



**UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO**

CARRERA:

Ingeniería Eléctrico-Mecánica con Mención en Gestión Empresarial Industrial

TEMA:

“Diseño de un sistema contra incendio para una subestación eléctrica con transformador de potencia”

AUTOR:

Rodríguez Palacios, Jorge Luis

Trabajo de Titulación previo a la obtención del Título de

Ingeniero Eléctrico-Mecánico con Mención en Gestión Empresarial Industrial

TUTOR:

Ing. Raúl Montenegro Tejada, M.Sc.

Guayaquil, 22 de Septiembre del 2017



UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO

CARRERA:

Ingeniería Eléctrico-Mecánica con Mención en Gestión Empresarial Industrial

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo fue realizado en su totalidad por **Rodríguez Palacios, Jorge Luis** como requerimiento para la obtención del título de Ingeniero en Eléctrico-Mecánica con Mención en Gestión Empresarial Industrial.

TUTOR

Ing. Raúl Montenegro Tejada, M.Sc.

DIRECTOR DE CARRERA

Ing. Miguel Armando Heras Sánchez, M.Sc.

Guayaquil, 22 de Septiembre del 2017



UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO

CARRERA:

Ingeniería Eléctrico-Mecánica con Mención en Gestión Empresarial Industrial

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, Rodríguez Palacios, Jorge Luis

DECLARO QUE:

El trabajo de titulación denominado “**Diseño de un sistema contra incendio para una subestación eléctrica con transformador de potencia**”, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Eléctrico-Mecánica con Mención en Gestión Empresarial Industrial, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

Guayaquil, 22 de Septiembre del 2017

EL AUTOR

Rodríguez Palacios, Jorge Luis



UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO

CARRERA:

Ingeniería Eléctrico-Mecánica con Mención en Gestión Empresarial Industrial

AUTORIZACIÓN

Yo, **Rodríguez Palacios, Jorge Luis**

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, la publicación en la biblioteca de la institución del Trabajo de Titulación: **“Diseño de un sistema contra incendio para una subestación eléctrica con transformador de potencia”**, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Guayaquil, 22 de Septiembre del 2017

EL AUTOR

Rodríguez Palacios, Jorge Luis



UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO

CARRERA:

Ingeniería Eléctrico-Mecánica con Mención en Gestión Empresarial Industrial

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

ING. ARMANDO HERAS SÁNCHEZ, M.Sc.
DIRECTOR DE CARRERA

ING. LUIS ORLANDO PHILCO ASQUI, M.Sc.
COORDINADOR DE ÁREA O DOCENTE DE LA CARRERA

ING. RICARDO XAVIER ECHEVERRÍA PARRA M.Sc.
OPONENTE

REPORTE URKUND

URKUND

Documento: [TESIS RODRIGUEZ_FINAL_03-SEP.pdf](#) (D30356280)

Presentado: 2017-09-04 00:24 (-05:00)

Presentado por: orlandophilco_T@hotmail.com

Recibido: orlando.philco.ucsg@analysis.orkund.com

Mensaje: TESIS RODRIGUEZ 3 SEPT [Mostrar el mensaje completo](#)

4% de estas 42 páginas, se componen de texto presente en 3 fuentes.

Lista de fuentes	Bloques
90%	a continuación: a) El combustible líquido deberá estar abajo del punto de ebullición en condi
100%	no se utiliza más desde el año 1994 a excepción de definidos usos críticos
83%	centrales informáticas. Los sistemas que aún existen serían permitidos hasta finales del año 2...
81%	es difícil la sustitución por la incompatibilidad de las instalaciones. 4.3.2.5 Sis
100%	un límite en los daños a otros transformadores cercanos, equipos y estructuras. Los sistemas...
100%	Una de las ventajas del dióxido de carbono es que no daña los equipos delicados luego de ser...

0 Advertencias. Reiniciar Exportar Compartir

Fuente externa: http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0642_EA.pdf

100% #147 Activo

una de las ventajas del dióxido de carbono es que no daña los equipos delicados, luego de ser aplicado. En el uso del dióxido de carbono se debe tener mucha precaución, ya que el humano puede tolerar un 9% de concentración de este gas por unos minutos antes de rendirse y ahogarse. El diseño de un sistema de este tipo generalmente excede a una concentración del 25%, lo cual se realiza en menos de 10 segundos, permaneciendo por aproximadamente una hora. Por lo tanto, no se debe usar en áreas cerradas donde exista personal para evitar riesgo de asfixia.

Alvarado, 2007

52

No obstante, para

proteger los transformadores de interior, el diseño de éste sistema requiere las siguientes consideraciones: a)

El

sistema debe actuar automáticamente por un termostato, manualmente por un interruptor de emergencia protegido por un vidrio que hay que romperlo para accionarlo, ubicado afuera de la caseta o cerca de un área segura del transformador o

Reporte Urkund Trabajo de titulación; ‘Diseño de un sistema contra incendio para una subestación eléctrica con transformador de potencia’ del estudiante; Rodríguez Palacios, Jorge Luis, al 4% de coincidencias.

Atentamente.

Ing. Raúl Montenegro Tejada

DEDICATORIA

Este trabajo de Titulación está dedicado especialmente a mi adorada Madre la Sra. Doña Juana Narcisa Palacios Avilés.

A mi querida esposa la Sra. María del Carmen Navas de Rodríguez. a mis hijos; los mellizos Jorge Enrique, Luis Alonso y Ariel Rafael Rodríguez Navas, por todo el apoyo incondicional, la comprensión y paciencia durante los años de estudios y sobre todo, durante el proceso de mi trabajo de investigación. Pues, han sido los pilares fundamentales y mi inspiración para concretar con éxitos la culminación de la carrera.

Jorge Luis Rodríguez Palacios.

AGRADECIMIENTO

Mi gratitud primeramente a Dios por la salud y la fuerza que me ha brindado para mantenerme constante y sin desmayo.

A mi querida Familia, mi Madre, esposa e hijos quienes, con sus palabras de aliento, compañía, comprensión y fortaleza me han ayudado a no rendirme jamás y de esa manera, culminar con honor la carrera tan anhelada.

A mis docentes, compañeros y profesionales quienes con sus enseñanzas impartidas tanto dentro como fuera de los salones de clase, me han sabido guiar y motivar en pos de otros trabajos desarrollados a lo largo de mi estudio universitario.

RESUMEN

El presente trabajo de titulación tiene como objetivo general, plantear el diseño un sistema contraincendios para una subestación eléctrica, se analizará y se delinearán el sistema de protección contra incendio para una subestación eléctrica, existen varios factores como el cortocircuito que puede provocar excesivos calentamientos y explosiones que dan lugar a posibles incendios. Se utiliza el método de investigación bibliográfica pues se recopila estudios documentados acerca de características de materiales propensos a inflamación e incendios que provocan explosión y principio de incendio, así también se aplica el método descriptivo y analítico para caracterizar y también analizar diferentes métodos de protección contra incendio esta vez en el transformador de potencia de una subestación eléctrica. Como resultado del presente trabajo de titulación, se bosqueja un diseño de Sistema Contra Incendio (SCI) para un transformador de potencia de 10 MVA el mismo que consta de un sistema de bombeo y aspersores, el dimensionamiento de sus principales elementos se lo realiza con cálculos y el plano del SCI cumple con normas nacionales como la norma internacional NFPA 20.

Palabras claves. Transformador de potencia, subestación eléctrica, NFPA 20, sistema contra incendios.

ABSTRACT

The main objective of the present titling work is to design a fire protection system for an electrical substation, analyze and design the fire protection system for an electrical substation, there are several factors such as the short circuit that can cause excessive heating and explosions which give rise to possible fires. The bibliographical research method is used because it compiles documented studies about characteristics of materials prone to inflammation and fires that cause explosion and fire, as well as the descriptive and analytical method to characterize and also analyze different methods of protection against fire this time in the power transformer of an electrical substation. As a result of the present titration work, a Fire Protection System (FPS) design is outlined for a 10 MVA power transformer which consists of a pumping system and sprinklers, the sizing of its main elements is done with calculations and the FPS plan complies with national standards such as the international standard NFPA 20.

Keywords. Power transformer, Electrical substation, NFPA 20, Fire system.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	X
CAPÍTULO I: GENERALIDADES	1
Introducción	1
1.1 Justificación.....	2
1.2 Planteamiento del Problema	2
1.3 Objetivo General	2
1.4 Objetivos Específicos.....	2
1.5 Tipo de Investigación.....	2
1.6 Hipótesis.....	3
1.7 Metodología	3
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO	4
2.1 Consideraciones Generales de la Subestación Eléctrica	4
2.2 Clases de Subestaciones Eléctricas	4
2.2.1 Subestaciones Eléctricas Elevadoras.....	4
2.2.2 Subestaciones Eléctricas Reductoras	5
2.2.3 Subestaciones Eléctricas de Enlace.....	5
2.2.4 Subestaciones Eléctricas En Anillo.....	5
2.2.5 Subestaciones Eléctricas de Switcheo.....	5
2.2.6 Subestaciones transformadoras, según su emplazamiento.....	8
2.3 Elementos que Componen una Subestación Eléctrica	9
2.3.1 Equipos de maniobra y corte.....	11
2.4 Tipo de Falla	11
2.4.1 Fallas de Naturaleza Permanente.	11
2.4.2 Fallas de Naturaleza Transitoria.....	11

2.4.3	Sistemas de Protección según la naturaleza de la falla.	12
2.5	Equipos Principales de una Subestación	12
2.5.1	Interruptor de Potencia.....	13
2.5.2	Seccionadores.....	14
2.5.3	Transformador de potencial	16
2.5.4	Transformador de Corriente.....	17
2.5.5	Pararrayos.....	19
2.6	Distancias mínimas requeridas para la instalación de los equipos de una subestación	20
2.6.1	Distancia entre fases.....	21
2.6.2	Distancia entre ejes de los pórticos (Ancho de campo)	24
2.6.3	Altura de Equipos.....	27
2.6.4	Área de la Subestación	30
2.7	Descripción General del Transformador Eléctrico	31
2.7.1.	Transformador de Potencia	33
2.7.2	Clasificación de Transformadores de Potencia.....	34
2.7.2.2	Bobinas.....	34
2.7.2.3	Enrollado de la Bobina.....	36
2.8	Construcción y Pruebas en Transformador bajo norma IEC	37
2.9	Accesorios del Transformador de Potencia.....	39
2.9.1	Tanque Conservador	39
2.9.2	Respiración Libre a través de Silicagel.....	40
2.9.3	Sello de Gas Nitrógeno	41
2.10.	Relevadores	41
2.10.1.	Aisladores pasantes	42
2.10.2	Válvulas	42
2.10.3	Ventiladores y Bombas	42

2.11. Sistemas de Preservación del Aceite-Vegetal	43
2.12 Malla de Puesta a Tierra.....	44
2.13 Sistemas de Protección Contra Incendio en una Subestación Eléctrica.....	45
2.13.1 Sistemas contra incendio y explosión de transformadores de potencia ..	46
2.13.2 Sistemas o técnicas actuales para la protección contra incendios.....	46
2.13.3 Separación adecuada de los Transformadores	48
2.13.4. Sistemas Basados en Polvo Químico Seco	49
2.13.5 Sistema de Protección Contra Explosión en Transformadores de Potencia	54
2.13.6 Sistema Contra Incendios Convencional (SCI).....	57
2.13.7 Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio (SPEI).....	58
2.14 Operación del SPEI.....	59
2.15 Factores y causas que producen la falla en los transformadores de potencia	61
CAPÍTULO III: ANÁLISIS DE UN SISTEMA CONTRA INCENDIO (SCI) PARA UNA SUBESTACIÓN	63
3.1 Sistemas Contra Incendios SCI.....	63
3.2. Barreras Cortafuegos.....	70
3.3. Instalación de Transformadores Exteriores.....	70
3.3.1. Separación entre grandes transformadores y edificios.....	70
3.3.2 Separación entre pequeños transformadores y edificios.	71
3.3.3. Separación entre grandes transformadores.....	71
3.3.3.1 Tamaño de las barreras cortafuegos.	71
3.3.4 Criterios de sistemas de extinción.....	72
3.4 Análisis de los componentes del sistema contra incendio (SCI).....	73
CAPÍTULO IV: DISEÑO DE SISTEMA CONTRA INCENDIO EN SUBESTACIÓN ELÉCTRICA CON TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	75
4.1 Especificaciones de materiales para el sistema de distribución de agua.....	75

4.2 Bombas para sistema de Protección Contra Incendios	80
4.3 Diseño del Sistema de Rociadores o Aspersores	82
4.4 Sistema de despresurización	86
4.5 Presupuesto para un SCI	87
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	88
5.1 CONCLUSIONES	88
5.2 RECOMENDACIONES	89
BIBLIOGRAFÍA	91
GLOSARIO	93
ANEXO 1: PRESUPUESTO DEL SCI	94
ANEXO 2: PLANO DEL SCI PARA SUBESTACIÓN CON TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	95

ÍNDICE FIGURAS

Figura 2. 1 Subestación de maniobra	6
Figura 2. 2: Subestación Eléctrica de transformación pura.....	6
Figura 2. 3. S/E de transformación/maniobra	7
Figura 2. 4. Subestación eléctrica tipo Central	8
Figura 2. 5 Subestación eléctrica tipo intemperie	8
Figura 2. 6 Subestación GIS Gas SF6.....	9
Figura 2. 7 Interruptor de potencia.....	14
Figura 2. 8 Seccionador de pantógrafo	15
Figura 2. 9 Seccionador semipantógrafo.....	15
Figura 2. 10 Seccionador de tres columnas con apertura central.....	16
Figura 2. 11 Transformador de potencial.....	17
Figura 2. 12 Transformador de corriente	18
Figura 2. 13 Pararrayos	20
Figura 2. 14 Ancho de barras-barras rígidas	22
Figura 2. 15 Rango del movimiento de conductores flexibles durante cortocircuitos	23
Figura 2. 16 Efecto de deflexión de aisladores	24
Figura 2. 17 Distancia entre ejes del pórtico determinado por los equipos	25
Figura 2. 18 Distancia entre los ejes del pórtico con seccionador de apertura central	26
Figura 2. 19 Altura de barras con seccionador tipo pantógrafo	28
Figura 2. 20 Altura de barraje	28
Figura 2. 21 Altura de barraje	29
Figura 2. 22 Distancias mínimas al cerco o muro.....	30
Figura 2. 23 Esquema del transformador	32
Figura 2. 24 Transformador de potencia	33

Figura 2. 25 Construcción del núcleo	36
Figura 2. 26 Enrollamiento o bobinado.....	37
Figura 2. 27. Accesorios del transformador de potencia.....	39
Figura 2. 28 Silicagel con respiración libre	41
Figura 2. 29 Transformador de potencia de 10MVA.....	44
Figura 2. 30 Sistemas de puesta a tierra para subestaciones	45
Figura 2. 31. Incendio en un transformador de potencia.....	55
Figura 2. 32. Explosión del transformador de potencia	56
Figura 2. 33. SPEI (izq.) y SCI (der.)	57
Figura 2. 34. SCI convencional.....	58
Figura 2. 35. Transformador luego de una falla interna.....	59
Figura 2. 36. Diagrama lógico de activación del SPEI	60
Figura 2. 37. Diagrama Lógico de respuesta de sistema protección de incendio	61
Figura 3. 1. Paredes cortafuegos de separación entre transformadores	65
Figura 3. 2. Protección contra el fuego entre transformador y edificio	65
Figura 3. 3. Foso de recogida con depósito colector integrado.....	67
Figura 3. 4. Foso de recogida con depósito colector separado.....	67
Figura 3. 5. Foso de recogida con depósito colector integrado común.....	68
Figura 3. 6. Ejemplo de sistema para filtración agua/aceite del foso de recogida	69
Figura 3. 7. Dimensiones de los muros cortafuegos según IEEE 979	72
Figura 4. 1. Válvula de mariposa de un SCI	78
Figura 4. 2. Válvula check para SCI	79
Figura 4. 3. Los aspersores en un SCI para subestación eléctrica.....	82
Figura 4. 4. Diseño de sistema contra incendio	83

Figura 4. 5. Válvula Solenoide.....	84
Figura 4. 6 Válvula de drenaje y prueba	84
Figura 4. 7. Gabinete o panel de control (izq.) y panel con accesorios de SCI	85
Figura 4. 8. Fases de funcionamiento del sistema de despresurización.	87

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2. 1 Distancias de seguridad en el aire	21
Tabla 2. 2 Distancias típicas entre equipos de patio	31
Tabla 3. 1.Valores cuantitativos para las distancias de seguridad de transformadores para exterior	63
Tabla 3. 2. Cantidades típicas de aceite en equipos eléctricos.....	70
Tabla 3. 3. Separación entre pequeños transformadores y edificios	71
Tabla 3. 4. Recomendaciones FM Global para las distancias de separación entre transformadores de exterior y edificios.....	72
Tabla 3. 5. Recomendaciones FM Global para las distancias de separación entre transformadores de exterior.....	73

CAPÍTULO I: GENERALIDADES

Introducción

Salvaguardar la vida de las personas en una subestación eléctrica y dar la debida protección contra incendios al transformador de potencia, son aspectos imprescindibles que debe realizarse respetando las normas técnicas para este caso, para de esa manera garantizar la protección de los equipos.

Se ha desarrollado desde años atrás, sistemas de detección y sistemas que extinguen la presencia del fuego; sistemas que lo único que hacen es atenuar los daños de un transformador de potencia si se flagela a consecuencia de una falla interna. La evacuación de sobre presiones que proceden de una falla interna del aislamiento en transformadores de potencia no se puede evitar; pues, ante la presencia de fuego, algunos sistemas intentan combatir la sobre presión de la cuba, mientras otros combaten el incendio, producto de una falla interna (Alvarado, 2007)

Los sistemas contra incendio en subestaciones eléctricas deben partir por el análisis de donde y con que proteger los principales riesgos de incendios en la instalación eléctrica. De esta manera antes de su diseño, se puede efectuar una evaluación del costo-beneficio, efectividad, mantenimiento, ciclo de vida y otros criterios de ingeniería contra incendios. Los sistemas automáticos de extinción (agua, gases, niebla) son sólo medidas extremas. En ocasiones puede prescindirse de muros cortafuego en equipos de patio.

Justificación

La idea básica de la protección contra incendios consiste en la preservación de la vida humana, permitiendo que las mismas puedan evacuar rápidamente de las instalaciones siniestradas. Este aspecto de protección contra incendio protegería el equipamiento e instalaciones de una subestación eléctrica.

Planteamiento del Problema

La ocurrencia de incendios en subestaciones eléctricas es una amenaza poco predecible, por lo que puede dejar consecuencias destructoras y catastróficas, como la suspensión de servicio eléctrico. Los transformadores tienen elementos de control que vigilan la temperatura de presión, aceite, etc., los cuales emiten una señal para hacer corrección y en caso extremo, que ocurriera una falla, pudiera predecir un incendio.

1.3 Objetivo General

Diseñar el sistema contra incendios según las especificaciones técnicas aplicado a subestaciones eléctricas con transformadores de potencia.

1.4 Objetivos Específicos

1. Estudiar las características de materiales propensos a inflamación e incendios que provocan explosión y principio de incendio en el transformador.
2. Establecer los diferentes métodos de protección contra incendio del transformador de potencia.
3. Diseñar un sistema contraincendios para subestación eléctrica.

1.5 Tipo de Investigación

El tipo de investigación es de intervención por cuanto se plantea el diseño de un sistema contra incendio en subestaciones eléctricas. Es también de campo por cuanto se reconoce in sitio los componentes de un sistema contra incendio.

1.6 Hipótesis

El uso de técnicas de protección contra incendios puede garantizar que el personal, la infraestructura y los equipos de una subestación eléctrica puedan impedir o retardar la propagación de fuego, facilitando de esa manera, la rápida evacuación del personal y minimizar los daños materiales.

1.7 Metodología

La metodología a aplicarse en el desarrollo de este trabajo es de tipo bibliográfico, ya que se recaba información de la operación de una subestación eléctrica en Media Tensión. Es de tipo descriptivo, porque se caracterizan los equipos y materiales de una subestación eléctrica, así como también se hace un estudio más detallado del transformador de potencia. Se establece la identificación de procedencias de incendios muchas veces relacionadas por cortocircuitos, sobrecargas, errores de operación, y otros relacionados en subestaciones eléctricas.

Se emplea también el método analítico porque se analiza los requerimientos técnicos para el diseño de un sistema contra incendio (SCI) en subestaciones eléctricas, ya que por su naturaleza de operación estarían en riesgo permanente.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 Consideraciones Generales de la Subestación Eléctrica

Una Subestación Eléctrica es un conjunto de equipos que forman un sistema eléctrico, cuya función es la de transformar la energía que recibe a niveles de tensión adecuados para su transporte, distribución y utilización. Este conjunto de equipos controla el flujo de energía y garantiza la seguridad del sistema con la implementación de dispositivos de protección.

En forma general, una subestación está compuesta de un número determinado de circuitos de entrada y salida, cada uno de estos conectados a su respectivo punto común denominado barraje, tiene también equipos de alta y media tensión como son, el transformador de potencia, seccionadores, pararrayos, sistemas de control, sistemas de protección, comunicaciones y servicios auxiliares.

Las líneas interconectadas que facilitan enlazar la central de generación eléctrica con una subestación se conocen como una red de transmisión. Esto es distinto del cableado local entre las subestaciones de alto voltaje y los clientes, que se suele denominar distribución de energía eléctrica. La red combinada de transmisión y distribución se conoce como 'red eléctrica'.

