentes y la construcción de Subestaciones digitales que cuenten con dispositivos de comunicación certificados bajo la norma IEC 61850, para ser monitoreados desde un centro de control ya sea vía redes inalámbricas o enlace de microondas.

13. Bibliografía

- [1] J. B. Garcia, "CONCEPTOS BASICOS DE SUBESTACIONES ELECTRICAS," 2013. [Online]. Available: http://www.javierbotero.com/Javier_Botero/SUBESTACIONES.html.
- [2] M. V. SA., "Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión.pdf." pp. 1–788, 1991.
- [3] L. P. Alcantar, "Estructuras y equipos de Subestaciones Eléctricas," no. October, p. 194, 2015.
- [4] Ignacio Pérez Carretero, "MODELADO Y COMPARATIVA TÉCNICO-ECONÓMICA DE SUBESTACIONES," p. 146, 2007.
- [5] I. B. Aisladas and E. N. Gas, "EN GAS B 105 T & D Un diseño modular de alta fiabilidad," 2004.
- [6] J. D. Serna, E. Mario, and L. Patiño, "MANUAL TENSIÓN EN SUBESTACIONES Y LÍNEAS CHEC MA-DI-08-002-021 Versión inicial CARGO: Profesional 3 ET Control medida y protección SyL Mantenimiento Subestaciones Jhon Anselmo Devia Horta Mantenimiento Subestaciones," 2018.
- [7] MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA, "Anexo general del RETIE," p. 211, 2013.
- [8] R. de operación y mantenimiento Enel, "Criterio de diseño y construcción de Subestaciones," no. 1854, pp. 1–51, 2018.
- [9] ABB Power Technologies, "Descargadores de sobretensiones de alto voltaje Tabla de contenidos," vol. 5, p. 96, 2005.
- [10] I. L. Bruno, "Líneas de transmisión como canal de comunicación mediante trampas de onda," *Blog ingeniería eléctrica explicada*. [Online]. Available: <http://www.sectorelectricidad.com/17005/lineas-de-transmision-como-canal-de-comunicacion-mediante-trampas-de-onda/>.
- [11] L. S. B. Pinela, "DISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN Y CONTROL DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS," vol. 1, p. 246, 2011.
- [12] C. Fuertes, "La Implementación De La Norma Iec 61850 En Cfe : Trazando La Ruta De La Innovación En La," 2012.
- [13] TATIANA MILENA TORRES ULLOA, "RECOPIACIÓN Y PROCESAMIENTO DE INFORMACIÓN DE UN GRUPO DE SUBESTACIONES AUTOMATIZADAS DE LA EBSA PARA LA EVALUACIÓN Y EL ANÁLISIS DE ACTUALIZACIONES Y MANTENIMIENTO," 2017.
- [14] CARONI RIVER GROUP, "Automatización de subestaciones eléctricas con la Norma IEC 61850."
- [15] E. J. Molina Ochoa and O. D. Flórez Cediel, "Aplicación del Estándar IEC 61850 en los Sistemas de Protecciones Eléctricas para Subestaciones de Alta Tensión," *Rev. Clepsidra*, vol. 5, no. 9, pp. 53–59, 2009.