Por tanto, la red de transmisión eléctrica posee conductores desnudos que transportan altos voltajes soportadas en las torres. El material de los conductores es casi siempre una aleación de aluminio, hecha en varios hilos y posiblemente reforzada con hilos de acero.

2.2 Clases de Subestaciones Eléctricas

Las subestaciones eléctricas pueden clasificarse desde un aspecto particular, como:

2.2.1 Subestaciones Eléctricas Elevadoras

Este tipo de subestaciones permiten elevar la tensión que entregan los generadores de electricidad, para facilitar la transmisión y la interconexión que se hace con el sistema nacional.

2.2.2 Subestaciones Eléctricas Reductoras

Estas subestaciones son las que reciben la tensión de la transmisión, que ha sido elevada por la anterior y la reducen a un nivel, que permite entregar el servicio al sistema de distribución, industrial o residencial según el caso, se manejan diferentes niveles de tensión.

2.2.3 Subestaciones Eléctricas de Enlace

El mismo sistema de interconexión las hace necesarias para tener flexibilidad y confiabilidad en el servicio, permite ejecutar maniobras de conexión y de apertura de circuitos según las necesidades que requiera el servicio.

2.2.4 Subestaciones Eléctricas En Anillo

Se utilizan para interconectar otras subestaciones, generalmente en los sistemas de distribución.

Las Subestaciones Radiales son las que tienen un solo punto de alimentación y no están interconectadas.

2.2.5 Subestaciones Eléctricas de Switcheo

Como su nombre lo indica, el Switcheo se utiliza para realizar apertura y cierre de circuitos, por lo general, en las redes de distribución.

De la misma manera, otros autores clasifican las subestaciones eléctricas según su función y son:

❖ Subestación de maniobra

Es la subestación en la que se interconectan varios sistemas, de la cual se distribuye energía eléctrica a otras subestaciones o a otros sistemas; por esto lo más importante es la flexibilidad de la subestación y la seguridad. Por tanto, la confiabilidad depende de la importancia que ejerza la subestación en el sistema de potencia.

En la figura 2.1 muestra una subestación de maniobra.



Figura 2. 1 Subestación de maniobra

Fuente: El autor

❖ De transformación pura

Es aquella instalación formada por los elementos de mando adecuados, corte, medida, regulación, transformación y protección; y cuya tarea es la de reducir los valores de muy alta tensión a valores aptos para la distribución eléctrica. Por tanto, su disposición normal es la de recibir dos líneas en muy alta tensión y derivar en una en alta tensión.

A continuación, en la figura 2.2 se puede ver un esquema que representa la subestación eléctrica por transformación pura.

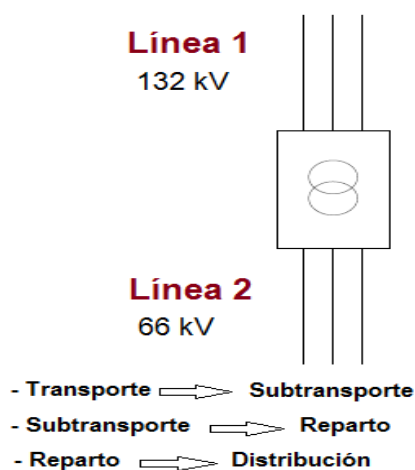


Figura 2. 2: Subestación Eléctrica de transformación pura

Fuente: (Barrantes Pinela, 2011)

❖ De transformación/maniobra

Destinada a la transformación de tensión desde un nivel superior a otro inferior, así como a la conexión entre circuitos del mismo nivel. Asimismo, su uso es frecuente.

En la figura 2.3 se muestra un esquema que representa la subestación eléctrica por transformación/maniobra.

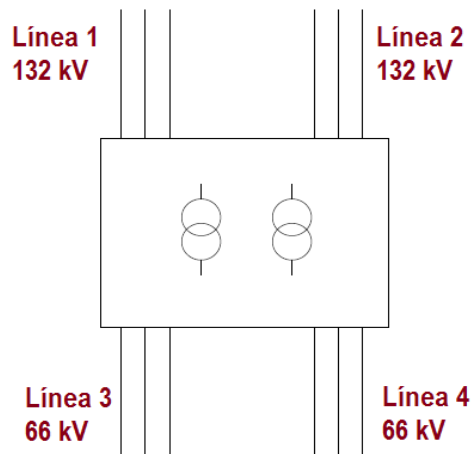


Figura 2. 3. S/E de transformación/maniobra

Fuente: (Barrantes Pinela, 2011)

❖ De central:

Este tipo de subestaciones se disponen a pie de las centrales generadoras de energía eléctrica. Su uso viene dado por la imposibilidad de construir estaciones elevadoras en la proximidad de algunas centrales. De esta manera se realiza la elevación de la tensión en la misma central sin la necesidad de disponer de una segunda estación elevadora.

En la figura 2.4 muestra un esquema que representa la subestación eléctrica de tipo central. Según el esquema a través de transformadores de potencia de tipo elevador, dentro de la subestación se puede disponer de una línea de 12kV y llevarla a 400kV.



Figura 2. 4. Subestación eléctrica tipo Central

Fuente: (Barrantes Pinela, 2011)

2.2.6 Subestaciones transformadoras, según su emplazamiento

❖ De intemperie

Se construyen en el exterior, son las más usuales y no necesitan edificación envolvente complementaria. Además, tienen por inconveniente el tener que estar perfectamente protegidas contra las inclemencias del ambiente, contaminación, humedad, ambiente salino, entre otros; no siendo aptas para lugares en que estos factores llegan a niveles altos de agresión.

En la figura 2.5 se puede ver una subestación eléctrica tipo intemperie.



Figura 2. 5 Subestación eléctrica tipo intemperie

Fuente: (P&L Internacional, 2013)

❖ **Blindadas**

Son aquellas que usan el Hexafloruro de Azufre SF₆, como elemento aislante en todos sus elementos (interruptores, transformadores). Este aislante consigue reducir la distancia necesaria entre elementos, logrando así disponer de la instalación en un menor espacio. Por el contrario, son evidentemente más caras, debido a que los elementos que usan el hexafloruro de azufre son más costosos que los que usan por ejemplo el aceite. En la figura 2.6 se puede observar una subestación tipo blindadas.



Figura 2. 6 Subestación GIS Gas SF₆

Fuente: (P&L Internacional, 2013)

2.3 Elementos que Componen una Subestación Eléctrica

A continuación, se señalan algunos elementos de una subestación eléctrica:

- ✓ Transformador, elevador o reductor según el caso
- ✓ Cerramiento
- ✓ Cuchilla o seccionador desconectador
- ✓ Dispensor de apartarrayos
- ✓ Dispensor o red de tierras
- ✓ Transformador de corriente
- ✓ Transformador de potencial

- ✓ Tablero de instrumentos
 - ✓ Ducto de ventilación
 - ✓ Descarga de aceite
 - ✓ Capacitores de acoplamiento
 - ✓ Barras y líneas de conexión
- ❖ **Seccionadores:** Son dispositivos que se utilizan para abrir o cerrar circuitos. Con los seccionadores se pueden hacer maniobras como cambios de barraje, o aislar equipos para reparaciones (Atencio & Palacio, 2008). Su misión consiste en aislar tramos de circuito de forma visible para que se pueda trabajar sobre los mismos, sin peligro.

Las características más importantes son:

- sus maniobras tienen que ser en vacío, sin carga, esto se debe a que sus contactos no están diseñados para extinguir el arco que se produce cuando se cierra o abra con carga o cuando se produce un cortocircuito.
- Deben soportar la intensidad nominal de forma permanente y corrientes de cortocircuito durante un tiempo determinado.

- ❖ **Interruptores:** Los interruptores automáticos son dispositivos mecánicos de interrupción capaces de conducir, interrumpir y establecer corrientes en condiciones normales y condiciones de fallas (Atencio & Palacio, 2008). Su misión consiste en abrir y cerrar el circuito con carga.

Sus características más importantes son:

- Deben soportar intensidades normales y de cortocircuitos, y ser capaces de interrumpir estas últimas.
 - Disyuntores: Interruptores automáticos accionados mediante relés.
- ❖ **Poder de corte o ruptura:** Su valor eficaz de la intensidad máxima que pueden interrumpir. Se expresa como potencia trifásica calculada en base a la tensión nominal.

2.3.1 Equipos de maniobra y corte

Aparato mecánico de conexión que, por razones de seguridad, en posición abierta, asegura una distancia de seccionamiento que satisface las condiciones especificadas. Las características más importantes son:

- Permite aislar la subestación de la red
- Permite aislar interruptores, transformadores, barras
- Facilita maniobrase en vacío
- Soporta corriente de cortocircuito
- Seccionador de puesta a tierra: permite poner a tierra la línea.

2.4 Tipo de Falla

Se puede clasificar a los tipos de fallas por la naturaleza de las mismas, estas pueden ser; fallas de naturaleza permanente y fallas de naturaleza transitoria.

2.4.1 Fallas de Naturaleza Permanente.

Son del tipo donde la pérdida del aislamiento del equipo que presentó la falla es permanente. Este tipo de fallas implican realizar el mantenimiento, reparación o cambio total del equipo.

2.4.2 Fallas de Naturaleza Transitoria.

En este caso la pérdida del aislamiento del equipo que presentó la falla es momentánea, por lo que podemos decir que son pérdidas de aislamiento recuperables. Este tipo de fallas son producto del contacto momentáneo con ramas de árboles o por el arqueo del aislamiento producido por descargas atmosféricas.

2.4.3 Sistemas de Protección según la naturaleza de la falla.

De acuerdo a lo mencionado anteriormente, existen dos dispositivos de protección según la naturaleza de la falla, de acuerdo a su implementación pueden proteger al sistema eléctrico de la forma más eficaz. Estos son:

Protección para fallas permanentes: este tipo de equipos producen la desconexión inmediata y definitiva del dispositivo que presenta el daño. Esta clase de fallas se presentan comúnmente en los seccionadores y fusibles.

Protección para fallas transitorias: este tipo de equipos producen la desconexión automática del elemento dañado, pero deben tener la capacidad de restablecer el voltaje del sistema eléctrico, después de mitigar el arco eléctrico producido en el lugar de la falla (Comisión Federal de Electricidad, 2001) (Rojas, 2010)

2.5 Equipos Principales de una Subestación

Los equipos de alta tensión y específicamente los seccionadores, establecen la disposición física de una subestación. La selección de la disposición se facilita si previamente se conoce el tipo de seccionador que se debe utilizar.

En general, se puede mencionar a continuación los diferentes tipos de seccionadores:

- Seccionadores de apertura central, cuyos polos se pueden poner uno al lado del otro (paralelo), uno detrás del otro (línea), o en forma independiente. Las dos primeras formas solo requieren un mecanismo de operación para los tres polos, mientras que la última necesita un mecanismo por polo. Por lo tanto, son los más económicos, pero determinan un mayor ancho de campo, requieren un ajuste periódico y no se recomiendan para tensiones por encima de 245 kV, dado que en posición abierta sus cuchillas quedan con esfuerzo en voladizo.
- Seccionadores de rotación central, ocupan menos espacios y presentan menos inconvenientes desde el punto de vista de distancias eléctricas requeridas, permitiendo una reducción en el ancho de campo, ya que sus cuchillas en posición abierta quedan desenergizadas.

- Seccionadores de apertura vertical, utilizados en EAT por conllevar reducidos anchos de campo.

Los tres tipos mencionados de seccionadores realizan la conexión o desconexión en forma horizontal.

- Seccionadores tipo pantógrafo, los cuales ejecutan la conexión o desconexión verticalmente entre dos niveles diferentes. Una variante de éstos seccionadores, es el tipo semipantógrafo.
- Seccionadores pantógrafo horizontal, son similares a los de apertura vertical pero con una cuchilla o brazo del tipo pantógrafo. Pues, es muy utilizado en EAT.

Los seccionadores pantógrafos o semipantógrafos (horizontal o vertical), son los que establecen una menor área de subestación e implican subestaciones con estructuras metálicas más reducidas pero son las más costosas. (Ramírez, Carlos , 1991, págs. 142-143). Luego, en las siguientes figuras se pueden observar los seccionadores pantógrafos y semipantógrafos.

2.5.1 Interruptor de Potencia

Los interruptores de potencia son dispositivos mecánicos de interrupción, capaces de conducir e interrumpir el sistema cuando este sale de sus condiciones normales. Por tanto, su función básica es conectar o desconectar a los equipos en caso de fallas. (Ramírez, Carlos , 1991, pág. 236).

Por otro lado, (Sotelo Lagos, 2011) menciona en su trabajo de tesis que el interruptor es un elemento de potencia que abre la falla o el circuito, sin importar la tensión o corriente que en el momento está fluyendo a través de él.

A continuación, en la figura 2.7 se observa el interruptor de potencia.



Figura 2. 7 Interruptor de potencia

Fuente: El Autor

2.5.2 Seccionadores

La norma NTC2050 define el seccionador como un interruptor de separación, destinado para aislar un circuito eléctrico de su fuente de alimentación. Por tanto, no tiene intensidad de corriente de corte máxima y está diseñado para que se manipule únicamente después de que el circuito se abra por otros medios.

Este equipo también conocido como separador o desconectador, forma parte del equipo de maniobra, asociado a las bahías de la subestación, el cual sirve para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras, tanto de operación como de mantenimiento. El objetivo principal de este equipo consiste en aislar tramos de un circuito de forma visible, para lo cual debe estar el circuito libre de corriente. (Sotelo Lagos, 2011, pág. 25)

En la norma IEC600129 se hallan valores normalizados para tales corrientes nominales de corta duración, como lo son: 8, 10, 12.5, 16, 20, 25, 31.5, 40, 50, 63, 80 kiloamperios.

Los fabricantes pueden regularmente ofrecer dos tipos de seccionadores de puesta a tierra; uno para ser usado en mantenimiento, provisto de un mecanismo de baja velocidad de operación y el otro, con capacidad de cierre en carga con mecanismo de alta velocidad.

Los seccionadores de puesta a tierra también tienen alguna capacidad para soportar corrientes y tensiones inductivas de las líneas. Es más, la mayoría de los fabricantes ofrecen mecanismos de operación manuales o motorizados. A continuación, se puede ver los seccionadores de pantógrafo y de semipantógrafo en las figuras 2.8 y 2.9.

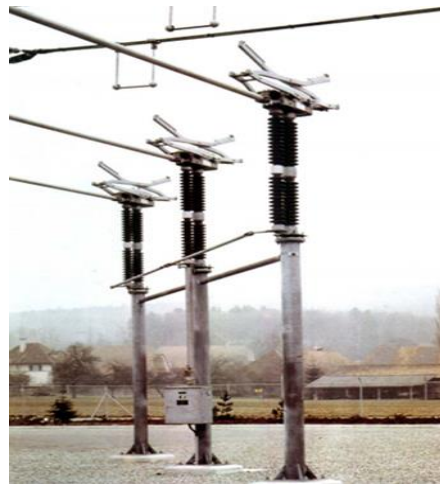


Figura 2. 8 Seccionador de pantógrafo

Fuente: El autor

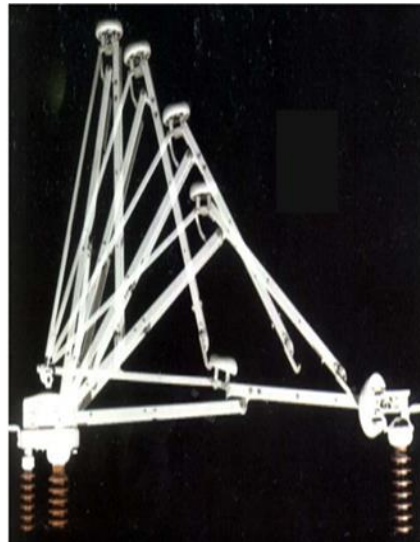


Figura 2. 9 Seccionador semipantógrafo

Fuente: El autor

Igualmente, los seccionadores en las redes eléctricas pueden desempeñar varias funciones, siendo la más común el seccionamiento de circuitos por necesidades de operación o por necesidad de aislar componentes del sistema para realizar su mantenimiento.

Además, es imprescindible mencionar que, para la correcta aplicación de los seccionadores, se debe tener en cuenta las normas técnicas referenciadas a estos equipos, como es la IEC 62271-102. (Enrique Harper, 1963). Ver en la figura 2.10.



Figura 2. 10 Seccionador de tres columnas con apertura central

Fuente: El Autor

2.5.3 Transformador de potencial

Es el transformador diseñado para suministrar la tensión adecuada a los instrumentos de medición; como los voltímetros, frecuencímetros, *wattmetros*, *watthorímetros*, entre otros. Así como los aparatos de protección como los relevadores.

Habitualmente las mediciones en los sistemas superiores a los 600V no se realizan directamente en la red, en este caso se utilizan equipos denominados, transformadores de tensión (Enrique Harper, 1963). En la figura 2.11 se puede observar un transformador de potencial.



Figura 2. 11 Transformador de potencial

Fuente: El Autor

Por consiguiente, como los niveles de tensión y corriente del sistema de potencia son muy elevados, los instrumentos de medición y los relés de protección no se pueden conectar en forma directa y lo hacen mediante transformadores.

Sin embargo, los transformadores de potencial tienen como funciones:

- Aislar los equipos de baja tensión con los circuitos de alta tensión.
- Adaptar las tensiones elevadas a valores compatibles con los que trabajan los instrumentos de medición y los relés de protección.
- Proveer aislación a los instrumentos de medición y relés de protección con respecto a la alta tensión del circuito de potencia. (UDELAR-Fing, 2010).

2.5.4 Transformador de Corriente

Un transformador de corriente o “TC” es el dispositivo que alimenta una corriente proporcionalmente menor a la del circuito. Por tanto, es de manifestar que un transformador de corriente, por su aplicación se puede subdividir en transformador de medición y transformador de protección. Sin embargo, los transformadores se diseñan para realizar ambas funciones y su corriente nominal por secundario puede ser de 1 ó 5 Amperios, es decir, desarrollan dos tipos de

funciones, transformar la corriente y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

Los transformadores de corriente tienen un bobinado primario y uno secundario, arrollados sobre un núcleo magnético. Dicho núcleo puede ser cerrado o tener un pequeño entrehierro. El arrollamiento primario se conecta en serie con el circuito de potencia y el arrollamiento secundario, se conecta a los instrumentos de medición y relés de protección.

El arrollamiento primario puede estar constituido por una sola espira, o por múltiples espiras, las cuales a su vez se pueden dividir en partes iguales y conectarse en serie o paralelo para cambiar la relación de transformación.

Sin embargo, el arrollamiento secundario siempre consta de un gran número de espiras, que puede tener derivaciones para conseguir diferentes relaciones de transformación. (UDELAR-Fing, 2010).

Por otra parte (Enrique Harper, 1963) manifiesta que los transformadores de corriente son utilizados para realizar las mediciones de corrientes en sistemas eléctricos. Pues, poseen el devanado primario conectado en serie con el circuito de alta tensión. La corriente que circula por el primario del transformador está definida por el circuito de potencia.

En la figura 2.12 se puede ver un transformador de corriente.



Figura 2. 12 Transformador de corriente

Fuente: El Autor

2.5.5 Pararrayos

El pararrayos es un dispositivo que actúa ante la presencia de sobre voltajes que casualmente aparecen en instalaciones eléctricas, a consecuencia de condiciones externas e internas al sistema eléctrico como: descargas electro atmosféricas, condiciones operativas del mismo -apertura y cierre de circuitos- respectivamente.

Para dar protección a la instalación eléctrica, el pararrayos se encuentra conectado de forma permanente a la red entre fase y tierra, y actúa únicamente cuando el voltaje alcanza o supera un valor determinado; el pararrayos opera por efecto directo de la tensión. (Juárez Vidaurre, 2005, pág. 39)

En un sistema de potencia interconectado, el pararrayos cobra vital importancia debido a que, sin la función protectora de este, las sobretensiones inducidas podrían perforar los aisladores de la red de transmisión, o los aislamientos de los generadores, transformadores y demás componentes del sistema, ocasionando con esto daños y deterioro en los equipos, con la consecuente reducción de continuidad y calidad del servicio de energía eléctrica y pérdidas económicas. (Juárez Vidaurre, 2005, pág. 39)

Según (Enrique Harper, 1963), estos equipos son utilizados para la protección de las subestaciones contra sobretensiones. Algunas de las normas técnicas, las recomendaciones y especificaciones de los pararrayos son: IEC 60099-4 y 60099-5.

En la figura 2.13 se puede ver un pararrayo.



Figura 2. 13 Pararrayos

Fuente: El Autor

Normalmente es conveniente proteger con pararrayos exteriores situados en la terminación de la línea de llegada; pero, si llegan a ser necesarios pararrayos encapsulados en gas, también pueden ser suministrados por algunos fabricantes. (Ramírez, Carlos , 1991, pág. 215).

2.6 Distancias mínimas requeridas para la instalación de los equipos de una subestación

El dimensionamiento del área de la subestación está condicionado básicamente por las siguientes distancias, los cuales se especifican a continuación:

- ✓ Distancia entre fases
- ✓ Distancia entre ejes de los pórticos
- ✓ Altura de equipos
- ✓ Área de la subestación

Estos aspectos son considerados como una aplicación directa de las distancias mínimas y las distancias de seguridad, para la circulación del personal, zona de trabajo y circulación de vehículos, los cuales se detallan la tabla 2.1.

Tabla 2. 1 Distancias de seguridad en el aire

U _p [kV] (valor pico)	Distancia mínima según IEC [m]	Distancias de seguridad												
		Valor básico			Circulación de personal			Zona de trabajo en ausencia de maquinaria pesada				Circulación de vehículos		
		Cantidad que se adiciona		Valor básico [m]	Bajo conexiones		[m]	Horizontal		Vertical		Zona de seguridad		Valor total [m]
		%	[m]		Zona de seguridad [m]	Valor total [m]		Zona de seguridad [m]	Valor total [m]	Zona de seguridad [m]	Valor total [m]	Gálibo [m]	Tolerancia [m]	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)=(2)+(4)	(6)	(7)=(5)+(8)	(8)	(9)	(10)=(5)+(9)	(11)	(12)=(5)+(11)	(13)	(14)	(15)=(5)+(13)+(14)
60	0,09	10	0,01	0,10	2,25	(*)	2,25	1,75	(*)	1,25	(*)	(*)	0,70	(*)
75	0,12	10	0,01	0,13	2,25	(*)	2,25	1,75	(*)	1,25	(*)	(*)	0,70	(*)
95	0,16	10	0,02	0,18	2,25	(*)	2,25	1,75	(*)	1,25	(*)	(*)	0,70	(*)
125	0,22	10	0,02	0,24	2,25	(*)	2,25	1,75	(*)	1,25	(*)	(*)	0,70	(*)
170	0,32	10	0,03	0,35	2,25	(*)	2,25	1,75	(*)	1,25	(*)	(*)	0,70	(*)
200	0,36	10	0,04	0,42	2,25	(*)	2,25	1,75	(*)	1,25	(*)	(*)	0,70	(*)
250	0,48	10	0,05	0,53	2,25	(*)	2,25	1,75	(*)	1,25	(*)	(*)	0,70	(*)
325	0,63	10	0,07	0,70	2,25	(*)	2,25	1,75	(*)	1,25	(*)	(*)	0,70	(*)
380	0,75	10	0,08	0,83	2,25	3,08	2,25	1,75	(*)	1,25	(*)	(*)	0,70	(*)
450	0,90	10	0,10	1,00	2,25	3,25	2,25	1,75	(*)	1,25	(*)	(*)	0,70	(*)
550	1,10	10	0,11	1,21	2,25	3,46	2,25	1,75	2,96	1,25	(*)	(*)	0,70	(*)
650	1,30	10	0,13	1,43	2,25	3,68	2,25	1,75	3,18	1,25	(*)	(*)	0,70	(*)
750	1,50	10	0,15	1,65	2,25	3,90	2,25	1,75	3,40	1,25	2,90	(*)	0,70	(*)
850	1,70	10	0,17	1,87	2,25	4,12	2,25	1,75	3,62	1,25	3,12	(*)	0,70	(*)
950	1,90	10	0,19	2,09	2,25	4,34	2,25	1,75	3,84	1,25	3,34	(*)	0,70	(*)
1050	2,10	10	0,21	2,31	2,25	4,56	2,25	1,75	4,06	1,25	3,56	(*)	0,70	(*)
1175	2,35	10	0,24	2,59	2,25	4,84	2,25	1,75	4,34	1,25	3,84	(*)	0,70	(*)
1300	2,60	10	0,26	2,86	2,25	5,11	2,25	1,75	4,61	1,25	4,11	(*)	0,70	(*)
1425	2,85	6	0,17	3,02	2,25	5,27	2,25	1,75	4,77	1,25	4,27	(*)	0,70	(*)
1500	3,10	8	0,19	3,29	2,25	5,54	2,25	1,75	5,04	1,25	4,54	(*)	0,70	(*)

Notas.

(*) El valor mínimo recomendado es 3 m, pero puede ser menor según la experiencia, dependiendo de condiciones locales, procedimientos, etc.
 (†) Se determina en cada caso.

Fuente: (Ramírez, Carlos , 1991)

Estas distancias mínimas son las que deben de existir entre los equipos energizados, es decir la distancia mínima existente para que a cualquier impulso, ya sea tipo maniobra o tipo rayo, no se cree un arco entre los equipos. Estos valores están determinados por las distancias mínimas de fase-fase, fase-tierra, conductor-estructura, conductor – conductor, entre otros, y varían dependiendo del nivel de tensión que soporta (un impulso tipo rayo, o impulso tipo maniobra)

2.6.1 Distancia entre fases

Es la separación entre las fases requerida para evitar la cercanía de las líneas (éstas pueden ser de 69 kV, 138 kV, 245 kV y 500 kV), producidas por el movimiento de los conductores causando posibles cortocircuitos. Además, se debe tomar en cuenta el “ancho barras de una subestación”, los cuales pueden ser de tipo rígido o flexible y dependiendo de la misma, se determina la distancia.

Para barras tipo rígido se utilizan las distancias mínimas fase-fase en el aire entre conductores, tomando un factor de seguridad de 5% y 10%, en las fases exteriores de la barra se conservan la distancia mínima de fase-tierra con cualquier objeto alrededor de esta; en el caso que exista un barraje adyacente entre las fases se conserva la distancia fase-fase y se incrementa en un 25% según la norma IEC. En la figura 2.14 se puede ver las barras tipo rígidas.

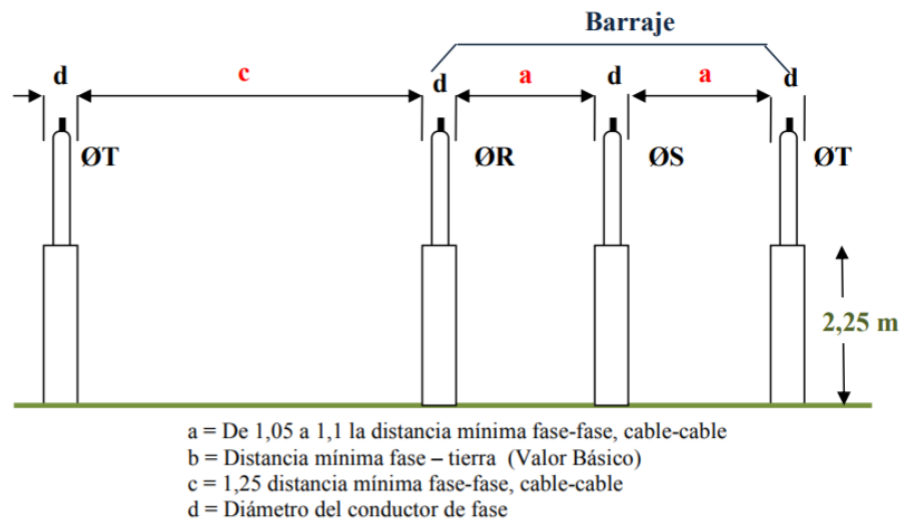


Figura 2. 14 Ancho de barras-barras rígidas

Fuente: (Atencio & Palacio, 2008)

Por otro lado, para barras tipo flexible es necesario tener en cuenta el desplazamiento horizontal durante cortocircuitos, para razones de diseño se determina el rango de movimiento del conductor Y_k , el cual está en función de la flecha máxima estática Y_o , y de esa manera determinar la separación entre fases (a_{min}), como se muestra en la siguiente ecuación y en la figura 2.15.

$$a = a_{min} + 2Y_K, m$$

Dónde:

$$Y_K = 0,7713Y_o, m$$

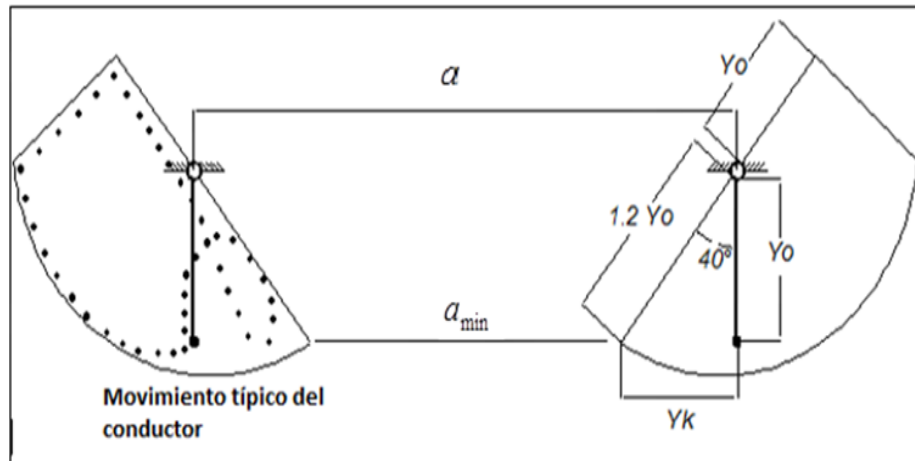


Figura 2. 15 Rango del movimiento de conductores flexibles durante cortocircuitos

Fuente: (Atencio & Palacio, 2008)

Igualmente se puede diseñar los barrajes con una flecha máxima del 3% del vano, L , pudiendo representar la separación entre fases(a) como se muestra en la siguiente ecuación.

$$a = a_{min} + 0,0463L, m$$

La deflexión de los conductores también puede ser considerada en los barrajes soportados por cadenas de aisladores. Esto es debido a que se debe tener en cuenta el paso inferior por los pórticos intermedios, tal como se muestra en la figura 2.16. Para calcular el ángulo de deflexión de las cadenas de aisladores es necesario tener en cuenta la longitud, el área equivalente y la velocidad máxima. Es normal utilizar

ángulos de 15° para el cálculo del ancho de barras.

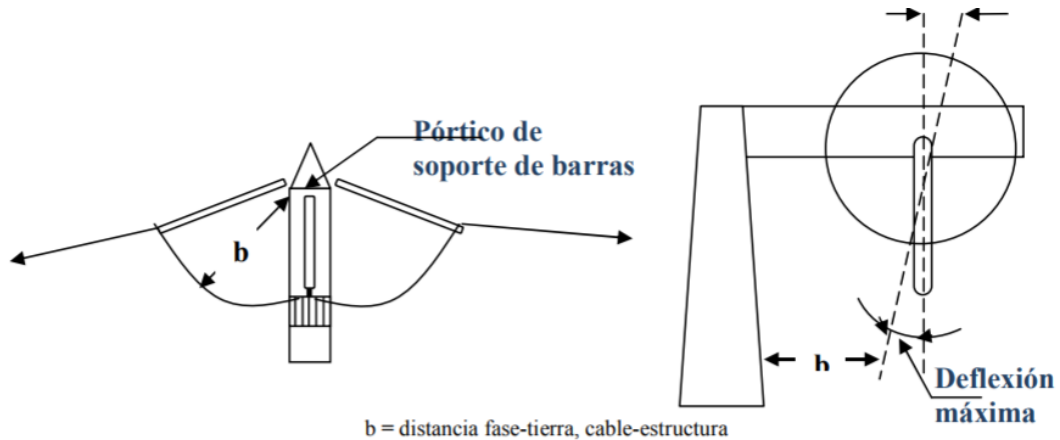


Figura 2. 16 Efecto de deflexión de aisladores

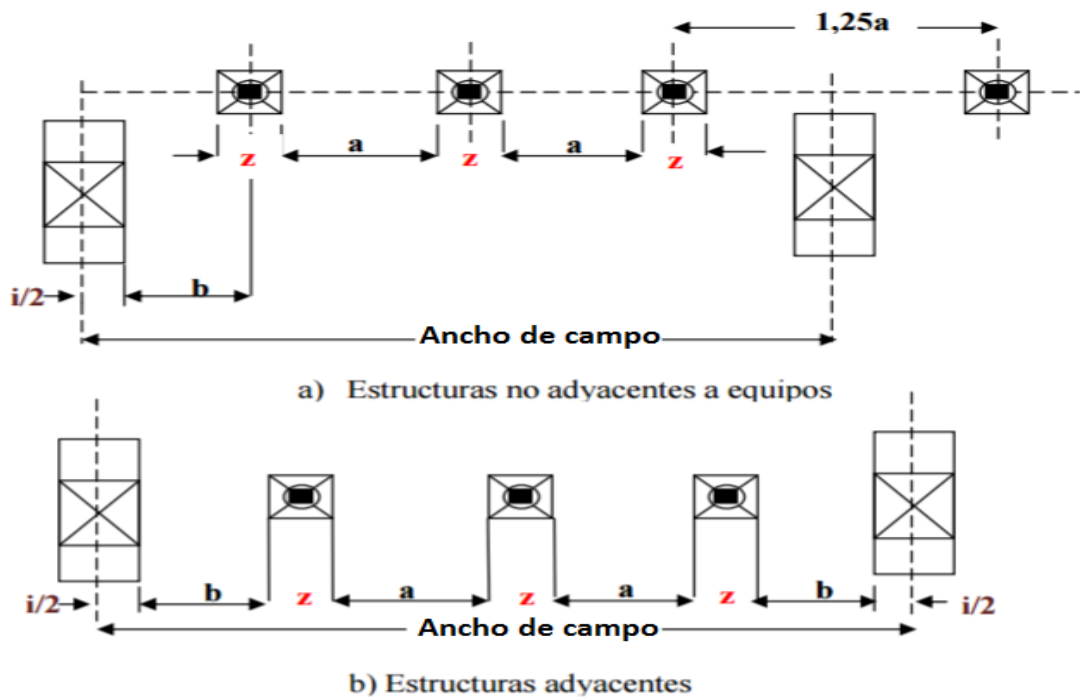
Fuente: (Atencio & Palacio, 2008)

2.6.2 Distancia entre ejes de los pórticos (Ancho de campo)

Es la distancia de separación entre los ejes de las columnas que forman el pódico de entrada de la línea. La distancia entre ejes de los pórticos de una subestación está determinada por la configuración, las dimensiones de los equipos y de los barrajes utilizados.

Los aspectos determinantes de la distancia entre ejes de los pórticos son:

- Templas o barrajes superiores a lo largo del campo; cuya separación entre fases se calcula en base en lo referido en el numeral anterior.
- Ubicación de los equipos.
- Cuando se tienen conexiones largas entre equipos con conductores flexibles y especialmente para bajantes de templas superiores o barrajes a equipos, entendiéndose por conexión larga. Además, es necesario tener en consideración el desplazamiento de los conductores durante cortocircuitos. (Ramírez, Carlos , 1991, pág. 109). En la figura 2.17 se puede observar el dimensionamiento de los equipos.

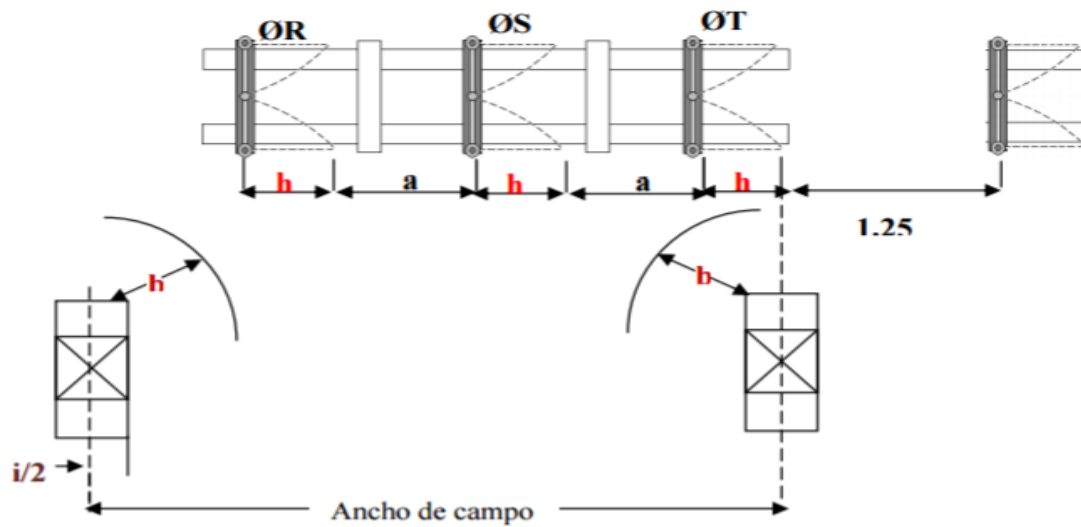


a = Distancia mínima fase-fase i = Ancho de la estructura
 b = Distancia mínima fase-tierra z = Ancho del equipo más ancho del campo

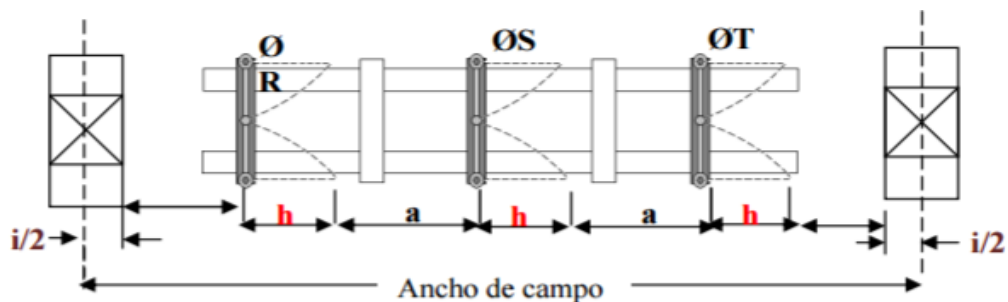
Figura 2. 17 Distancia entre ejes del pódium determinado por los equipos

Fuente: (Ramírez, Carlos , 1991, pág. 110)

- Cuando se tienen seccionadores de apertura central, éstos tienen gran incidencia en la determinación del ancho de campo, ya que en posición abierta sus brazos o cuchillas permanecen energizados. En la figura 2.18 se puede observar el ancho de campo con seccionadores de apertura central.



a) Estructuras no adyacentes a seccionadores



b) Estructuras adyacentes a equipos

a = Distancia mínima fase-fase, punta-conductor h = Longitud del brazo del seccionador
 b = Distancia mínima fase-tierra, punta-conductor i = Ancho de la estructura

Figura 2. 18 Distancia entre los ejes del pórtico con seccionador de apertura central

Fuente: (Ramírez, Carlos , 1991, pág. 110)

Por lo mencionado, existen algunas prácticas para reducir el ancho de campo de las subestaciones, las principales de ellas son las siguientes:

- ❖ Usar conductores rígidos entre equipos (lo cual puede crear mayores esfuerzos en sus terminales)
- ❖ Evitar pórticos interiores o intermedios.
- ❖ Usar aisladores del tipo poste en los puentes de soporte de barras.

- ❖ Colocar los seccionadores de apertura central con los polos desplazados del eje central del campo, hacia el lado opuesto de su apertura.
- ❖ Utilizar seccionadores diferentes a los de apertura central, tales como seccionadores de doble apertura, seccionadores pantógrafos o semipantógrafo, seccionadores de apertura vertical, entre otros.
- ❖ No utilizar seccionadores adyacentes o próximos a estructuras y pórticos. (Ramírez, Carlos , 1991, pág. 111).

2.6.3 Altura de Equipos

La altura de los pórticos está definida esencialmente por el tipo de conductores que se utilizan y los niveles de conexión que solicite la subestación. Sin embargo, para comprender mejor, a continuación, se describen los niveles correspondientes de conexión:

Primer nivel

Este nivel está conformado por la conexión entre equipos, cuya altura está determinada por las distancias de seguridad para el desplazamiento del personal.

Segundo nivel

Generalmente, este nivel de conexión está conformado por los barrajes, cuya altura debe estar por encima del nivel de equipos en distancia, por lo menos igual a la distancia mínima fase-fase, cable-cable, cuando se utiliza seccionadores tipo pantógrafo. Por tanto, éstos son los que establecen la altura del barraje. En la figura 2.19 se puede ver al respecto.

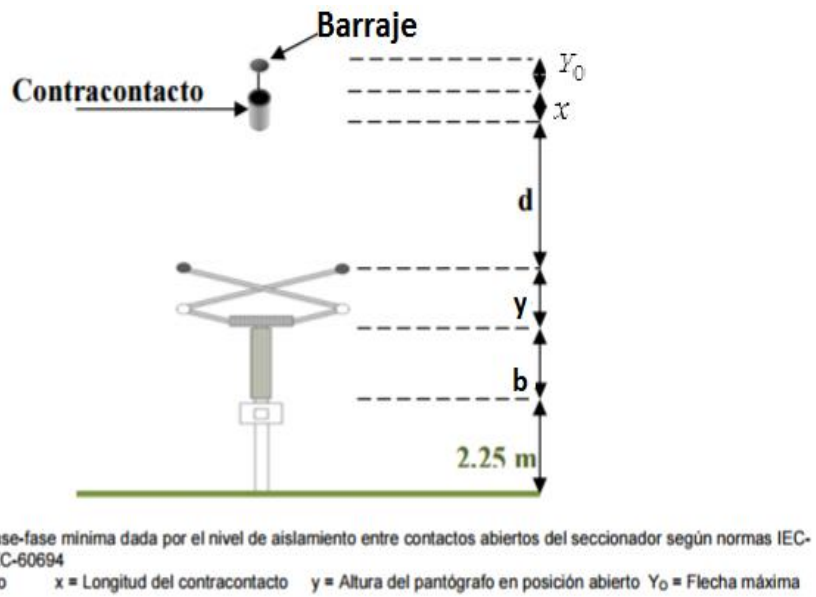


Figura 2. 19 Altura de barras con seccionador tipo pantógrafo

Fuente: (Ramírez, Carlos , 1991)

Sin embargo, cuando se tienen conductores flexibles es importante tener en cuenta la flecha de los barrajes, la conexión de los seccionadores de campo a la fase más apartada del barraje y el acercamiento de estas conexiones a los puentes, bajo las estructuras de soporte de barras (en algunos casos para evitar acercamientos, se recomienda instalar un aislador de poste en la conexión de seccionador a la fase del barraje más alejada); como se aprecia en la figura 2.20.