- [16] A. Grid and A. Grid, "Redes Inteligentes Digital Substations , the Smart Grids '."
- [17] IEC, "IEC Smart Grid Standardization Roadmap," *IEC Rep.*, no. June, pp. 1–136, 2010.
- [18] J. U. Proyectos, "SUBESTACIONES CENS-NORMA TÉCNICA - CNS-NT-04 CNS-NT-04," pp. 1–44, 2016.
- [19] ENERTOLIMA, "Criterios de diseño y normas para construcción de instalaciones de distribución y uso final de la energía," 2018.
- [20] G. E. Harper, "Elementos de diseño de subestaciones eléctricas." p. 632, 2002.
- [21] J. C. Mesa Alvarez, "Generalidades en subestaciones," pp. 1–149, 1995.
- [22] U. D. E. E. L. Salvador, "Propuesta diseño confiable de subestación de distribución 46 / 23 kV en zona urbana con," 2015.
- [23] M. Santacruz Rojas and J. J. Agudelo Morales, "Ingeniería básica y de detalle para automatizar la Subestación eléctrica didáctica del laboratorio de conversión de energía de la Universidad Autónoma de Occidente," vol. 11, no. 2, pp. 10–14, 2011.
- [24] R. A. Ayala Ramirez and J. E. Tenesaca Chacaguasay, "Implementación de un sistema de comunicación IEC 61850 para monitoreo y control de los módulos de protección de líneas de transmisión, sistemas de generación y redes de distribución.," pp. 1–166, 2018.
- [25] CDEC SIC, "Criterios de Diseño para las Nuevas Subestaciones en Aire (AIS) del Sistema de Transmisión Nacional del SIC CDEC SIC," 2016.
- [26] E. M. Barón Martínez and J. M. Torres Ortega, "Ampliación del sistema SCADA para telecontrol de Subestaciones eléctricas en una planta del sector industrial," 2017.
- [27] M. Toscano, "Automatización de una subestación Eléctrica utilizando Protocolo IEC 61850 y el IEC 61850 para el envío de datos," p. 40, 2010.
- [28] Universidad de El Salvador, J. J. Bernal Cruz, N. E. Herrera Ruíz, and J. D. Monteagudo Guevara, "Aplicación Del Estándar IEC 61850 En Los Sistemas De Protecciones Y Mediciones Eléctricas En Subestaciones De Alta Tensión," 2017.
- [29] A. A. Gibadullin, V. N. Pulyaeva, and Y. V. Yerygin, "The Need for a Digital Substation during the Digitalization of Energy," *2018 Int. Youth Sci. Tech. Conf. Relay Prot. Autom. RPA 2018*, pp. 1–12, 2018.
- [30] G. Trivedi and N. Karelia, "Smart Substation Technologies for Future Development in Recent Era," *Proc. 3rd Int. Conf. Commun. Electron. Syst. ICCES 2018*, no. Icces, pp. 758–761, 2018.
- [31] H. D. Zhang, A. L. Chen, M. Niyi, and J. Ding, "Research on the key technology of smart substation model configuration and check," *APAP 2011 - Proc. 2011 Int. Conf. Adv. Power Syst. Autom. Prot.*, vol. 1, pp. 291–294, 2011.
- [32] I. V. A. N. O. E. Richtlijn, "Modernization and Optimization of Traditional Substations for Integration in Smart Grid," pp. 2–3.
- [33] H. J. E. Blanco, L. A. R. Castellar, and D. Pineda, "Colombian electrical sector

adopting high-redundancy communication design on a new HV substation,” *2013 IEEE Colomb. Conf. Commun. Comput. COLCOM 2013 - Conf. Proc.*, no. c, pp. 1–4, 2013.

- [34] P. L. Gogan and G. D. Wyckoff, “Design and construction of sustainable substations,” *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Transm. Distrib. Conf.*, pp. 1–4, 2012.
- [35] J. Wang, W. Sheng, Q. Song, and H. Yang, “An integrated 35kV smart substation design scheme,” *APAP 2011 - Proc. 2011 Int. Conf. Adv. Power Syst. Autom. Prot.*, vol. 1, pp. 577–579, 2011.
- [36] V. Dubrov, R. Oganyan, and D. Shaykhutdinov, “To the choice of the principle functioning diagnostic system of digital substations,” *2016 2nd Int. Conf. Ind. Eng. Appl. Manuf. ICIEAM 2016 - Proc.*, pp. 1–4, 2016.
- [37] Q. Gao, W. Ge, C. Wang, J. Zhang, B. Geng, and X. Jiang, “High voltage equipment online monitoring system of smart substation,” *2012 IEEE Innov. Smart Grid Technol. - Asia, ISGT Asia 2012*, pp. 1–5, 2012.
- [38] D. V. Topolsky, I. G. Topolskaya, and N. D. Topolsky, “Intelligent instrument transformer for control systems of digital substations,” *Proc. - 2018 Ural Symp. Biomed. Eng. Radioelectron. Inf. Technol. USBEREIT 2018*, pp. 174–178, 2018.
- [39] C. Moldoveanu *et al.*, “Smart grids: On-line monitoring and condition assessment of high voltage substations,” *Proc. IEEE Int. Conf. Transm. Distrib. Constr. Live Line Maintenance, ESMO*, 2017.
- [40] F. Deng, H. B. Luo, H. Y. Wang, S. L. Zhou, and G. F. Huang, “All-in-one smart components on smart substation,” *APAP 2011 - Proc. 2011 Int. Conf. Adv. Power Syst. Autom. Prot.*, vol. 2, pp. 979–982, 2011.
- [41] L. P. Di Noia, R. Rizzo, and L. M. Vilaragut, “Design of sensors for a Smart Power Substation,” *2015 Int. Conf. Renew. Energy Res. Appl. ICRERA 2015*, pp. 1442–1445, 2015.
- [42] M. S. Ali, A. Sultana, J. N. Supti, M. T. A. Bhuyan, and A. H. Md Shatil, “Enhancing Smart Grid in Bangladesh power distribution system using substation automation,” *ICEEE 2015 - 1st Int. Conf. Electr. Electron. Eng.*, no. November, pp. 25–28, 2016.
- [43] C. Moldoveanu *et al.*, “Smart Grids: Romanian experience in on-line monitoring and condition assessment of high voltage substations,” *Proc. 2012 IEEE Int. Conf. Cond. Monit. Diagnosis, C. 2012*, no. September, pp. 573–576, 2012.