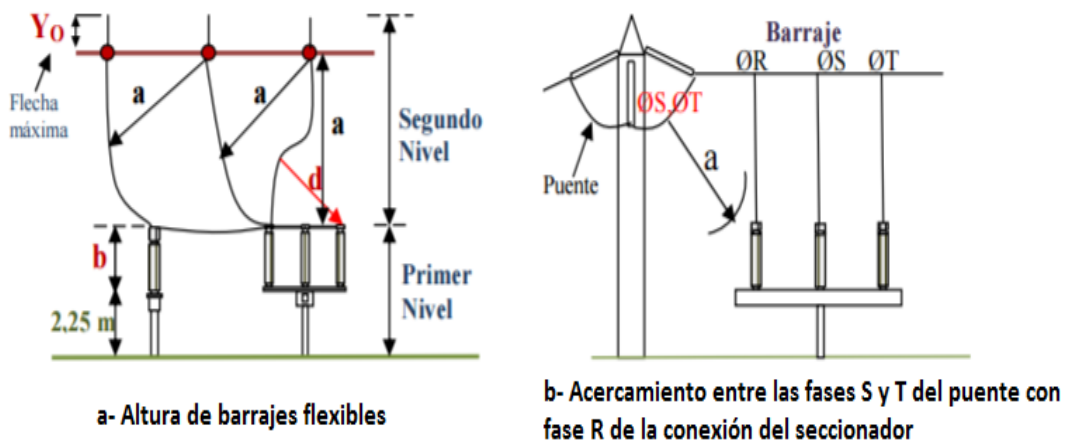


Figura 2. 20 Altura de barraje

Fuente: (Ramírez, Carlos , 1991, pág. 112)

Tercer nivel

El tercer y último nivel, está conformado por barrajes superiores, cuya altura debe ser superior a la altura del barraje, como mínimo, la distancia fase-fase, cable-cable, más la flecha máxima del barraje. Además, es indispensable tener en cuenta los acercamientos que se pueden presentar con los bajantes de los barrajes superiores, como se puede observar en la figura 2.21.

Cuando se utilizan seccionadores de apertura vertical, es importante tener en cuenta la distancia entre el brazo del seccionador cuando está abierto y el barraje superior con flecha máxima, como una distancia mínima fase-fase, punta-cable para determinar la altura de dicho barraje. (Ramírez, Carlos , 1991, pág. 113)

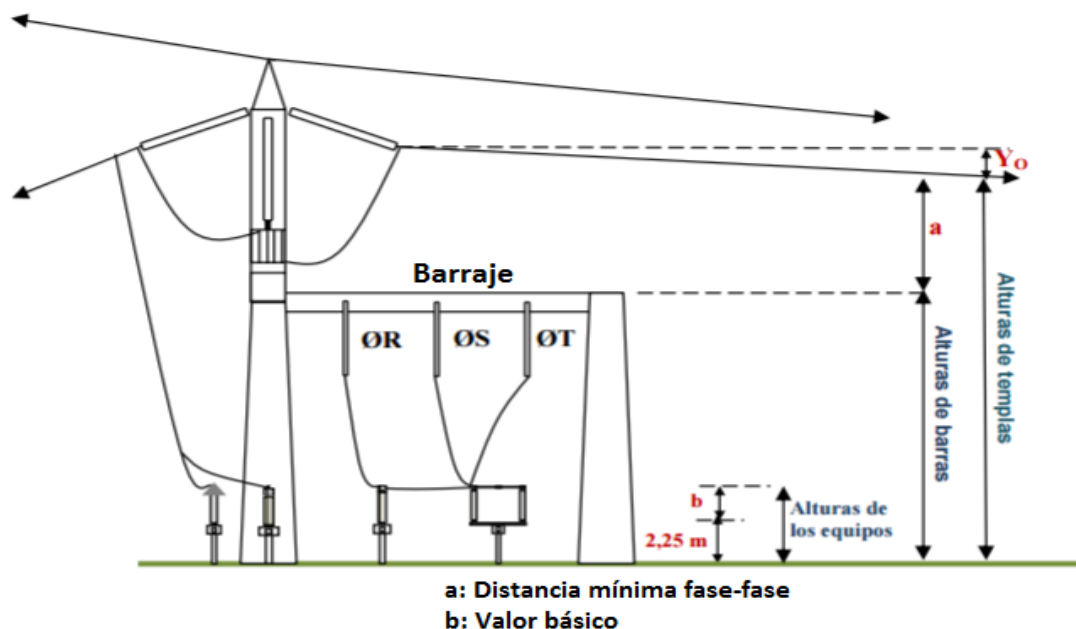


Figura 2. 21 Altura de barraje

Fuente: (Ramírez, Carlos , 1991, pág. 114)

Del mismo modo, es necesario tener en consideración las distancias mínimas de las salidas de líneas que pasan por encima de cercos perimetrales; tal como se puede ver en la figura 2.22.

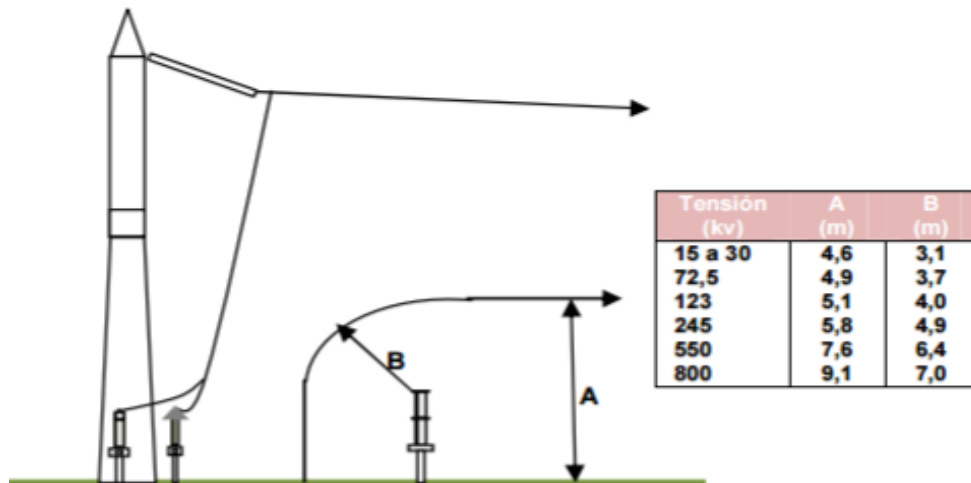


Figura 2. 22 Distancias mínimas al cerco o muro

Fuente: (Ramírez, Carlos , 1991, pág. 114)

2.6.4 Área de la Subestación

El área de la Subestación está delimitada por las distancias entre los diferentes equipos. A su vez, ésta distancia se describe básicamente por razones de mantenimiento, montaje y estética.

El área de la Subestación no se establece por las distancias mínimas o de seguridad. (Ramírez, Carlos , 1991, pág. 114)

Se considera que una distancia mínima aceptable entre terminales de equipos sea de 1,0 m a 1,5m para subestaciones con nivel de tensión 72,5 Kv. Partiendo de ésta base y de las dimensiones de los diferentes equipos, se puede establecer la distancia entre equipos. En la tabla 2.2 se puede observar un intervalo típico de separación entre centros de equipos para diferentes niveles de tensión.

Tabla 2. 2 Distancias típicas entre equipos de patio

Equipos (entre equipo y equipo)		Distancia Típica [m]				
		72,5 kV	123 kV	245 kV	550 kV	800 kV
1	Transformador de instrumentación y seccionador	2,0	3,0	4,0	6,0	7,5
2	Interruptor y seccionador	2,0	3,0	4,5-5,0	7,0-8,0	9,0-10,0
3	Interruptor y seccionador con vía de circulación	5,5	7,5	8,0-9,5	12,0-14,0	14,0-16,0
4	Interruptor y transformador de instrumentación	1,5	2,0	3,5-4,5	6,5	8,5
5	Interruptor y transformador de instrumentación con vía de circulación	5,0	6,5	6,5	10,0-12,0	12,0-14,0
6	Seccionador y seccionador	3,0	3,5	6,0	7,0-8,0	9,0-10,0
7	Seccionador pantógrafo y seccionador pantógrafo	-	3,0	4,5	6,5	8,0
8	Seccionador pantógrafo y transformador de instrumentación	-	2,5	3,5	5,5	7,0
9	Interruptor y seccionador pantógrafo	-	3,0	5,0	10,0	13,0
10	Interruptor y seccionador pantógrafo con vía de circulación	-	7,0	7,5-9,0	11,0-13,0	13,0-15,0
11	Seccionador y seccionador pantógrafo	-	3,5	4,5	7,0	9,0
12	Entre transformadores de instrumentación	1,5	2,0	3,0	4,0-5,0	6,0
13	Pararrayos y transformadores de instrumentación	1,5	2,0	3,0	5,0	6,0
14	Entre cualquier equipo y el cerco perimetral (IEEE Std 1119)	3,7	4,0	4,9	6,4	7,0

Fuente: (Ramírez, Carlos , 1991, pág. 115)

2.7 Descripción General del Transformador Eléctrico

Dentro de una Subestación Eléctrica se instala un conjunto de equipos que juntos forman un circuito eléctrico, cuya función es la de transformar la energía que recibe a niveles de tensión adecuados para su transporte, distribución y utilización. Este conjunto de equipos controlan el flujo de energía y garantizan la seguridad del sistema, con la implementación de dispositivos de protección.

En forma general, una subestación está compuesta de un número determinado de circuitos de entrada y salida, cada uno de estos conectados a su respectivo punto común denominado barraje; también cuenta con equipos de alta y media tensión, tales como: el transformador de poder, seccionadores, pararrayos, sistemas de control, sistemas de protección, comunicaciones y servicios auxiliares.

Los transformadores son dispositivos basados en el fenómeno de la inducción electromagnética y están constituidos, en su forma más simple, por dos bobinas devanados de cobre sobre un núcleo cerrado de hierro o ferrita. Uno de los

devanados del transformador se conecta a una fuente de energía eléctrica alterna y el segundo suministra energía eléctrica a las cargas. El devanado del transformador que se conecta a la fuente de potencia se llama “devanado primario o devanado de entrada”, y el devanado que se conecta a la carga se llama “devanado secundario o devanado de salida”. Si hay un tercer devanado en el transformador, éste se llama devanado terciario.

A continuación, se puede apreciar en la figura 2.23 el símbolo o representación de un transformador.

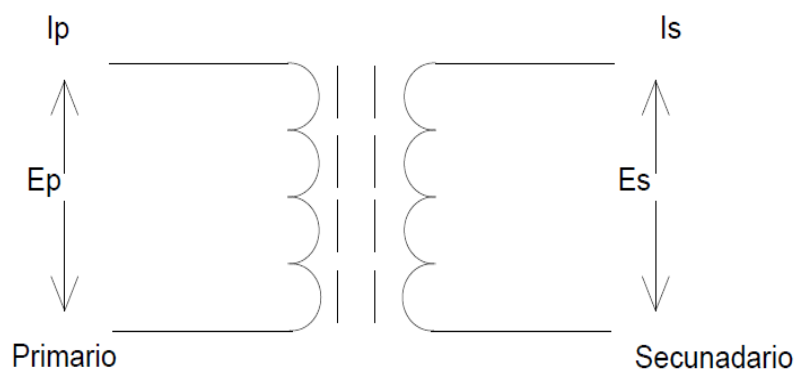


Figura 2. 23 Esquema del transformador

Fuente: (Atencio Coronado & Palacio Herrera, 2008). Modificado, por autor

La I_p indica corriente del primario, la I_s corresponde a la corriente de secundario. La E_p es la tensión o voltaje que tiene el primario mientras que E_s es tensión en el secundario.

El transformador realiza la transferencia de la energía eléctrica a través de la inducción de un arrollamiento a otro, lo cual cumple las siguientes consideraciones:

- a) Cuando por un conductor arrollado en espiras se hace circular una corriente, se produce un flujo magnético.
- b) Si el mismo conductor es arrollado sobre un núcleo de material ferromagnético, se produce un campo concentrado cuyo camino principal está determinado por el circuito del material magnético, dicho campo es alterno y su frecuencia depende de la frecuencia de la fuente.

- c) De acuerdo con la ley de inducción de Faraday, si se arrolla un segundo conductor en el núcleo de material ferromagnético se obtendrá una fuerza electromotriz inducida en las terminales de dicho conductor. (Alvarado, 2007).

2.7.1. Transformador de Potencia

El transformador de potencia es una máquina eléctrica que opera bajo principios de inducción magnética, enlazando circuitos magnéticos. Su función principal es de cambiar el nivel de la tensión eléctrica, transferir energía eléctrica de un circuito a otro manteniendo constante su frecuencia de operación. Los transformadores de potencia se utilizan para transmitir o distribuir la potencia eléctrica en capacidades mayores que los transformadores de distribución (por lo general más de 1 MVA). Regularmente operan con una temperatura promedio de 40° C, y una temperatura de operación límite de 65° C, asumiendo que el transformador recibe un adecuado mantenimiento.

En la figura 2.24 muestra la imagen de un transformador de potencia.



Figura 2. 24 Transformador de potencia

Fuente: (CORPOELEC, 2016)

2.7.2 Clasificación de Transformadores de Potencia

El transformador de potencia puede ser clasificado en distintas categorías, que dependen del parámetro de comparación, por lo regular una clasificación estándar es asignada por su forma de construcción y aplicación. El propósito de clasificarlos es para entender las limitaciones para la aplicación de los sistemas de prevención de explosión y fuego de transformadores de potencia, ya que los sistemas de prevención pueden ser aplicados a cualquier transformador sumergido en aceite, con o sin tanque de expansión o explosión y potencias mayores de 1.0 MVA, excluyendo los transformadores tipo seco. (Alvarado, 2009).

Por su aplicación, se clasifican en:

- Por el lugar a ser instalado: intemperie e interior
- Por el tipo de subestación a ser conectada: elevadora de voltaje (de Generación), de distribución y aplicaciones especiales.

Por su construcción, se clasifican en:

- Por la forma del núcleo: tipo columnas, acorazado, envolvente y radial.
- Por el número de fases: monofásico y trifásico.
- Por el número de devanados: dos, tres o más devanados.
- Por el medio refrigerante: aire, aceite y líquido inerte, SF₆
- Por su tipo de conexión: estrella-estrella, estrella-delta, delta- estrella, delta-delta, T-T y Zigzag.

2.7.2.2 Bobinas

En la construcción de las bobinas existen especificaciones particulares que imponen ciertos criterios, como pueden ser: forma de la sección del conductor en los devanados de alta y baja tensión, el tipo de aislamiento para soportar altas temperaturas y aplicación de compuestos especiales a las bobinas. No obstante, la cuidadosa selección del material es tan decisiva para conseguir su elevada calidad, así como la construcción segura de las piezas de ajuste y su sólido acabado. El

efecto, un conjunto de estos factores permite una mejora continua en lo relativo a pérdidas y corrientes de marcha en vacío, así como de niveles de ruidos. (Alvarado, 2007).

Las bobinas, según la capacidad y tensión del transformador pueden ser de tipo rectangular para pequeñas potencias, de tipo cilíndrico para potencias medianas y de tipo galleta para las potencias altas, los cuales se describen a continuación:

a) La Bobina de tipo rectangular, se instala sobre un núcleo de sección rectangular y es la bobina más barata; también se pueden utilizar en transformadores trifásicos con potencias limitadas hasta de 5 MVA y tensiones de hasta 69 KV.

b) La Bobina cilíndrica, se forma con una serie de discos, con separaciones de cartón aislante para permitir el flujo del aceite, los discos se instalan sobre un tubo material aislante. Cada disco consta de varias vueltas devanadas en espiral. Se utilizan en transformadores de potencias medianas, o sea de hasta 10 MVA y tensión hasta 15 KV.

c) La de devanado continuo tipo disco, es semejante al caso anterior. Se inicia a partir de un disco que se devana en espiral desde el tubo aislante hacia fuera. La vuelta del disco se conecta con la parte exterior del siguiente disco y en este el devanado especial se desarrolla ahora desde afuera hacia adentro, continuando así sucesivamente hasta terminar la bobina. Los discos se separan entre sí por medio de espaciadores de cartón. Este tipo de embobinado se utiliza en transformadores con potencia de hasta 40 MVA y para tensiones entre 15 y 69 KV.

d) En la Bobina tipo galleta, el primario y el secundario se devanan en forma de galletas rectangulares, colocando las bobinas primarias y secundarias en forma alternada. Se utilizan en transformadores de tipo blindado, para alta potencia y altas tensiones 230 ó 400 KV. En la figura 2.25 se muestra la construcción de un núcleo para un transformador de potencia.



Figura 2. 25 Construcción del núcleo

Fuente: (SGB, 2013)

2.7.2.3 Enrollado de la Bobina

La selección del tipo de enrollado y conductor se realizará considerando la magnitud de la corriente y la tensión. Además de los niveles requeridos de ensayo de los esfuerzos térmicos y mecánicos que pueden esperarse.

- En la optimización de las secciones transversales del conductor se consideran tanto la influencia de la dimensión del conductor sobre la magnitud de las pérdidas adicionales, como los requisitos en cuanto a la resistencia a los cortocircuitos.

La comprobación de las longitudes definidas del bobinado al aplicar las fuerzas de sujeción previstas y montar el enrollado de manera cuidadosa y simétrica. Al hacerlo, también se consideran las medidas de equilibrio que puedan ser necesarias para evitar fuerzas de asimetría. Aparte de los esfuerzos térmicos, se considerarán los requisitos relativos a la resistencia a la tensión y a los cortocircuitos.

- La disposición suelta de barreras de virutas prensadas y tramos en aceite, permite un montaje moderno de aislamiento entre los bobinados.
- Teniendo en cuenta las fuerzas axiales de cortocircuito que puedan aparecer, los transformadores presentan en el núcleo una sujeción o compresión general de los enrollados que resulta suficiente.

En la figura 2.26 muestra el bobinado para un transformador de potencia.



Figura 2. 26 Enrollamiento o bobinado

Fuente: (SGB, 2013)

Mediante pruebas repetidas de cortocircuitos se comprueba si los principios de construcción y los métodos de cálculo de los que se parte son correctos. La comprobación se incluye en el propio pedido o a petición del cliente.

- Los principios de enrollado y los tipos de conductor se seleccionarán en cada caso en particular para aprovechar de forma óptima el lugar donde se encuentra el devanado.

2.8 Construcción y Pruebas en Transformador bajo norma IEC

El cumplimiento de la norma IEC 60076. Señala que se construye y se prueban el funcionamiento con equipamiento de precisión, calibración. Este aspecto incide en un transformador con calidad certificada.

Todos los transformadores de potencia fabricados según IEC 60076-1, deben cumplir:

- Medida de la resistencia de los arrollamientos.
- Medida de la relación de transformación y verificación del acoplamiento.
- Medida de la impedancia de cortocircuito y de las pérdidas debidas a la carga.
- Medida de las pérdidas y la corriente en vacío.
- Ensayos dieléctricos individuales:
- Ensayo de tensión aplicada a frecuencia industrial.

- Ensayo de tensión inducida.

En situaciones específicas se puede efectuar las siguientes pruebas o ensayos

- Ensayo de calentamiento.
- Ensayos de dieléctricos de tipo:
 - Ensayo impulso tipo rayo u onda de choque

Ensayos especiales

Ensayos especiales por petición expresa del cliente/distribuidora eléctrica, pueden ser:

- Medida de las descargas parciales.
- Determinación de las capacidades devanados – tierra y entre devanados.
- Medida de la impedancia homopolar (en transformadores trifásicos).
- Ensayo de aptitud para soportar cortocircuitos (IEC 60076-5), realizado en laboratorios acreditados, tanto externos como interno (HPL).
- Determinación del nivel de ruido (IEC 60076-10)
- Medida de los armónicos de la intensidad de vacío.
- Medida de la resistencia de aislamiento y/o medición del factor de disipación (tangente delta) de las capacidades de los aislamientos.

Ensayos sobre Aceite dieléctrico

La vida útil del transformador está en gran medida relacionada con la calidad del líquido dieléctrico.

- Densidad a 20°C
- Viscosidad a 40°C
- Contenido de agua
- Tensión de ruptura
- Factor de disipación
- Tensión interfacial

- Acidez
- Punto de inflamación

2.9 Accesorios del Transformador de Potencia.

Los accesorios de un transformador son un conjunto de partes y dispositivos que auxilian en la operación y facilitan las labores de mantenimiento. En todo caso en que no se especifique el lugar donde operará el transformador, este deberá ser habilitado para ser utilizado como tipo intemperie, por lo cual todos sus accesorios deberán ser considerados para operar en intemperie.

Ver figura 2.27 donde muestra dos clases de transformadores de potencia de 10 MVA sellados con N_2



Figura 2. 27. Accesorios del transformador de potencia

Fuente: (IMSE, 2016)

La información sobre los accesorios que ha de llevar el transformador deberá ir contenida con la información de mantenimiento del mismo, la cual es característica para cada transformador.

2.9.1 Tanque Conservador

Es un tanque extra colocado sobre el tanque principal del transformador, cuya función es absorber la expansión del aceite debido a los cambios de temperatura, provocados por los cambios de carga en su operación cotidiana. El tanque de expansión está diseñado para contener el 10 % ó 20 % del aceite, éste se mantiene lleno de aceite aproximadamente hasta la mitad en operación normal. Las normas

respecto a la presión de diseño de éste tanque son las mismas que para el tanque principal.

Igualmente, sirve para aislar el aceite de la humedad contenida en el aire, ya que el aceite se oxida en contacto con la humedad y pierde también características dieléctricas. La humedad que ingresa al tanque conservador se condensa en las paredes, que luego fluye hacia el interior del tanque principal.