Orden de importancia de la Bibliografía

Numeración en Bibliografía	Referencia	Descripción	Relevancia en el Documento
----------------------------	------------	-------------	----------------------------

[5]	MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO - PREDICTIVO - CORRECTIVO PARA TRABAJOS CON TENSIÓN EN SUBESTACIONES Y LÍNEAS CHEC	Manual de mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo para trabajos con tensión en subestaciones y líneas de la Central Hidroeléctrica de Caldas CHEC.	Se extrae información relevante de los equipos de patio de una Subestación eléctrica y de los tipos de mantenimiento de una Subestación.
[16]	Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión	Libro de Subestaciones Eléctricas, incluye información relevante acerca de características, configuraciones, equipos, sistema de control, etc.	Se extrae información acerca de los tipos de configuración, equipos y componentes de una Subestación, automatización y sistema de control
[11]	LA IMPLEMENTACIÓN DE LA NORMA IEC 61850 EN CFE: TRAZANDO LA RUTA DE LA INNOVACIÓN EN LA AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES	Información del sistema de automatización de la Subestación y la implementación de la norma IEC 61850.	Se extrae información sobre el Sistema de Automatización de la Subestación y la implementación de la norma IEC 61850.
[10]	DISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN Y CONTROL DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS	Tesis de grado donde se realiza un análisis del sistema de protección y control de la Subestación.	Se extrae información acerca de la descripción de los equipos de las Subestaciones, del sistema de protección y control y de la Automatización implementando la norma IEC 61850.
[3]	MODELADO Y COMPARATIVA TECNICO-ECONÓMICA DE SUBESTACIONES	Tesis de grado donde se realiza el análisis y comparación técnico económica de las Subestaciones Eléctricas de acuerdo a su clasificación	Se extrae información sobre la clasificación de las Subestaciones de acuerdo a su tecnología y de los equipos que componen la Subestación.
[2]	Estructuras y equipos de Subestaciones Eléctricas	Información general de Subestaciones Eléctricas.	Se extrae información relacionada a la clasificación de las Subestaciones Eléctricas de acuerdo a su función dentro del sistema.

[6]	ANEXO GENERAL REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS (RETIE)	Reglamento técnico de instalaciones eléctricas.	Se extrae información de las distancias de seguridad que se deben cumplir en una Subestación Eléctrica.
[7]	Instrucción Operativa no. 1854 Criterio de diseño y construcción de Subestaciones AT/AT	Instructivo realizado por personal de Enel donde se definen los criterios de Diseño y Construcción de Subestaciones eléctricas AT/AT.	Se extrae información de los bloques que componen una Subestación Eléctrica y de los criterios de diseño y construcción.
[9]	http://www.sectorelectricidad.com/17005/lineas-de-transmision-como-canal-de-comunicacion-mediante-trampas-de-onda/	Página web que habla acerca del uso de las líneas de transmisión como canal de comunicación mediante el uso de trampas de onda.	Se extrae información acerca de la descripción de las trampas de onda y su función dentro de la Subestación.
[15]	Recopilación y procesamiento de información de un grupo de Subestaciones automatizadas de la EBSA para la evaluación y el análisis de actualizaciones y mantenimiento	Tesis de grado donde se realiza un análisis de las Subestaciones automatizadas que pertenecen a la EBSA.	Se extrae información correspondiente al año de automatización, nivel de tensión y ubicación de las Subestaciones que pertenecen a la EBSA.
[4]	INSTALACIONES BLINDADAS AISLADAS EN GAS	Descripción de las Subestaciones GIS aisladas en Gas SF6	Se extrae información acerca de las Subestaciones tipo GIS.
[1]	http://www.javierbotero.com/Javier_Botero/SUBESTACIONES.html	Página web donde se establecen conceptos básicos de una Subestación Eléctrica.	Se extrae información relacionada al objeto de una Subestación Eléctrica y el sistema de potencia.
[12]	Automatización de Subestaciones eléctricas con la Norma IEC 61850	Documento que describe la automatización de una Subestación Eléctrica implementando la norma IEC 61850.	Se extrae información acerca de los beneficios, dificultades y retos que se presentan al implementar la norma IEC 61850 en una Subestación.
[13]	Aplicación del Estándar IEC 61850 en los Sistemas de Protecciones Eléctricas para Subestaciones de Alta Tensión	Documento que describe la automatización de una Subestación Eléctrica implementando la norma IEC 61850.	Se extrae información acerca de la implementación de la norma IEC 61850 en una Subestación.