El aceite dieléctrico del transformador de potencia deberá ser equipado con un sistema que ‘aislé’, el aceite dieléctrico para su preservación, éste puede ser fabricado en los diferentes tipos de tanque conservador, como: Tanque sellado, tanque conservador con sello de gas-aceite, tanque conservador abierto y tanque conservador con diafragma.

Cuando el transformador utiliza tanque conservador sin diafragma, generalmente utiliza un secado de aire, el cual consiste en un recipiente que contiene un material con un índice de absorción muy alto, llamado silicagel. Su trabajo consiste en absorber la humedad contenida en el aire, que introduce al tanque de expansión cuando el nivel del aceite dentro del mismo, disminuye.

2.9.2 Respiración Libre a través de Silicagel

Los tanques conservadores con respiración libre, lo deben hacer a través de silicagel para evitar la entrada de aire húmedo. Este tipo de tanques con respiración libre tienen el inconveniente de que el aire (húmedo o seco) está en contacto directo con el aceite y por ende en el transcurso del tiempo lo oxidará. En la figura 2.28 se puede observar un tanque con respiración libre, a través de silicagel.



Figura 2. 28 Silicagel con respiración libre

Fuente: (Ton Company & Sons Ltd., 2015)

2.9.3 Sello de Gas Nitrógeno

Los tanques conservadores con sello de gas inerte (nitrógeno por su abundancia y bajo costo) deben estar provistos de equipos aire inerte para regular la presión del gas en el interior del tanque conservador. El equipo regulador de gas inerte también cuenta con switches de presión: uno de ellos supervisa la presión en el cilindro y dos de ellos la presión en el tanque conservador. La función principal de los tanques conservadores es la de mantener, dentro de límites seguros, las variaciones de nivel por efecto de las variaciones de temperatura. Es decir, CONSERVAR el nivel de aceite dentro de límites seguros para la operación del propio transformador.

Para preservar la calidad del aceite se aprovecha en el espacio libre en el tanque conservador para inyectar gas inerte o bien instalar una bolsa de neopreno.

2.10. Relevadores

El concepto fundamental de los relevadores de protección es detectar y aislar fallas y otros fenómenos perjudiciales en el menor tiempo posible, de acuerdo con la economía y seguridad. Los principios varían en diferentes puntos en el sistema eléctrico en que estos sean ubicados en el transformador de potencia. Por lo general, la producción en grandes transformadores consta de protección diferencial, espacio para gas o rapidez de elevación de presión de aceite, o detección de acumulación de gases además de relevadores de tiempo de sobre corriente para respaldo.

Los relevadores de acumulación de gas recolectan cualquier gas generado bajo el aceite por arqueo o temperatura excesiva, y basan su detección de falla en la magnitud de esta detección. (Alvarado, 2007).

2.10.1. Aisladores pasantes

Son los aisladores de las terminales de las bobinas de alta tensión y baja tensión que se utilizan para atravesar y conducir los conductores eléctricos hacia el exterior del transformador, conocidos también como bushings, estos son construidos con diferentes tipos de materiales y su aplicación depende del voltaje de operación. Comúnmente se utilizan tres tipos de aisladores, dependiendo del voltaje de operación, el cual va de menor a mayor voltaje.

Los pasatapas a montarse en los transformadores de potencia deberán tener el distanciamiento y los agujeros adecuados, si estos llevan transformadores de corriente incluidos se deberán cumplir con las dimensiones debiendo tener el diámetro interno necesario para acomodarse al máximo diámetro para los pasatapas.

2.10.2 Válvulas

Es el conjunto de dispositivos que se utilizan para el llenado, vaciado, mantenimiento y muestreo del aceite del transformador

2.10.3 Ventiladores y Bombas

Los transformadores que poseen enfriamiento forzado (clase OA/FA), están equipados con ventiladores y los motores de los ventiladores son estandarizados para una operación de 115 ó 230 Volts monofásicos y, pueden ser de 208 Volts trifásicos.

Los transformadores que poseen enfriamiento forzado en el aceite (clase FOA son equipados con bombas de aceite que pueden ser operados con voltaje alterno, al nivel requerido por el cliente).

2.11. Sistemas de Preservación del Aceite-Vegetal

Aunque el aceite de los transformadores es un producto de alto grado de refinación, no es químicamente puro. Es una mezcla de hidrocarburos con otros compuestos naturales que no son perjudiciales. Existe cierta evidencia de que unos cuantos de estos compuestos son benéficos para retardar la oxidación del aceite. Aunque el aceite no sea una sustancia “pura”, unas cuantas impurezas son de lo más destructivo para su resistencia dieléctrica y sus propiedades dieléctricas.

Los factores que causan inconvenientes son el agua, el oxígeno y la infinidad de combinaciones de compuestos que se forman por la acción conjunta de estos a temperaturas elevadas. Pues, se ha estudiado con mucho esmero la formación de estos compuestos y sus efectos en las propiedades dieléctricas del aceite, pero aparentemente no hay una relación clara entre estos compuestos y la resistencia dieléctrica real de la estructura del aislamiento del transformador.

No obstante, el aceite disuelve en solución real una cantidad muy pequeña de agua, alrededor de 70 ppm a 25° C y 360 ppm a 70° C. Esta agua en solución real tiene relativamente poco efecto en la resistencia dieléctrica del aceite. Pero, si hay ácidos presentes en cantidades similares, aumenta la capacidad del aceite para disolver el agua, y el agua disuelta reduce su resistencia dieléctrica. A su vez, el agua en suspensión en cantidades pequeñas ocasiona una seria disminución de la resistencia dieléctrica.

La razón primordial para preocuparse por la humedad en el aceite del transformador, puede no ser el aceite mismo, sino el papel y el cartón prensado que la absorben rápidamente, lo que incrementa la pérdida dieléctrica y bajando la resistencia dieléctrica a la vez que se acelera el envejecimiento del papel. (Alvarado, 2007).

En general, se reconoce en la actualidad, que la mejor respuesta para el problema del aire y el agua es eliminarlos y mantenerlos fuera. Para tal fin, en la práctica se

sellan completamente los tanques del transformador. En la figura 2.29 se puede ver un transformador de potencia.

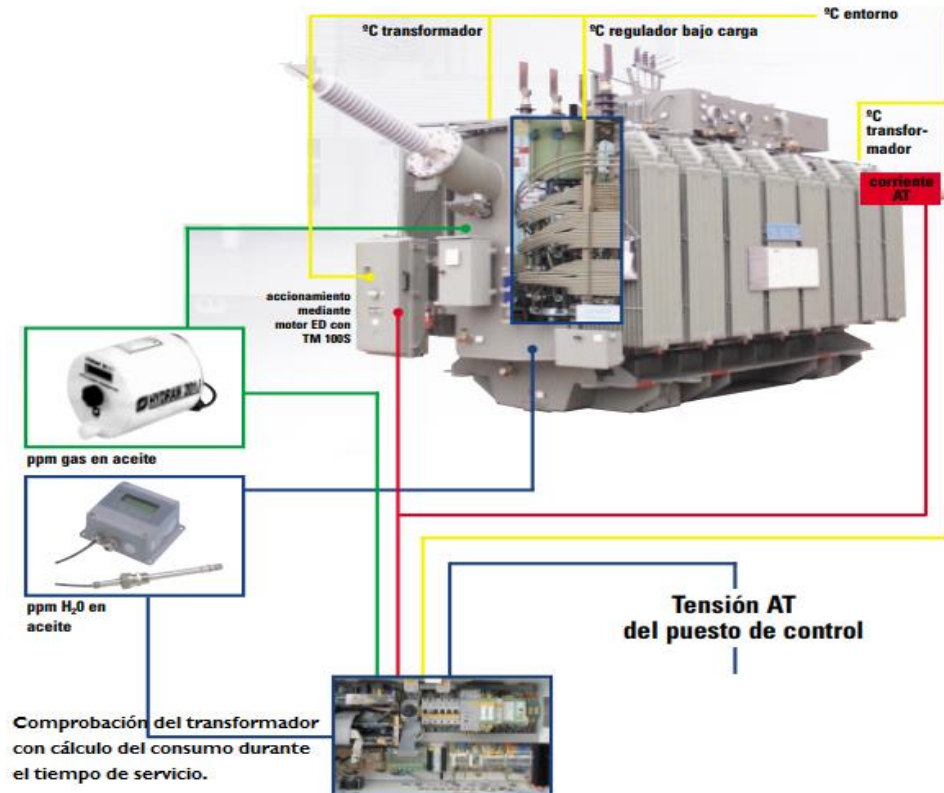


Figura 2. 29 Transformador de potencia de 10MVA

(SGB, 2013)

Se muestra un transformador de potencia moderno que puede tener accesorios como instrumentos de medición de temperatura, características del aceite aislante, conectividad a puestos de control.

2.12 Malla de Puesta a Tierra

El sistema de puesta a tierra es un conjunto de varillas ubicadas a una distancia específica una de otras que, conectadas por medio de un conductor de cobre desnudo permite aterrizar a los equipos que componen el sistema eléctrico, a un punto de referencia conocido como tierra.

La implementación de un sistema de puesta a tierra a través de una malla, tiene como fin garantizar la seguridad del personal y de los equipos que operan en la

Subestación Eléctrica. A continuación, se puede mencionar como objetivos específicos los siguientes:

- Provee protección al personal en caso de contactos accidentales con partes energizadas de la instalación.
- Protege a los equipos de la instalación contra descargas atmosféricas al conducirlos directamente a tierra.
- Proporciona seguridad en la instalación contra fallas peligrosas que puedan surgir durante la operación de los equipos. (Rojas, 2010)

En la figura 2.30 muestra una malla o sistema de puesta a tierra para subestaciones eléctricas.



Figura 2. 30 Sistemas de puesta a tierra para subestaciones

Fuente: (ECUAS, 2015)

2.13 Sistemas de Protección Contra Incendio en una Subestación Eléctrica

Un sistema contra incendio se refiere al conjunto de subsistemas, componentes y elementos de protección preventiva o correctiva, activa o pasiva, manual o automática, que ayudan a detectar y/o extinguir un incendio. Así como limitar su propagación.

No obstante, es de suma importancia buscar que los transformadores de potencia contengan, además de las correctas protecciones eléctricas de acuerdo a su instalación, la correcta instalación de un buen sistema contra incendio que les permita protegerse e impedir una explosión, ya que esta presentará una expansión

violenta de gases que se produce por una reacción química, debido a la ignición o calentamiento de algunos materiales que da lugar a fenómenos acústicos, térmicos y mecánicos. Cuando esto ocurre dentro de un transformador existe la posibilidad de una ruptura, por el aumento de presión (Robles & Salas, 2011)

2.13.1 Sistemas contra incendio y explosión de transformadores de potencia

El riesgo de fuego en los transformadores es mayor, ya que al tener un gran contenedor de metal lleno de aceite combustible (en nuestro entorno normalmente se utilizan aceites naturales derivados del petróleo, los cuales se inflaman a 145° grados Celsius, según la Norma ASTM D92), dentro del cual hay conductores eléctricos operados con alto voltaje y corriente donde todo lo que se necesita es un arco para empezar la cadena de reacción de explosión y fuego. (Alvarado, 2007)

Actualmente, los transformadores de potencia están equipados generalmente con protecciones eléctricas y mecánicas; los estudios y análisis de transformadores con fallas se encuentra que las protecciones eléctricas funcionan correctamente la mayor parte del tiempo.

Para evitar que el transformador sufra algún daño de incendio al ocurrir una falla en él ya sea externa o interna, se necesita de sistemas capaces de entrar en operación para la protección del equipo contra incendio. (Alvarado, 2007)

2.13.2 Sistemas o técnicas actuales para la protección contra incendios

En la protección contra fuego de una subestación se debe tener en cuenta dos zonas: una zona es el área de los transformadores y la otra, es el resto de la subestación.

Para la segunda zona se utilizan extintores portátiles, cargados con dióxido de carbono a presión, que se reparten y fijan alrededor del área de alta y baja tensión.

El estándar 70 de la (NFPA, 2002), requiere que el transformador tipo exterior esté protegido por lo menos, con los siguientes sistemas de protección:

a) Para transformadores debajo de 10 MVA, donde exista uno o más, se requiere como mínimo un extintor portátil.

b) Para transformadores de 10 MVA hasta 100 MVA, donde exista solamente uno, se requiere solamente un hidrante.

c) Para transformadores de 10 MVA hasta 100 MVA, donde exista más de uno, se debe proveer una distancia mínima de 8 metros entre ellos, si no es posible, deberán construir barreras no combustibles entre ellos. Se deberá proveer un sistema automático de extinción por agua con uno o más toberas.

d) Para transformadores mayores de 100 MVA, es igual al enunciado anterior. (Alvarado, 2007)

El estándar 70 de la (NFPA, 2002), requiere que el transformador tipo interior esté protegido por lo menos, con los siguientes sistemas (no aplica si se utiliza un sistema dióxido de carbono):

a) Bóveda especial a prueba de fuego.

b) Para transformadores menores de 50 MVA, donde exista uno o más no excediendo de un total de 50 MVA, se requiere como mínimo un extintor portátil.

c) Para transformadores menores de 50 MVA, donde exista más de uno y exceden de 50 MVA en total, se debe proveer un sistema automático de extinción por agua.

d) Para transformadores mayores de 50 MVA, es semejante al anterior. (Alvarado, 2007) (Robles & Salas, 2011)

La norma 450-23 del *National Electrical Code*, requiere que los transformadores que reemplazan al *Askarel*, requieren una bóveda especial contra fuego, los que utilizan líquidos dieléctricos menos inflamables, pueden ser instalados en exterior e interior indistintamente sin bóveda especial, la única condición es que no sean mayores de 35 KV, arriba de esto deben instalarse en bóveda especial. (Alvarado, 2007)

Si se instala sin bóveda especial deberá tener un sistema automático de supresión de fuego y un área especial para contener el aceite total del transformador.

En caso de una explosión, posterior a la misma, tanto el aceite que se derrama como el que está dispersa en el suelo, arde. Pues, para proteger el área de los transformadores es necesario, suprimir el incendio, para lo cual se han creado los métodos o sistemas que se detallan a continuación.

2.13.3 Separación adecuada de los Transformadores

Los transformadores deben tener una separación entre los transformadores de 8 metros como mínimo, dicho espacio es suficiente para evitar la propagación del fuego a los demás aparatos. Esta distancia deberá crecer a medida que aumente la capacidad de los transformadores.

❖ Muros separadores entre transformadores

Los muros no combustibles entre transformadores sirven de barrera de protección contra el fuego de un transformador que está ardiendo de otros que no lo están, cuando la distancia entre los transformadores es menor de 12 metros, los muros deben sobresalir como mínimo 1.5 mts. de la tapa superior del transformador y sobresalir unos 60 centímetros de la longitud horizontal del transformador, incluyendo radiadores. También los muros a más de soportar el fuego, deben ser construidos para resistir las fuerzas naturales, tales como: los tornados, tormentas, sismos, terremotos, erupciones volcánicas, entre otros. (Alvarado, 2007)

❖ Fosas

Otro método muy utilizado, es la construcción de una fosa debajo de cada transformador. Dicho tanque debe contener un volumen igual al del aceite encerrado dentro del transformador. El fondo de la fosa debe tener contacto con la tierra, para que el agua de lluvia sea absorbida o tener un tanque colector general para captar el aceite. (Alvarado, 2007)

Sin embargo, la fosa se llena de piedras que tiene la función de enfriar el aceite incendiado y ahogar la combustión. Si el tanque no está comunicado a una fosa colectora, el aceite se extrae con una bomba luego de una falla del mismo.

Se recomienda, en la construcción del tanque colector, hacer una estructura metálica que soporte el peso de las rocas, la cual deje un espacio entre el fondo del tanque para que el aceite derramado o el agua de lluvia colectada puedan drenarse fácilmente. (Alvarado, 2007)

2.13.4. Sistemas Basados en Polvo Químico Seco

Este sistema se basa en almacenar polvo por medio de un recipiente, el cual es transportado a través de una red de tuberías provistas de toberas especiales; este polvo es impulsado por la presión de un gas inerte como el nitrógeno o dióxido de carbono, el cual cubre las zonas que se tratan de proteger. Asimismo, el polvo está formado por una combinación de bicarbonato de sodio, de potasio y de fosfato de amonio, mezclados con un material especial que evita la formación de grumos. No obstante, este sistema no debe aplicarse a equipos con partes eléctricas delicadas, ya que este puede dañarlos; también la misma se complementa con sistemas móviles, el cual servirá para combatir fuegos menores fuera del alcance fijo (Alvarado, 2007).

✓ Sistema de espuma

La espuma es una masa de gas llena de burbujas, las cuales son menos pesadas que los líquidos inflamables, y está formada por burbujas rellenas de gas que se forman a partir de soluciones acuosas de agentes espumantes de distintas fórmulas.

La espuma puede flotar sobre todos los líquidos inflamables produciendo una exclusión del oxígeno separándola del aire, a la vez que enfría el elemento combustible. Con su capa espumosa sobre el combustible sella los gases que se generan en forma continua y el agua presente funciona como agente enfriador. (Alvarado, 2007)

Existen dos diferentes tipos de espumas, las cuales son de baja o alta expansión, para su aplicación se deben tener en cuenta las siguientes reglas.

a) La mayoría de espumas son afectadas adversamente al contacto de agentes líquidos extintores vaporizados y muchos agentes químicos secos. Estos materiales

no deben ser utilizados al mismo tiempo que la espuma. Los gases de la descomposición de materiales plásticos tienen un efecto de rompimiento de la espuma.

b) La solución de espuma no es recomendada para ser usada sobre fuegos eléctricos tipo “C”, por ser la espuma conductiva.

c) La espuma de alta expansión puede dar la impresión que al sumergir completamente el fuego, éste aparentemente ha sido pagado pero el combustible puede seguir quemándose discretamente bajo ésta. Esto puede ocurrir cuando se están quemando vapores debajo de la espuma soportando la sábana de espuma con aire caliente. (Alvarado, 2007)

Por consiguiente, la espuma es usada primeramente para el control y extinción de fuegos y materiales líquidos inflamables; el siguiente paso para utilizar la espuma y que sea efectiva para el fuego, es teniendo en cuenta los siguientes criterios, detalladas a continuación:

1. El combustible líquido debe estar abajo del punto de ebullición en condiciones de temperatura y presión del ambiente.

2. Si la espuma es aplicada a líquidos con una temperatura arriba de 100° C., la forma de la espuma será una emulsión de vapor, aire y combustible, esta podría producir un incremento cuádruple en el volumen (Alvarado, 2007).

3. Conocer el comportamiento de la aplicación de la espuma al combustible, donde la espuma no deberá ser altamente soluble en el líquido combustible, y el líquido debe no ser indebidamente destructivo a la espuma para que sea efectiva su aplicación.

d) El líquido debe no ser reactivo con el agua.

e) El fuego debe ser en superficies planas, las superficies donde está cayendo combustible en llamas no podrá ser extinguido por este sistema, a menos que el combustible tenga un relativo alto punto de inflamación y pueda ser enfriado y extinguido por el agua contenida en la espuma.

Existen algunas espumas que son capaces de seguir los flujos de combustible en llamas (Alvarado, 2007) & (Robles & Salas, 2011).

✓ **Sistemas basados en halón**

Este sistema lleva un recipiente que contiene el agente extintor y halón presurizado con nitrógeno. Este se aplica sobre las áreas a proteger por medio de toberas de descarga, las cuales se localizan en las zonas de riesgo.

El halón es un hidrocarburo halogenado, con una densidad del 500% mayor que la del aire, es incoloro, inodoro. Inhibe la combustión, no es conductor eléctrico, tampoco es tóxico y no deja residuos sobre las superficies que actúa. Su poder de extinción es de unas tres veces mayor que el dióxido de carbono y puede ser utilizado en áreas cerradas, siempre que la concentración no exceda de un 10%. Este sistema extintor causa la destrucción de la capa de ozono, por lo que en el protocolo de Montreal de 1987 fue prohibida su fabricación; pues, por dicha razón, no se utiliza más desde el año 1994, a excepción de definidos usos críticos como en centrales informáticas. Los sistemas que aún existen fueron permitidos hasta finales del año 2002, ya que éste elemento ha sido sustituido por nuevos productos como el *Inergen*; de todas maneras, no es fácil la sustitución por la incompatibilidad de las instalaciones (Alvarado, 2007).

✓ **Sistemas basados en el dióxido de carbono**

La protección contra fuego de un transformador es utilizada para proteger un límite en los daños a otros transformadores cercanos, equipos y estructuras. Los sistemas más utilizados para proteger transformadores instalados en exterior, es el sistema por pulverización de agua y los de interior, con el sistema de dióxido de carbono.

Sin embargo, una de las ventajas del dióxido de carbono es que no daña los equipos delicados, luego de ser aplicado.

En el uso del dióxido de carbono se debe tener mucha precaución, ya que el humano puede tolerar un 9% de concentración de este gas por unos minutos antes

de rendirse y ahogarse. El diseño de un sistema de este tipo generalmente excede a una concentración del 25%, lo cual se realiza en menos de 10 segundos, permaneciendo por aproximadamente una hora. Por lo tanto, no se debe usar en áreas cerradas donde exista personal para evitar riesgo de asfixia (Alvarado, 2007)

No obstante, para proteger los transformadores de interior, el diseño de éste sistema requiere las siguientes consideraciones:

a) El sistema debe actuar automáticamente por un termostato, manualmente por un interruptor de emergencia protegido por un vidrio que hay que romperlo para accionarlo, ubicado afuera de la caseta o cerca de un área segura del transformador o manipular desde una válvula principal.

b) La cantidad de CO₂ o agua que es descargado por las toberas debe ser efectiva para apagar el fuego, utilizando el 70-75% del total de la cantidad de CO₂. Por lo tanto, para propósitos de diseño, es necesario incrementar la capacidad nominal de los tanques un 40%.