[8]	Descargadores de sobretensiones de alto voltaje	Guía elaborada por ABB para el comprador con información de los descargadores de sobretensión elaborados por ellos.	Se extrae información acerca de las características de los descargadores de sobretensión.
[14]	IEC Smart Grid Standardization Roadmap	Documento que describe la estandarización de las Smart Grid en los diferentes componentes de un Sistema eléctrico de Potencia.	Se extrae información acerca de Los requerimientos para integrar una Subestación a un sistema de redes eléctricas inteligentes a partir de la norma IEC 61850.
[20]	Generalidades en Subestaciones	Documento que contiene información acerca de la estructura de una Subestación eléctrica.	Se extrae información acerca de configuración, elementos y equipos que hacen parte de la estructura de una Subestación eléctrica.
[22]	Consideraciones generales para optimizar el diseño electromecánico de Subestaciones de transmisión	Documento que contiene información acerca de la estructura de una Subestación eléctrica.	Se extrae información acerca de elementos y equipos que hacen parte de la estructura de una Subestación eléctrica.
[23]	Implementación de un sistema de comunicación IEC 61850 para monitoreo y control de los módulos de protección de líneas de transmisión, sistemas de generación y redes de distribución	Tesis de grado donde se realiza un análisis del sistema de control y automatización de una Subestación y la implementación de la norma IEC 61850.	Se extrae información sobre el Sistema de Automatización de la Subestación y la implementación de la norma IEC 61850 en una Subestación eléctrica.
[25]	Ampliación del sistema SCADA para telecontrol de Subestaciones eléctricas en una planta del sector industrial	Tesis de grado donde se realiza un análisis para la ampliación del sistema SCADA y actualización de una Subestación eléctrica.	Se extra información acerca del control de una Subestación.
[26]	Automatización de una Subestación Eléctrica utilizando el Protocolo IEC 61850 y el ICCP para el envío de Datos	Tesis de grado donde se realiza un análisis para la automatización de una Subestación eléctrica utilizando el protocolo IEC 61850.	Se extra información acerca del control y automatización de una Subestación y la implementación del protocolo IEC 61850.

[27]	Aplicación del estándar IEC 61850 en los sistemas de protecciones y mediciones eléctricas en Subestaciones de Alta tensión	Tesis de grado donde se realiza un análisis para la implementación del protocolo IEC 61850 en una Subestación eléctrica.	Se extra información acerca del control y automatización de una Subestación y la implementación del protocolo IEC 61850.
[28]	Subestaciones digitales, las Subestaciones de las redes inteligentes	Documento que describe las Subestaciones digitales como parte de un sistema de redes inteligentes.	Se extrae información acerca de las Subestaciones digitales y su importancia dentro de un sistema de redes inteligentes.
[30]	Smart Substation Technologies for Future Development in Recent Era	Documento que habla acerca de las Subestaciones inteligentes.	Se extrae información acerca de las Subestaciones inteligentes.
[32]	Modernization and Optimization of Traditional Substations for Integration in Smart Grid	Documento que describe los criterios para modernizar y optimizar una Subestación eléctrica inteligente.	Se realiza un análisis acerca de los criterios a tener en cuenta para la modernización de una Subestación con el fin de integrarla a un sistema de Smart Grid.
[17]	Subestaciones CENS - Norma Técnica - CNS-NT-04	Documento elaborado por Centrales eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P, en el capítulo 4 se realiza una descripción de las Subestaciones eléctricas.	Se extrae información acerca de Subestaciones eléctricas de acuerdo a CENS del grupo EPM.
[18]	Criterios de diseño y normas para construcción de instalaciones de distribución y uso final de la energía	Documento elaborado por ENERTOLIMA S.A. E.S.P, en el capítulo 8 se realiza una descripción de las Subestaciones eléctricas.	Se extrae información acerca de Subestaciones eléctricas de acuerdo a ENERTOLIMA.
[19]	Elementos de diseño de Subestaciones Eléctricas	Documento que contiene información acerca de los elementos de diseño de una Subestación eléctrica.	Se extrae información acerca de los elementos a tener en cuenta para el diseño de una Subestación eléctrica.
[21]	Propuesta diseño confiable de subestación de distribución 46-23 kV en zona urbana con capacidad de 50 MVA	Tesis de grado donde se realiza un análisis de los criterios a tener en cuenta para el diseño de una Subestación eléctrica.	Se extrae información acerca de los elementos a tener en cuenta para el diseño de una Subestación eléctrica.