Este sistema se completa con la construcción de una fosa alrededor del transformador para captar todo el contenido del aceite, en caso de ruptura del tanque.

✓ **Sistemas basados en agua pulverizada**

Este tipo de sistema es el más utilizado para la protección de transformadores. Según (NFPA, 2002) (*National Fire Protection Association*) 15, el agua pulverizada es aplicable para protección de riesgos y equipo específicos y permite su instalación independiente de otras formas de sistemas o equipos de protección contra el fuego. (NFPA, 2002)

El agua pulverizada es aceptable para la protección de riesgos que involucran:

- Materiales gaseosos y líquidos inflamables;
- Riesgos eléctricos, tales como: transformadores, interruptores en aceite, motores, bandejas de cables y acometidas de cables.

- Combustibles ordinarios, tales como: papel, madera, textiles, y algunos sólidos peligrosos, tales como: propelentes y pirotécnicos. (Robles & Salas, 2011)

Es el sistema más económico y se basa en una red de tuberías en cuyos extremos se instalan una serie de rociadores, cuya descarga de agua finamente pulverizada abarca toda la superficie del transformador. El agua se suministra por medio de una cisterna y una bomba, es decir, por medio de una instalación hidroneumática.

Según la (NFPA, 2002) en el estándar 803 se lista los requerimientos y consideraciones para el uso de agua sobre equipos energizados, tomando en cuenta esto, el agua puede ser considerada como un seguro y efectivo método de extinción de fuego. Además, se ha demostrado en laboratorio que la distancia segura de aproximación a equipos energizados con flujos de agua, depende de la presión utilizada, de la resistencia y el tipo de agua expulsada (Alvarado, 2007) & (NFPA, 2002)

El agua como agente de extinción de incendios, se ha venido utilizando desde hace mucho tiempo, debido a sus propiedades de enfriamiento y sofocación, dilución y emulsión. La extinción por enfriamiento ocurre por su alto calor específico, lo cual hace que el agua tenga una gran capacidad de enfriamiento. El agua al entrar en contacto con un material en combustión, absorbe calor por la transformación de agua a vapor, al dividirse la masa líquida en partículas finas, se aumenta y se facilita la evaporación.

a) La extinción por sofocamiento ocurre cuando las partículas al evaporarse aumentan su volumen aproximadamente una 1,700 veces. Este enorme volumen generado, desplaza un volumen igual del aire que rodea el fuego, sofocándolo.

b) La extinción por emulsión ocurre cuando el agua pulverizada es arrojada con fuerza contra una superficie de aceite u otro material viscoso, produciéndose la emulsión aceite-agua.

c) La extinción por disolución se produce en el caso en que los materiales inflamables sean soluble en el agua, lo cual no ocurre en el caso de un incendio del aceite de un aparato eléctrico (Alvarado, 2007).

Los dos sistemas utilizados para el suministro del agua, son por medio de un sistema hidroneumático y por bombeo de motor diésel; pues, normalmente se utiliza el primero por su bajo requerimiento de mantenimiento.

✓ **Sistemas basados en inyección de nitrógeno**

El sistema de inyección de nitrógeno es utilizado desde hace más de 30 años, por lo que es considerado como un sistema que extingue fuego y posteriormente, evita la auto-combustión. Por tanto, a este proceso dentro de estos sistemas se les denomina por sus creadores como “drenado y abatido”.

Como ya se ha mencionado previamente, el fuego en el aceite dieléctrico en un transformador normalmente sucede por una falla interna de aislamiento, el cual puede ser causado por diferentes fuentes y causas; la falla interna resulta siendo un arco eléctrico dentro del tanque, el cual produce aceleradamente gases inflamables que rompen primeramente el tanque, luego el aceite y vapor que salen del tanque a alta temperatura al entrar en contacto con el oxígeno, inflamándose instantáneamente (Alvarado, 2007)

Para evitar el fuego, estos sistemas utilizan dos principios que ocurren luego que haya sido detectado fuego sobre el transformador, por supuesto seguido de que ha ocurrido una falla interna dentro del tanque del transformador.

2.13.5 Sistema de Protección Contra Explosión en Transformadores de Potencia

La preocupación ha aumentado para las compañías de seguros y los responsables de la administración de riesgos, por la explosión constante de los transformadores, ya que como es conocido se encuentran entre los equipos más caros instalados en una subestación, planta o industria.

Las Compañías de seguros y los responsables de administración de seguros consideran los transformadores como equipos de alta importancia en las plantas o centrales, debido a la gran cantidad de aceite en contacto con los elementos de alta tensión (Robles & Salas, 2011).

A continuación, en la figura 2.31 se puede observar un incendio en un transformador de potencia.



Figura 2. 31. Incendio en un transformador de potencia

Fuente: El autor

Por otro lado, es importante resaltar que para que un transformador llegue al grado de explosión, es necesario que se cumplan varios requisitos (fenómenos); todos relacionados con algún tipo de falla (externa o interna). Los fenómenos presentes que deben de encontrarse en el transformador son:

- a. La presencia de algún tipo de falla (interna o externa), por lo regular creando un arco eléctrico dentro del transformador.
- b. La no detección y no operación de las protecciones eléctricas instaladas dentro del esquema de protección del transformador (dependiendo la falla es la protección que en teoría debería operar).
- c. Al existir la no operación del esquema de protección para alguna falla, ésta causará la presencia de una sobre temperatura en el transformador (aumento excesivo de la temperatura).

- Al haber un aumento importante de temperatura, ésta provocará una gasificación considerable que presentará el aceite interno del transformador.
- Por tanto, existirá una sobre presión dentro del tanque del transformador lo cual, provocará una ruptura en alguna parte de la misma (Robles & Salas, 2011).
- Al existir una ruptura, éste permitirá la entrada de aire (oxígeno) al tanque del transformador.
- Al estar en contacto el aire dentro del transformador con la falla presente y la sobre temperatura, esto provocará una eventual llama y en consecuencia, un incendio, ya que como se conoce, se necesita la presencia de oxígeno para que se lleve a cabo el fenómeno de combustión.
- Dado que el transformador contiene una gran cantidad de aceite, una vez que se presente la llama e incendio y por medio de los gases ya presentes por gasificación (evaporación), es cuestión de un corto tiempo para que el transformador presente el fenómeno de su explosión, lo cual se refiere a su completa destrucción (Robles & Salas, 2011).

En la figura 2.32 se puede ver una explosión del transformador de potencia, en total destrucción.



Figura 2. 32. Explosión del transformador de potencia

Fuente: El autor

Según (Robles & Salas, 2011) y otros autores, los sistemas de protección y prevención contra explosión e incendio son:

1. Sistema Contra Incendios Convencional (SCI).
2. Sistema de Prevención contra Explosión e Incendio (SPEI).

En la figura 2.33 se puede ver el SPEI (izquierda) y SCI (derecha).



Figura 2. 33. SPEI (izq.) y SCI (der.)

Fuente: el autor

2.13.6 Sistema Contra Incendios Convencional (SCI)

Al hacer uso de un sistema contra incendios convencional se debe tener en cuenta todos los parámetros básicos de seguridad en una instalación, para cumplir los requisitos de maniobra de extinción de incendios.

Aparte del sistema ubicado en el transformador, se debe colocar extintores móviles de polvo químico seco ABC de 70 kg, transportables en carretilla y con caseta de resguardo de intemperie.

En subestaciones urbanas con particularidades de alto riesgo, se debe analizar la posibilidad de creación de un sistema de detección, alarma y fijo de extinción de incendio de acuerdo a la especificación de la norma de CFE XXA00-26 (Robles & Salas, 2011).

Es importante que se conozca que éste sistema debe ser independiente a cada transformador; es decir, cada banco debe contar con un SCI propio. En la figura 2.34 se puede ver el diseño real de un SCI convencional.



Figura 2. 34. SCI convencional

Fuente: El autor

2.13.7 Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio (SPEI)

La prevención contra explosión e incendio es un proceso formal, el cual busca prevenir el inicio del incendio, por lo que actúa para que éste no se origine. Como ya se ha mencionado, el transformador es el elemento más susceptible de provocar un incendio de enormes proporciones por la gran cantidad de aceite y material combustible contenido en él. (SIEMENS, 2016)

La explosión e incendio de un transformador, generalmente es producto de una falla en el aislamiento, que puede ser causada debido a sobrecargas severas, sobretensiones por rayo o maniobra, envejecimiento gradual del aislamiento, bajo nivel de aceite, alto contenido de humedad, falla del aislamiento de una boquilla, falla provocada por falla en el cambiador de derivaciones, entre otros.

La energía resultante de un arco eléctrico provocada por una falla del aislamiento, genera rápidamente un incremento de temperatura y con ello, produce de la misma manera una sobrepresión del tanque del transformador, y si no se libera esta presión sobreviene la ruptura del tanque con la expulsión del aceite y gases que en contacto

con el aire se inflaman, extendiéndose así en la instalación y pudiendo alcanzar otros equipos.

El Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendio (SPEI), tiene como propósito buscar dentro de un corto circuito que genere sobrepresiones al interior del transformador, asegurar la despresurización del tanque, el cambiador de derivaciones bajo carga y las cajas de aceite de las boquillas, sin que tengan contacto directo con el aire, e inmediatamente después de despresurizar, inyectar nitrógeno con un flujo regulado por al menos 45 minutos, evitando de esa manera, que los gases combustibles tengan contacto directo con el aire y que el nitrógeno inyectado al aceite enfríe y agite el aceite, a la vez que evacue los gases combustibles. (SIEMENS, 2016)

Los daños causados por la explosión e incendio de Transformadores de Potencia se convierten en grandes pérdidas económicas. Posteriormente, al respecto de detallan en el capítulo siguiente.

En la figura 2.35 se puede apreciar un transformador después de una falla interna.



Figura 2. 35. Transformador luego de una falla interna

Fuente: el autor

2.14 Operación del SPEI

Para la activación del SPEI, se requiere según la lógica de funcionamiento que se cumpla la lógica, especificada en la figura 2.36. Esta muestra que no se requiere que el sistema esté conectado a la red eléctrica, o que siempre esté energizado.

Esto ocasionaría un gran problema si hubiera una falla en el sistema, por lo cual el *Transformer Protector* no necesita la dependencia de la energía eléctrica para poder operar.

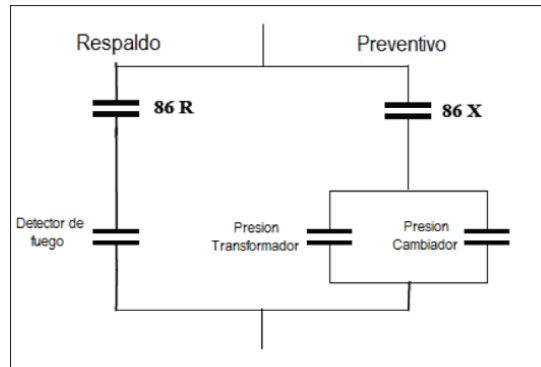


Figura 2. 36. Diagrama lógico de activación del SPEI

Fuente: (Robles & Salas, 2011)

Donde:

86-R = Relevador auxiliar de Disparo de la Protección De Respaldo.

86-X = Relevador auxiliar de Disparo de las Protecciones Primarias.

En las instalaciones eléctricas se debe utilizar un sistema de protección primario y uno de respaldo. Véase en la figura 2.37 un diagrama lógico e activación del sistema de protección primario y de su sistema de reserva.

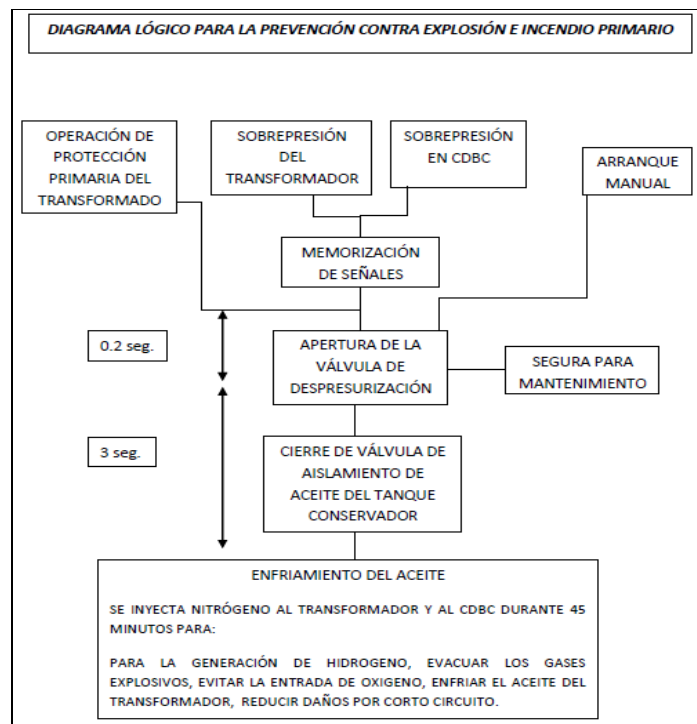


Figura 2. 37. Diagrama Lógico de respuesta de sistema protección de incendio

Fuente: (Robles & Salas, 2011)

Se puede observar que el diagrama lógico nos muestra que dependiendo la presión del transformador o del cambiador de derivaciones, el sistema preventivo debe activarse; pero sí en cambio éste no se activara y empezara a presentarse el fuego, los detectores de fuego indicarían la activación del sistema de respaldo.

2.15 Factores y causas que producen la falla en los transformadores de potencia

Los transformadores de potencia son uno de los equipos más costosos en plantas de generación y subestaciones, los cuales contienen una gran cantidad de sustancia combustible, estos pueden esparcir fuego a instalaciones vecinas por lo que requieren una atención especial en su protección.

Las causas de falla pueden ser diversas, por ejemplo, por daños físicos producidos por la oxidación, caducidad de empaques, golpes, entre otros. A su vez, puede ser por deterioro del aislamiento externo e interno, causado por la contaminación, calentamiento, sobre tensiones, cortocircuitos soportados. Asimismo, por descargas externas ocasionadas por la contaminación, animales y vandalismo; como así

también pueden ser por fallas de sus accesorios, como los transformadores de corriente y de tensión, aisladores pasantes, entre otros.

Las fallas producidas por rompimiento del aislamiento y la presencia de gas o agua en el aceite, son los causantes de la mayoría de fuego en transformadores.

Resumiendo, el riesgo de fuego en los transformadores es un hecho real, ya que tiene un enorme contenedor de metal lleno de aceite combustible dentro del cual hay conductores eléctricos operados con alto voltaje y todo lo que se necesita es un arco para empezar la cadena de reacción.

Se ha revelado que del 40-60% de transformadores que ha sufrido fuego, la causa ha sido por problemas internos de los embobinados, este tipo de problemas habitualmente presenta sobre presiones que rompen el tanque, que producen fugas de aceite. Otras causas de fuego son los rayos sobre el equipo, mal mantenimiento o circuito abierto del sistema de tierra, contacto de tierras de cables energizados. (Alvarado Hernández, 2007)

La mayoría de las roturas en los transformadores responden a cortocircuitos, que se pueden originar por varios motivos, tales como: cables que se cortan o que se tocan entre sí, ramas de árboles que entran en contacto con las líneas, tormentas de viento que provocan caídas de postes, descargas atmosféricas que rompen el aislamiento del sistema o del propio transformador, entre otros.

Cuando se incendia o quema un transformador regularmente hay dos causas bien reconocidas, como: fallo del equipo de protección o el transformador no cumple con los requisitos de calidad normalizados.

CAPÍTULO III: ANÁLISIS DE UN SISTEMA CONTRA INCENDIO (SCI) PARA UNA SUBESTACIÓN

3.1 Sistemas Contra Incendios SCI

Para evitar la aparición o la propagación de incendios en las instalaciones eléctricas de alta tensión, se debe tomar en cuenta lo siguiente:

- a) La propagación del incendio a otras partes de la instalación.
- b) La posibilidad de propagación del incendio al exterior de la instalación.
- c) La gravedad de las consecuencias debidas a los posibles cortes de servicio.

En un transformador los riesgos de incendio se generan principalmente por contener líquidos combustibles, como el aceite.

Por esta razón es importante tener en cuenta las siguientes características relacionadas, con el montaje del transformador:

1. Elección de distancias suficientes para evitar que el fuego se propague a instalaciones próximas a proteger, o colocación de paredes cortafuegos.
2. La disposición de una subestación debe ser tal que el incendio de un transformador de potencia nominal superior a 1 MVA no cause un peligro de incendio para los demás transformadores u objetos. Con este propósito, una distancia de seguridad G adecuada resulta necesaria. La tabla 3.1 muestra los valores cuantitativos.

Tabla 3. 1. Valores cuantitativos para las distancias de seguridad de transformadores para exterior

Tabla 3.1: Valores cuantitativos para las distancias de seguridad de transformadores			
Tipo de transformador	Volumen de líquido (l)	Distancias de seguridad G con relación	
		A otros transformadores o a superficies combustibles de edificios (m)	A superficies combustibles de edificios (m)
Transformadores en baño de aceite (O)	1000 <...< 2000	3	7,6
	2000 <...<	5	10

	20000		
	20000 <...< 45000	10	20
	≥ 45000	15,2	30,5
Transformadores con líquidos menos inflamables (K), sin protección mejorada	1000 <...< 3800	1,5	7,6
	≥ 3800	4,6	15,2
Transformadores con líquidos menos inflamables (K) con protección mejorada	Distancias de seguridad G con relación a la superficie de edificios o transformadores adyacentes		
	Horizontal (m)	Vertical (m)	
	0,9	1,5	
Transformadores secos (A)	Clases de comportamiento al fuego	Distancias de seguridad G con relación a la superficie del edificio o de transformadores adyacentes	
		Horizontal (m)	Vertical (m)
	F0	1,5	3,0
	F1/F2	ninguna	ninguna

Fuente: (IMSE, 2016)

Nota: Los medios de protección mejorados significan:

- Resistencia a la rotura de los tanques
- Descompresión de los tanques
- Protección de defectos de pequeña intensidad
- Protección contra defectos de intensidad elevada

Si se instalan equipos extintores de incendios activados, automáticamente la distancia G puede reducirse. En el caso de instalarse juntos varios transformadores, y a fin de evitar el deterioro de uno de ellos por la proyección de aceite u otros materiales al averiarse otro próximo, se instalará una pantalla entre ambos de las dimensiones y resistencia mecánica apropiadas.

Si no es posible asegurar las distancias adecuadas, tal como se indica en la tabla anterior, deben proporcionarse paredes de separación resistentes al fuego del siguiente tamaño:

a) Paredes de separación **EI 60** entre los transformadores (ver detalles en la figura 3.1).

Altura: Al tanque de expansión del aceite (si lo hay); de lo contrario la del tanque del transformador.

Longitud: el ancho o el largo del foso de recogida de aceite, según la orientación del transformador.

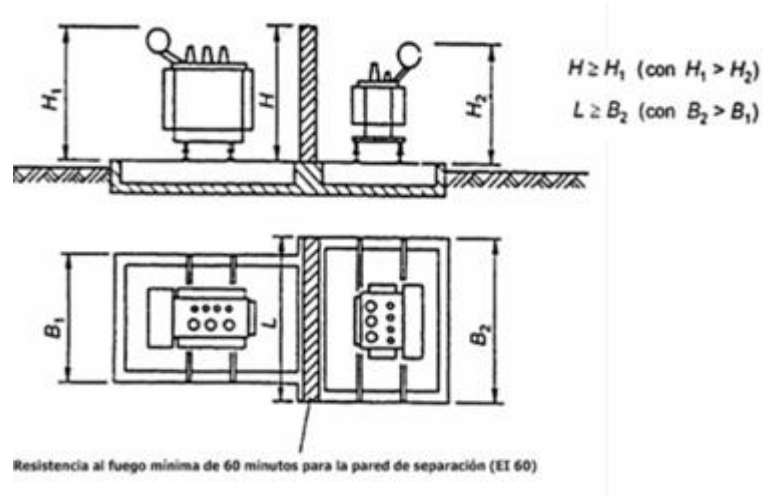


Figura 3. 1. Paredes cortafuegos de separación entre transformadores

Fuente. (IMSE, 2016)

b) Paredes de separación entre los transformadores y muro contrafuego (EI 60); muros de construcción (ver figura 3.2).

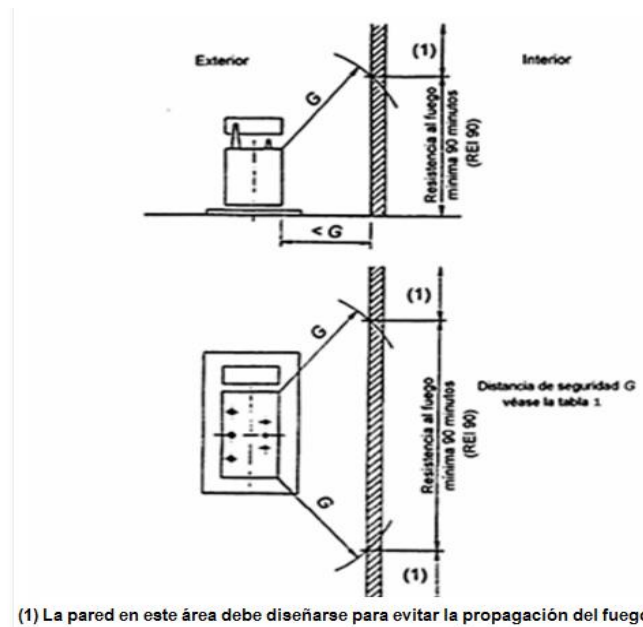


Figura 3. 2. Protección contra el fuego entre transformador y edificio

Fuente. (IMSE, 2016)

Las distancias G de la figura 3.2 corresponden a las mencionadas en la tabla 3.1

La construcción de fosas colectoras del líquido aislante.

Las instalaciones deberán disponer de cubas o fosas colectoras. Cuando la instalación disponga de un único transformador la fosa colectora debe tener capacidad para almacenar la totalidad del fluido y si hubiera más de un transformador la fosa debe estar diseñada para recibir, al menos, la totalidad del fluido del transformador más grande.

No obstante, cuando el transformador contenga líquido aislante, pero su potencia sea menor o igual de 250 kVA, la fosa podrá suprimirse. También podrá suprimirse cuando se utilice líquido aislante biodegradable que no puede derramarse a cauces superficiales o subterráneos o a canalizaciones de abastecimiento de aguas o de evacuación de aguas residuales.

La norma complementa este sub-apartado de la siguiente forma:

Los fosos de recogida y los depósitos colectores cuya utilización comparten varios transformadores deben disponerse de forma que el incendio de un transformador no pueda propagarse a otro.

Lo mismo es de aplicación a los fosos de recogida individuales conectados a los depósitos colectores de otros transformadores; con este fin pueden utilizarse, por ejemplo, capas de grava o tuberías rellenas de fluido. Las disposiciones que tienden a extinguir las llamas en una fuga de fluido son preferibles, por ejemplo, un lecho de grava (aproximadamente de 300 mm de espesor y con una granulometría de aproximadamente 40/60 mm) extingue las llamas del aceite incendiado que se filtra en él.

Disposición de los fosos de recogida y los depósitos colectores. Los fosos de recogida y los depósitos colectores deben diseñarse y disponerse de alguna de las siguientes formas:

- Foso de recogida con depósito colector integrado para la totalidad de los fluidos. Ver figura 3.3.



Figura 3. 3. Foso de recogida con depósito colector integrado.

Fuente. (IMSE, 2016)

- Foso de recogida con depósito colector separado. Cuando hayan varios fosos de recogida, las tuberías de drenaje pueden conducir a un depósito colector común a todos ellos, en tal caso, este debe ser capaz de contener la totalidad del aceite del transformador más grande. Ver figura 3.4.

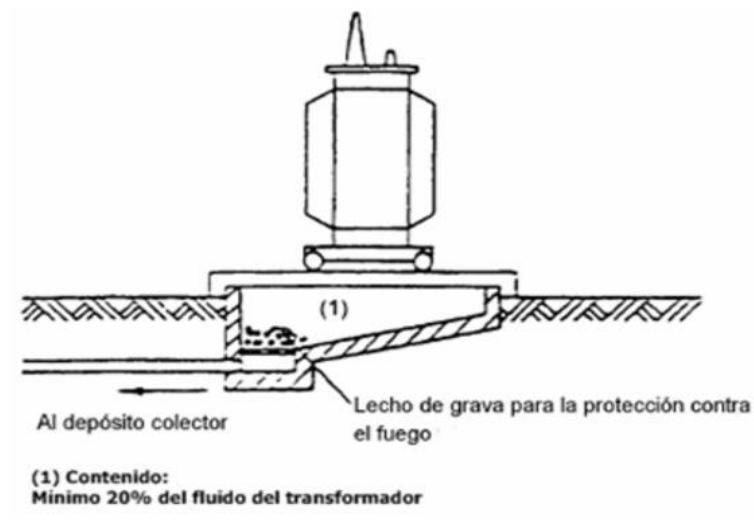


Figura 3. 4. Foso de recogida con depósito colector separado

Fuente. (IMSE, 2016)

- Foso de recogida con depósito colector integrado para varios transformadores. Este debe ser capaz de contener la totalidad del aceite del transformador más grande. Ver figura 3.5.

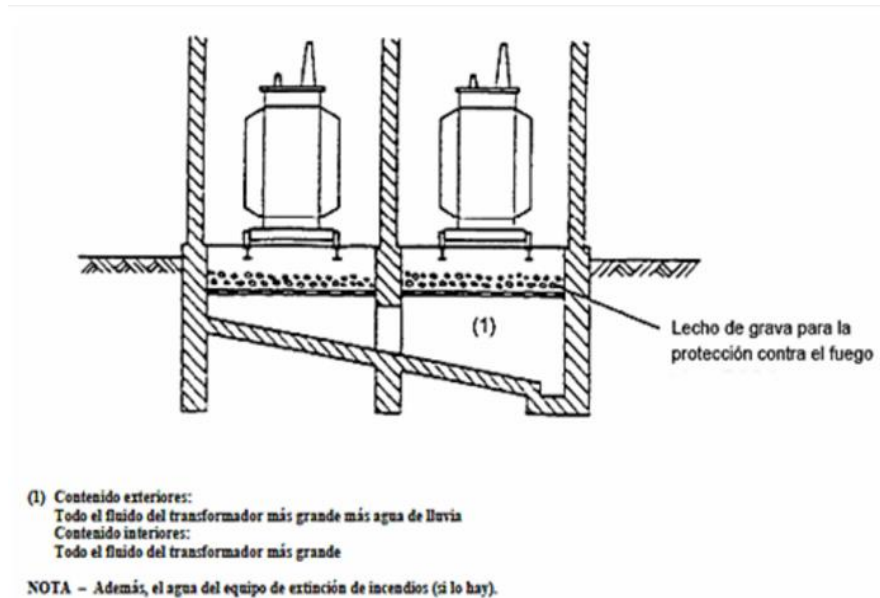


Figura 3. 5. Foso de recogida con depósito colector integrado común

Fuente. (IMSE, 2016)

Las paredes y los conductos asociados de los fosos y depósitos colectores deben ser resistentes al aceite y al agua.

Debe asegurarse que la capacidad de los fosos/depósitos colectores de los fluidos aislantes y refrigerantes no se reduce indebidamente a causa del agua que penetre en ellos. Debe ser posible drenarlos o extraer el agua.

Se recomienda un dispositivo simple que indique el nivel de líquido.

Debe prestarse atención al peligro de congelación.

Deben tenerse en cuenta las siguientes medidas adicionales para la protección de las canalizaciones de agua y de las aguas subterráneas:

- ✓ Debe impedirse que los fluidos aislantes y refrigerantes rebasen la capacidad de los fosos/depósitos/bordillos del suelo y se desborden.

- ✓ Para las instalaciones de exterior, se recomienda que la longitud y la anchura del foso sea igual a la longitud y la anchura del transformador aumentando un 20% de la altura del transformador en cada lado.
- ✓ Las aguas drenadas deben pasar a través de dispositivos de filtración para separar los fluidos, para tal fin deben tenerse en cuenta sus pesos específicos. Ver figura 3.6.

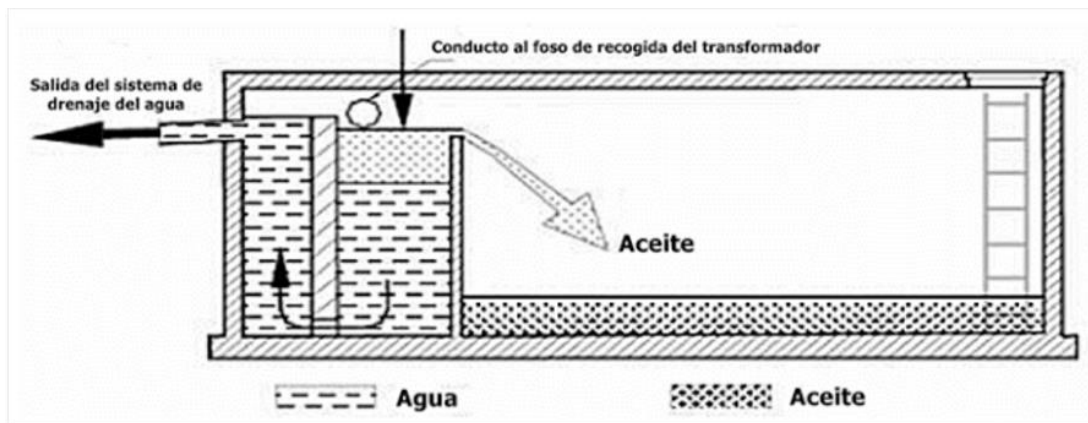


Figura 3. 6. Ejemplo de sistema para filtración agua/aceite del foso de recogida

Fuente: (IMSE, 2016)

e) Instalación de dispositivos de extinción apropiados, cuando las consecuencias del incendio puedan preverse como particularmente graves, tales como la proximidad de los transformadores a inmuebles habitados.

En las instalaciones dotadas de sistemas de extinción de tipo fijo, automático o manual, deberá existir un plano detallado de dicho sistema, así como instrucciones de funcionamiento.

En la elección de aparatos o equipos extintores móviles o fijos se tendrá en cuenta si van a ser usados en instalaciones en tensión o no, y en el caso de que sólo puedan usarse en instalaciones sin tensión se colocarán los letreros de aviso pertinentes.

El proyectista deberá justificar que ha adoptado las medidas suficientes en cada caso.

Por su parte, la norma IEEE 979 en su apartado 4 indica los siguientes criterios con relación a las protecciones contra incendios en transformadores de subestación:

3.2. Barreras Cortafuegos

La tabla 3.2 muestra algunos valores típicos de transformadores. El derrame de 4000 litros de aceite puede cubrir 157 metros cuadrados con una profundidad de 2.5 cm. Si los sistemas de contención son inadecuados deben disponerse barreras cortafuegos para proteger otros equipos o áreas adyacentes. Las barreras deben ser de materiales no combustibles o resistentes al fuego y concebidos para resistir el mayor fuego esperado.

Tabla 3. 2. Cantidades típicas de aceite en equipos eléctricos

Tabla 3.2: Cantidades típicas de aceite en equipos eléctricos			
Transformadores trifásicos		Interruptores en baño de aceite	
Galones de aceite con relación a MVA		Galones de aceite por tanque de interruptores trifásicos con relación a kV	
12000 o más	100 MVA o más	1000 o más	230 kV
10000 - 11999	50 – 99 MVA	500 - 999	138 kV
8000 - 9999	30 – 49 MVA	499 o inferiores	69 kV
2000 - 7999	5 – 29 MVA		
1999 o inferiores	5 MVA		

(1 galón equivale a 3,7854 litros)

Fuente: El autor

3.3. Instalación de Transformadores Exteriores.

3.3.1. Separación entre grandes transformadores y edificios.

Los transformadores que contienen 7571 litros de aceite o más deben estar al menos a 6.1 metros de cualquier edificio. Las paredes expuestas del edificio deben constituir o estar protegidas por una barrera cortafuego calculada para resistir dos horas, cuando la separación transformador edificio este comprendida entre 6.1 y 15.2 metros. La barrera debe extenderse en forma vertical y horizontal, de manera que cualquier punto del transformador esté como mínimo a 15.2 metros de cualquier punto de la pared no protegida. Si no es posible mantener estos límites deberá instalarse un sistema contra incendios.

3.3.2 Separación entre pequeños transformadores y edificios.

Debe estar separado por las distancias mínimas, tal como se muestra en la tabla 3.3.

Tabla 3. 3. Separación entre pequeños transformadores y edificios

Separación entre pequeños transformadores y edificios	
Rango del transformador	Distancia mínima recomendada al edificio
75 kVA o menos	3,0 metros
76 a 333 kVA	6,1 metros
Más de 333 kVA	9,1 metros

Fuente: El autor

Si la distancia es menor a la mínima indicada, el edificio deberá estar construido con paredes resistentes al fuego.

3.3.3. Separación entre grandes transformadores.

Los grandes transformadores deben estar separados unos de otro por una distancia libre mínima de 9,1 metros o por una barrera cortafuego con resistencia mínimo de una hora.

3.3.3.1 Tamaño de las barreras cortafuegos.

La altura de la barrera cortafuego debe ser al menos 30 centímetros por encima de la pieza más alta: tanque de aceite del interruptor, tanque del Transformador y su conservador, bornes del transformador, válvulas de alivio o de venteo, etc. horizontalmente debe extenderse 61 centímetros a cada lado, más allá de la línea de visión de todos los puntos de los transformadores adyacentes. Ver figura 3.7.

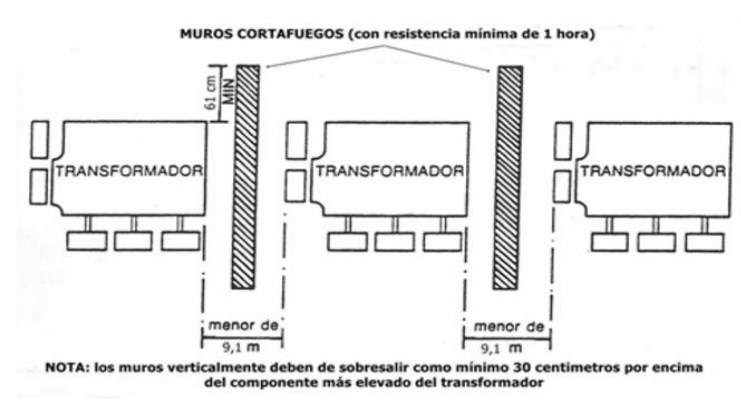


Figura 3. 7. Dimensiones de los muros cortafuegos según IEEE 979

Fuente: (IMSE, 2016)

3.3.4 Criterios de sistemas de extinción.

Se consideran sistemas automáticos de extinción a todos los transformadores enfriados por aceite; excepto aquellos adecuadamente separados de acuerdo con lo expuesto en 4.4.1, 4.4.2, 4.4.3 y 4.4.4, o cuando se califican como transformadores de repuesto que no se usan en el lugar donde se almacenan o transformadores con menos de 1893 litros de aceite.

Otras Recomendaciones

La “*Guide for Transformer Fire Safety Practices*” del CIGRE (Junio de 2013) basándose en la FM Global, “*Property Loss prevention Data sheet 5-4: Transformers*”, (2010), indica con relación a lo expuesto, lo siguiente:

FM Global, proporciona orientación sobre las distancias entre transformadores y edificios y entre la separación adecuada y transformadores adyacentes como se establece en las tablas 3.4 y 3.5. Estas recomendaciones se basan en el tipo y el volumen de líquido de los transformadores, así como el tipo de pared expuesta del edificio cercano.

Tabla 3. 4. Recomendaciones FM Global para las distancias de separación entre transformadores de exterior y edificios

Recomendaciones FM Global para las distancias de separación entre Transformadores de exterior y edificios				
Fluido	Volumen de líquido (l)	Separación horizontal (m)		Separación vertical (m)
		Resistencia	Pared combustible	

		al fuego 2 horas	NO	SÍ	
Menos inflamable	n/a	0,9	0,9	0,9	1,5
	< 38000	1,5	1,5	7,6	7,6
	> 38000	4,6	4,6	15,2	15,2
Aceite mineral	< 1900	1,5	4,6	7,6	7,6
	1900 a 19000	4,6	7,6	15,2	15,2
	> 19000	7,6	15,2	30,5	30,5

Fuente: El autor

Tabla 3. 5. Recomendaciones FM Global para las distancias de separación entre transformadores de exterior

Recomendaciones FM Global para las distancias de separación entre Transformadores de exterior		
Fluido	Volumen de líquido (l)	Separación horizontal (m)
Menos inflamable	n/a	0,9
	< 38000	1,5
	> 38000	7,6
Aceite mineral	< 1900	1,5
	1900 a 19000	7,6
	> 19000	15,2

Fuente. El autor

3.4 Análisis de los componentes del sistema contra incendio (SCI)

Del sistema de protección contra explosión e incendio para subestaciones eléctricas, se analiza el caso de proteger los transformadores de potencia. A continuación, se detalla una propuesta de SCI para un transformador de potencia de 10MVA cuyas dimensiones son: 3m x 3m x 3m; el análisis abarca operación de transformadores de potencia grandes, desde 1 MVA hasta 1000 MVA.

Detectores de Explosión

La información de la activación del Conjunto de Despresurización es enviada, del Detector de Explosión del Disco de Ruptura a la caja de conexiones eléctricas del transformador, donde se deben conectar los cables. Dependiendo del número de Discos de Ruptura instalados en el transformador, el fabricante de transformador debe reservar terminales en la caja de conexiones del mismo. Cada Detector de

Explosión debe ser conectado a la caja de conexiones eléctricas del transformador por cables de 2 x 1,5 mm².

Sistema de Detección de Fuego

Dado que el cableado del Sistema de Detección de Fuego debe conectarse a la caja de conexiones eléctricas del transformador, el fabricante del transformador debe reservar terminales en su caja de conexión. Los Detectores de Fuego o Cables de Detección de Fuego deben conectarse a la caja de conexiones eléctricas del transformador por cables de 4 x 1,5 mm².

Válvula de Cierre del Conservador

El cableado de la Válvula de Cierre del Conservador debe conectarse a la caja de conexiones eléctricas del transformador, el fabricante del transformador debe por lo tanto reservar terminales adecuados en su caja de conexión. La Válvula de Cierre del Conservador debe ser conectada a la caja de conexiones eléctricas del transformador por cables de 2 x 1,5 mm².

Válvula de Aislamiento

Los detectores de posición para la Válvula de Aislamiento deben cablearse a la caja de conexiones eléctricas del transformador, el fabricante del transformador debe reservar terminales en su caja de conexión. Cada sensor de posición de la Válvula de Aislamiento (existen dos sensores de posición por Válvula de Aislamiento) debe conectarse a la caja de conexiones eléctricas del transformador por cables resistentes al fuego de 2 x 1,5 mm².

Válvulas Solenoides para Unidades de Filtrado de Aceite

Las Válvulas Solenoides deben ser conectadas con cables eléctricos de 1,5 mm². Cada Válvula Solenoide debe conectarse a la caja de conexiones eléctricas del transformador por cables de 2 x 1,5 mm².

CAPÍTULO IV: DISEÑO DE SISTEMA CONTRA INCENDIO EN SUBESTACIÓN ELÉCTRICA CON TRANSFORMADOR DE POTENCIA

El uso principal de este sistema contra incendio (SCI), es básicamente controlar el incendio en el o los equipos

La decisión de utilizar equipos de bombeo para un SCI, depende también de la inspección y aprobación por parte del cuerpo de bomberos de la localidad.

Este sistema nos permite actuar como primeros respondedores hasta la llegada de los bomberos, ya que las diferentes subestaciones eléctricas se encuentran en zonas apartadas.

Para la instalación de este sistema se debe poseer un departamento con personal calificado y preparado para instalar, diseñar y reparar un sistema contra incendio SCI.

4.1 Especificaciones de materiales para el sistema de distribución de agua

La tubería que se utiliza en las redes de distribución del Sistema Hidráulico del SCI se sujetará a las siguientes especificaciones mínimas:

Tubería

El tipo de tubería que se van a usar en el proyecto para diámetros superiores a 2.5” será del tipo ranurada por deformación, en ciertas partes críticas puede utilizarse tubería soldada o bridada.

Para tubos de diámetro nominal de 1” a 2”

- Material: Acero negro
- Especificaciones: ASTM A120 cédula 40
- Fabricación: Costura con soldadura por fusión eléctrica (butt weld).
- Presión de trabajo: 250 Psi para agua.

Para tubos de diámetro nominal mayor a 2”

- Material: Acero negro

- Tipo: Peso Standard
- Especificaciones: ASTM A53 cédula 40
- Fabricación: Sin costura
- Presión de trabajo: 250 psi para agua

Uniones y Uniones Antisísmicas

Para diámetro nominal de 1” a 2”

- Material: Hierro maleable negro.
- Especificaciones: ASTM A197.
- Presión de trabajo: 250 psi para agua.
- Tipo de junta: Acople roscado
- Tipo de rosca: Standard americana NPT.

Para tubos de diámetro nominal mayor a 2”

- Material: Hierro fundido
- Tipo: Victaulic Firelock # 005 UL/FM o similar
- Presión de trabajo: 250 psi para agua.
- Tipo de junta: Ranurada Victaulic o similar

Uniones Antisísmicas

- Material: Hierro fundido
- Tipo: Victaulic UL/FM o similar
- Presión de trabajo: 250 psi para agua.
- Tipo de junta: Ranurada VICTAULIC o similar

Para accesorios

En este diseño se utilizará el número de accesorios como son: codos, T, Y, y reducciones. Las mismas que tienen una especificación técnica y característica que se detalla a continuación:

a. Para diámetro nominal de 1" a 2"

- Material: Hierro maleable
- Tipo: Peso estándar.
- Especificaciones: ASTM A197

Presión de trabajo: 250 psi para agua.

- Tipo de junta: Roscado Hembra
- Tipo de rosca: Standard americana NPT.

b. Para diámetro nominal mayor a 2"

- Material: Hierro fundido
- Tipo: Firelock # 001, 002, 003
- Presión de trabajo: 250 psi para agua.
- Tipo de junta: Ranurada VICTAULIC

Salidas para ramal diámetro menor a 2"

- Material: Hierro fundido
- Tipo: Snap-Let # 925
- Presión de trabajo: 300 psi para agua.
- Tipo de junta: Empernada Victaulic

Salidas para ramal para diámetro mayor a 2"

- Material: Hierro fundido
- Tipo: Mechanical-T # 920 & 920N
- Presión de trabajo: 250 psi para agua.
- Tipo de junta: Empernada VICTAULIC

c. Empaques

Para uniones roscadas se utilizarán cinta de teflón y pasta sellante cuando se requiera. Para uniones ranuradas se utilizarán empaques provistos por el fabricante de las uniones aprobadas UL/FM.

d. Válvulas

Para diámetro nominal de 1" a 2"

- Clase: 150 (150 WSP; 300 WOG)
- Material: Bronce ASTM B283-C37700
- Tipo: Compuerta de cuña separable sólida
- Tipo de junta: Roscada hembra
- Casquete o bonete: Roscado
- Presión de trabajo: 175 psi para agua.