[24]	Criterios de Diseño para las Nuevas Subestaciones del Sistema de Transmisión Troncal del SIC	Documento que describe los criterios de diseño de una Subestación de transmisión en el Sistema Interconectado Central de Chile.	Se extra información acerca de los criterios de diseño de una Subestación eléctrica a nivel mundial.
[29]	The need for a digital substation during the digitalization of energy	Documento que describe la necesidad de las Subestaciones digitales en un sistema de redes inteligentes.	Se extrae información acerca de la importancia de una Subestación digital en un sistema de redes inteligentes.
[31]	Research on the Key Technology of Smart Substation Model	Documento que habla acerca de las Subestaciones inteligentes.	Se extrae información acerca de las Subestaciones inteligentes.
[33]	Colombian electrical sector adopting highredundancy communication design on a new HV substation	Documento que describe la implementación de un nuevo sistema de comunicación en una Subestación en Colombia.	Se realiza un análisis acerca de las nuevas tendencias para la implementación de redes inteligentes en una Subestación eléctrica.
[34]	Design and Construction Of Sustainable Substations	Documento que describe los criterios de diseño y construcción de una Subestación sostenible.	Se realiza un análisis acerca de las nuevas tendencias para la construcción de una Subestación eléctrica.
[35]	An Integrated 35 kV Smart Substation Design Scheme	Documento que describe los criterios para integrar una Subestación inteligente.	Se realiza un análisis acerca de las características que debe tener una Subestación eléctrica inteligente.
[36]	All-in-one smart components on smart substation	Documento que describe nuevas tecnologías para Subestaciones inteligentes.	Se realiza un análisis acerca de las características que debe tener una Subestación eléctrica inteligente.
[37]	High Voltage Equipment Online Monitoring System of Smart Substation	Documento que describe el sistema de monitoreo de una Subestación inteligente.	Se realiza un análisis acerca de las características que debe tener una Subestación eléctrica inteligente.

[38]	Intelligent Instrument Transformer for Control Systems of Digital Substations	Documento que describe la implementación de un transformador de instrumento para el sistema de control de una Subestación inteligente.	Se realiza un análisis acerca de las características que debe tener una Subestación eléctrica inteligente.
[39]	Smart Grids On-Line Monitoring and Condition Assessment of High Voltage Substations	Documento que describe la implementación del sistema de monitoreo de una Subestación inteligente.	Se realiza un análisis acerca de las características que debe tener una Subestación eléctrica inteligente.
[40]	All-in-one smart components on smart substation	Documento que describe nuevas tecnologías para Subestaciones inteligentes.	Se realiza un análisis acerca de las características que debe tener una Subestación eléctrica inteligente.
[41]	Design of sensors for a Smart Power Substation	Documento que describe los criterios de diseño para los sensores a utilizar en una Subestación eléctrica inteligente.	Se realiza un análisis acerca de las nuevas tendencias para la construcción de una Subestación eléctrica inteligente.
[42]	Enhancing Smart Grid in Bangladesh Power Distribution System using Substation Automation	Documento que describe la automatización de una Subestación en un sistema de redes inteligentes en Bangladesh.	Se realiza un análisis acerca de la automatización de las Subestaciones en otros países y la integración a un sistema de redes inteligentes.
[43]	Smart Grids Romanian Experience in On-Line Monitoring and Condition Assessment of High Voltage Substations	Documento que describe el sistema de monitoreo de una Subestación en un sistema de redes inteligentes en Rumania.	Se realiza un análisis acerca de la automatización de las Subestaciones en otros países y la integración a un sistema de redes inteligentes.

Tabla de actores

ENTIDAD	SIGLAS	ÁREA DE INFLUENCIA	SECTOR	DESCRIPCIÓN
Empresa de Energía de Boyacá	EBSA	Departamental	Energético	Empresa encargada de la comercialización de Energía eléctrica en el departamento de Boyacá

Electrificadora del Meta	EMSA	Departamental	Energético	Empresa encargada de la comercialización de Energía eléctrica en el departamento del Meta
Electrificadora del Tolima	ENERTOLIMA	Departamental	Energético	Empresa encargada de la comercialización de Energía eléctrica en el departamento del Tolima
Grupo Enel	EDEL	Internacional	Energético	Empresa encargada de la comercialización de Energía eléctrica en el departamento de Cundinamarca y en la ciudad de Bogotá D.C.