Para diámetro nominal mayor a 2"

- Clase: 150 (150 WSP; 300 WOG)
- Material: Hierro dúctil
- Tipo: Butterfly, mod. 705W con apertura y cierre en más de 8 segundos o similar
- Tipo de junta: Ranuradas Victaulic
- Presión de trabajo: 300 psi para agua.



Figura 4. 1. Válvula de mariposa de un SCI

Fuente: (IMSE, 2016)

e. Válvulas de Contraflujo O "Check"

Para diámetro nominal de 1" a 2"

- Clase: 150 (150 WSP; 300 WOG)
- Material: Bronce ASTM B584-C84400
- Tipo: Compuerta de disco balanceante
- Tipo de junta: Roscada hembra

Tapa Roscada

- Presión de trabajo: 175 psi, para agua.
- Presión de prueba: 225 psi.

Para diámetro nominal mayor a 2"

- Clase: 150 (150 WSP; 300 WOG)
- Material: Hierro dúctil
- Tipo Compuerta de disco balanceante y resorte.
- Tipo de junta: Ranuradas Victaulic # 717R o similar
- Tapa: Empernada
- Presión de trabajo: 250 psi para agua.

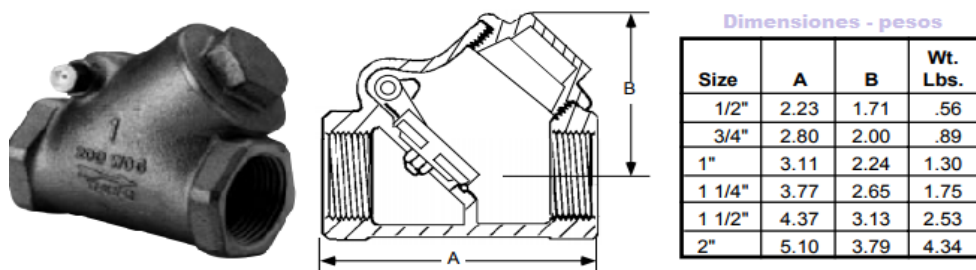


Figura 4. 2. Válvula check para SCI

Fuente: (IMSE, 2016)

4.2 Bombas para sistema de Protección Contra Incendios

A continuación, se indican los requerimientos que deben cumplir las bombas para su uso:

La bomba contra incendio deberá ser del Tipo Horizontal Carcasa Partida (succión Positiva), construida específicamente para servicio de incendios y diseñada para operación en serie. Cumplirá con todos los requerimientos de la norma 20 de la NFPA.

La bomba será fabricada en acero de alta resistencia al impacto y choques térmicos. La succión y la descarga tendrán bridas de acople, fabricadas según las dimensiones ANSI (*American National Standards Institute*).

El eje de transmisión será montado sobre una brida fabricada según las normas NEMA 1, y tendrá una tapa de inspección para el mantenimiento del sello o empaquetadura. Un registro ajustable en la columna de descarga servirá para una alineación adecuada. La base de soporte de la cabeza de descarga tiene un rodamiento para reducir la carga en la válvula de estrangulamiento e incrementar la vida útil de la bomba.

Reserva de agua (cisterna)

La reserva de agua se la analizó de acuerdo al riesgo y las necesidades mínimas y requerimientos de las autoridades competentes (bomberos) que son 25 m³.

$$6600 \text{ Galones} = 25 \text{ m}^3$$

$$1 \text{ m}^3 = 264 \text{ Galones}$$

Bomba caudal seleccionado = 250gpm

La autonomía (agua) para el combate de incendio se calcula considerando la capacidad del reservorio de agua dividiendo por el caudal de la bomba seleccionado de la siguiente manera:

$$\text{Autonomía} = \frac{\text{reserva de agua}}{\text{caudal bomba}} \text{ (gl/m)}$$

$$\text{Autonomía} = \frac{6600}{250} = 26 \text{ min.}$$

Para la selección de la bomba o TDH (Altura Dinámica Total) se realizan varios análisis hidráulicos como la ecuación de Bernoulli

$$\text{HB} = \frac{p_1}{\rho_1 g} + \frac{V_1^2}{2g} + z_1 = \frac{p_2}{\rho_2 g} + \frac{V_2^2}{2g} + z_2$$

Motor Diesel

La bomba de incendios está impulsada por un motor diésel, de acuerdo con las normas, este motor deberá ser a diésel certificado UL y FM, seleccionado de acuerdo con la altura del sitio a instalar para la compensación de potencia respecto a la altura, debe tener un sistema redundante de alimentación eléctrica para el arranque (Baterías) y conectado en forma directa e independiente desde los tableros principales.

El motor deberá ser montado en una base común con la bomba y deberá estar conectado a ella mediante un acople flexible con protectores. Se debe hacer la alineación exacta entre la bomba y el eje del motor.

Para accesorios

Los accesorios situados a la descarga de la bomba deberán estar clasificados para una presión ANSI 125. Como mínimos y de acuerdo a lo indicado en los planos, los siguientes tipos de accesorios deberán ser incluidos, en concordancia con la Norma 20 de la NFPA. A continuación un detalle:

- Reductor concéntrico a la descarga.
- Válvula de prueba para manguera.
- Válvulas de manguera con tapas y cadenas.
- Válvula de Seguridad.
- Válvula de drenaje.
- Manómetros a la succión y a la descarga.

-Válvulas Check.

-Válvulas de Mariposa Firelock Victaulic mod 705 o similar.

-Medidor de flujo de agua tipo Venturi, certificado para pruebas de caudal.

La campana de succión, la carcasa intermedia y la descarga serán construidas para obtener la máxima eficiencia de la bomba.

4.3 Diseño del Sistema de Rociadores o Aspersores

El diseño del sistema de aspersores y sus redes han sido desarrollados en base a los siguientes parámetros:

-El sistema será capaz de suministrar como mínimo 50 Psi en cada uno de los 16 rociadores ó aspersores con más demanda hidráulica incluyendo un caudal de 250 gpm (galones por minuto).

-Se seleccionó rociadores ó aspersores de estándar tipo montante, son aspersores de temperatura intermedia debido a que la temperatura donde va a estar el aspersor es superior a los 50°C.



Figura 4. 3. Los aspersores en un SCI para subestación eléctrica

Fuente: (IMSE, 2016)

Materiales

Todos los rociadores ó aspersores deberán tener el certificado UL y aprobación FM. Las diferentes partes del aspersor deberán estar construidas con los siguientes materiales:

- Cuerpo y Botón Latón
- Deflector: Cobre
- Gancho y Soporte
- Sello: Níquel de Berilio con teflón
- Tornillo: Acero Inoxidable

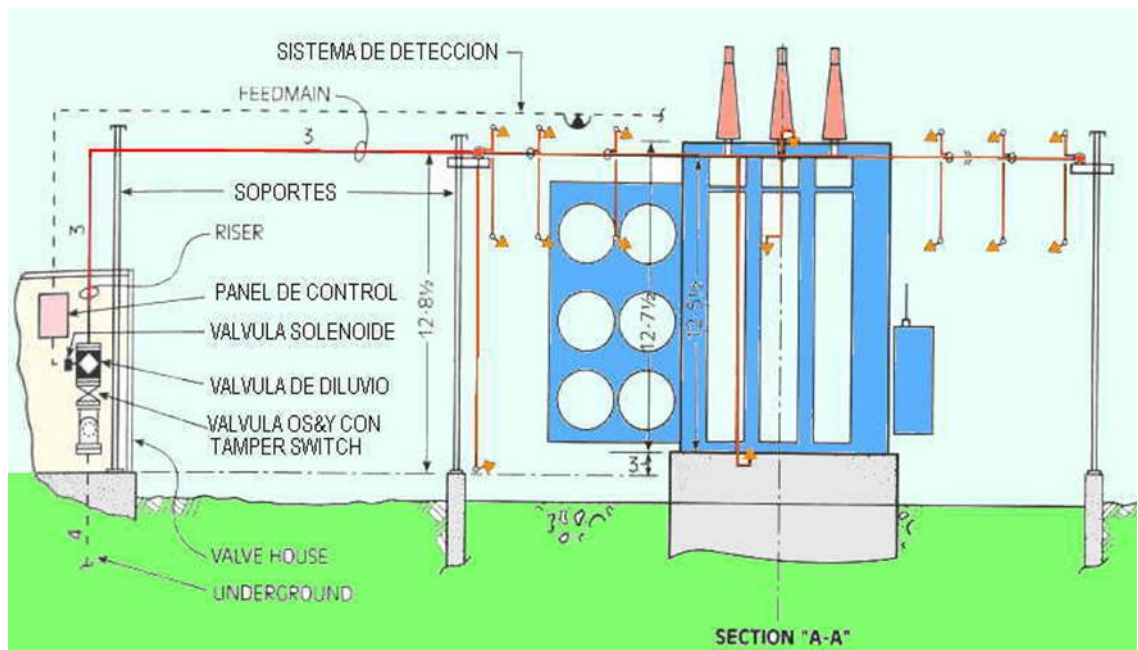


Figura 4. 4. Diseño de sistema contra incendio

Fuente: (Alvarado, 2007) Modificado por el autor

Componentes

Banco de Válvulas

Se instalará en el banco de válvulas los siguientes componentes:

Una Válvula Check UL/FM, 1 Válvula Mariposa UL/FM, 1 Detector de flujo electrónico UL/FM, 1 Línea de Drenaje y Prueba con válvula.

La válvula solenoide

Es el componente que se usa a menudo para controlar el flujo de agua. Dicha válvula tiene una bobina magnética que, cuando tiene corriente, levanta el émbolo de su interior. Estas válvulas pueden ser del tipo normalmente abierto o normalmente cerrado. La primera no abre hasta que recibe corriente, y la de tipo normalmente abierto se halla siempre así, y no cierra hasta que llega corriente a la misma. Ver la figura 4.5.



Figura 4. 5. Válvula Solenoide

Fuente. (IMSE, 2016)

Drenaje y Prueba

Válvula de Drenaje y Prueba

Las válvulas de drenaje permiten vaciar completamente la instalación en caso de ser necesario. se abren mediante la conexión de la boquilla de un tubo. El tapón accionado por resorte pasa entonces a la posición de abierto.



Figura 4. 6 Válvula de drenaje y prueba

Fuente: (IMSE, 2016)

Esta válvula que combina la función de prueba y drenaje en las líneas contra incendio.

Gabinetes Contra Incendios

Los gabinetes deberán cumplir por lo menos con la norma NFPA 14 para servicio Clase III. Cada uno de los gabinetes que se instalarán en el sistema de protección contra incendios estará equipado del equipo que se describe a continuación:



Figura 4. 7. Gabinete o panel de control (izq.) y panel con accesorios de SCI

Fuente: (IMSE, 2016)

Percha

Percha metálica para colgar manguera, con soporte a niple de 1½", con sus ganchos deslizables para manguera de 50 y/o 100 pies de longitud de acuerdo con los planos.

Manguera

Manguera de lino, de fabricación aprobada por la Asociación Americana de Aseguradores contra incendios, de 1½" de diámetro y 50, 75 y/o 100 pies de longitud, de acuerdo con los planos. La manguera tendrá conexión hembra y rosca NST para el niple y conexión macho y rosca NST para la boquilla. Boquilla de bronce de 1½" de diámetro, tipo chorro-neblina regulable.

Accesorios

-Llave tensora "Spanner" para conexión de 1½".

-Un extintor de polvo químico seco ecológico de 10 lbs. de capacidad para fuego ABC.

Listado de Planos

Los planos de los Sistemas Hidráulico de Protección Contra Incendios contienen la información a detalle para instalación. La información en plano indica distancias mínimas y máximas de instalación, detalles de bancos de válvulas, alturas, separaciones de rociadores horizontales y respecto a techo, entre otros.

En el diseño se suelen tomar medidas técnicas para que el tiempo comprendido entre la apertura de la cabeza extintora y la dispersión por lanzamiento del agua pulverizada sobre el lugar del incendio resulte inferior a 30 segundos.

4.4 Sistema de despresurización

A continuación, se describen fases de funcionamiento del Sistema de Despresurización en un sistema de protección y explosión en subestaciones eléctricas. El sistema de despresurización por medio de Nitrógeno impide explosiones e incendios de transformadores por fallos internos generados por arcos eléctricos, debido a que permite:

Despresurizar el tanque en milisegundos, mediante la apertura de una válvula de despresurización rápida para aliviar la presión.

Evita el contacto entre el aire (oxígeno) y los gases explosivos

Eliminar la combustión de gases explosivos mediante la inyección de nitrógeno y como consecuencia enfría el tanque. Véase la figura 4.8.

La figura 4.8 (a) muestra componentes del sistema. Así también en la 4.8 (b) se muestra la actuación de la válvula de despresurización por el aumento de presión en el interior del tanque por avería.

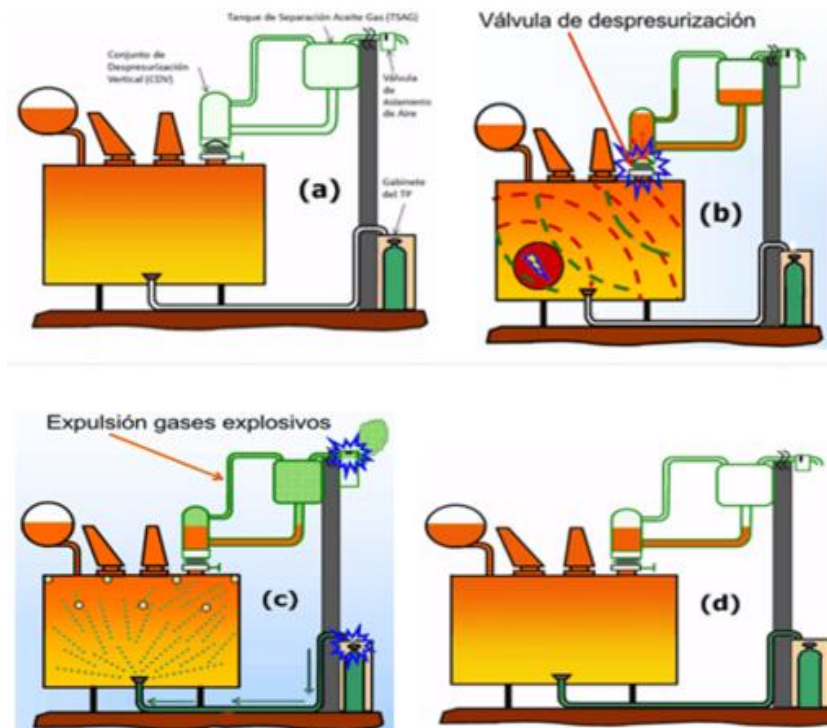


Figura 4. 8. Fases de funcionamiento del sistema de despresurización.

Fuente. (IMSE, 2016)

En (c) Inyección de Nitrógeno para enfriar el tanque y expulsión de gases explosivos para prevenir una combustión interna.

En (d) El final del proceso, transformador listo para su reparación.

De esta manera se concluye el Trabajo de Titulación que refiere a un SCI el cual consiste en una red de tuberías en cuyos extremos se instalan una serie de aspersores, cuya descarga de agua finamente pulverizada abarca toda la superficie de cada transformador.

En el anexo 2 se muestra el plano de la SCI y en el anexo 3 distancia de aspersores.

4.5 Presupuesto para un SCI

En el Anexo 1, se detalla un presupuesto de un SCI para una subestación con transformador de potencia 10 MVA, las dimensiones del transformador son de 3m x 3m x 3m y la caducidad de precios (referenciales de proveedores), es de hasta 60 días, este presupuesto fue levantado en Julio del 2017.

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

En cumplimiento a los objetivos específicos planteados, se concluye que:

1. El Sistema Hidráulico de Protección Contra Incendios partirá de una reserva actual de agua disponible en forma permanente y continua, almacenados en el tanque sobre nivel para uso exclusivo del SCI.
2. Es importante que exista continua disponibilidad y fiabilidad del suministro de energía y combustible para el sistema de bombeo, ya que este es un sistema pasivo preventivo.
3. Se debe instalar componentes certificados para sistemas contra incendios debido a que es un sistema en el cual los componentes pasan sin uso hasta el día de un siniestro.
4. Controlar el incendio de manera segura previniendo la propagación del fuego en su fase incipiente, instalando un sistema de aspersores seguro y muros corta fuegos.
5. Los componentes normales sin certificación no garantizan un buen funcionamiento en el momento del siniestro.

5.2 RECOMENDACIONES

1. Se debe instalar componentes certificados para sistemas contra incendios debido a que es un sistema en el cual los componentes pasan sin uso hasta el día de un siniestro, por lo que componentes certificados cumplen con las exigencias para prevenir daños de componentes bajo estas condiciones, en las cuales los componentes normales sin certificación no nos garantizan un buen funcionamiento en el momento del siniestro.
2. Se recomienda realizar pruebas de forma periódica a los diferentes elementos que intervienen en la lucha contra incendios, pruebas que servirán para conocer las condiciones de dispositivos, mecanismos, unidades, módulos que forma parte en la detección, alarma, así como de extinción del fuego. Estas pruebas están definidas en periodos de un mes, tres meses, un año, dependiendo del equipo.
3. Debe planificarse el mantenimiento preventivo del SCI, y prueba de sus componentes principales.
4. Revisión general de la operación del sistema de protección contra incendios.
5. Guías de operación detalladas.
6. Aplicar procedimientos de mantenimiento.
7. Ejecutar procedimientos de pruebas periódicas.
8. Los sistemas de aspersores deben drenar a tubos o canales de alcantarillado o aguas lluvias durante las pruebas, permitiendo realizar pruebas de caudal.
9. Se deben tomar las precauciones necesarias para que el agua que sale de las tomas de prueba durante la inspección sea evacuada.

10. La tubería de aspersores y los soportes no deben ser utilizados para sujetar otros componentes ajenos al sistema.

11. Todos los trabajos deben realizarse conforme a los requerimientos y procedimientos recomendados por las Normas de la NFPA (*National Fire Protection Association*), listados en:

NFPA 13 - “Norma para la Instalación de Sistema de Rociadores”

-NFPA 15 - “Norma para la Instalación de Tuberías Verticales y de Mangueras”.

NFPA 20 - “Norma para la Instalación de Bombas Estacionarias de Protección Contra Incendios”.

12. Todos los equipos y materiales utilizados serán listados UL (Underwriters Laboratory) y FM (Factory Mutual) certificación para el uso en sistemas contra incendios.

BIBLIOGRAFÍA

- Alvarado, W. (2007). *ESPECIFICACIÓN TÉCNICA DE SISTEMAS CONTRA INCENDIOS EN TRANSFORMADORES DE ALTA TENSIÓN*. Obtenido de http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0642_EA.pdf
- Atencio Coronado, K., & Palacio Herrera, I. (2008). *ELEMENTOS DE DISEÑO DE SUBESTACIONES DE ALTA Y EXTRA ALTA TENSIÓN*. Obtenido de UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLIVAR. FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRÓNICA ÁREA DE SUBESTACIONES.
- Atencio, K., & Palacio, I. (2008). *ELEMENTOS DE DISEÑO DE SUBESTACIONES DE ALTA Y EXTRA ALTA TENSIÓN*. Obtenido de UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLIVAR.
- Barrantes Pinela, L. (2011). *Diseño del Sistema de Protección y Control de Subestaciones Eléctricas*. Obtenido de file:///C:/Users/ING%20PHILCO/Downloads/LUCIA%20SARAY%20BARRANTES%20PINELA_MEMORIA%20PFC.pdf
- CELEC. (2015). *Corporación Eléctrica del Ecuador*. Obtenido de <https://www.celec.gob.ec/termopichincha/index.php/noticias/312-ecuador-exportara-energia-a-colombia>
- Comisión Federal de Electricidad. (2001). *Protección, Control y Medición*. Mexico.
- CORPOELEC. (2016). *Transformador de 10 MVA*. Obtenido de <http://www.corpoelec.gob.ve/noticias/nuevo-transformador-de-10-mva-mejora-servicio-en-municipio-colina-de-falc%C3%B3n>
- ECUAS. (2015). *Diseño de mallas de puesta a tierra y apantallamiento contra descargas atmosféricas*. Obtenido de <http://www.ecuas.co/category/servicios/>
- Educaplus.org*. (2007). Recuperado el 10 de diciembre de 2015, de <http://www.educaplus.org/moleculas3d/vsepr.html>

- Enrique Harper, G. (1963). *Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión*. México: Limusa.
- IMSE. (2016). *Sistemas de protección contra incendios en Transformadores de Subestación*. Obtenido de <http://imseingenieria.blogspot.com/2016/04/sistemas-de-proteccion-contra-incendios.html>
- Juárez Vidaurre, G. (2005). *PRUEBAS PREDICTIVAS A PARARRAYOS DE ÓXIDO METÁLICO PARA ALTA TENSIÓN TIPO SUBESTACIÓN*. Obtenido de Universidad de San Carlos de Guatemala. Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica: http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0563_EA.pdf
- P&L Internacional. (2013). *SOLUCIONES INTEGRALES en ENERGIA ELECTRICA*. Obtenido de <http://pandlinternational.weebly.com/energia-electrica-venezuela.html>
- Ramírez, Carlos . (1991). *Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión*. Colombia: Mejia Villegas, S.A.
- Robles, M., & Salas, E. (2011). *Sistema de Protección y Prevención Contra Explosión e Incendio para Transformadores de Potencia en una Subestación*.
- Rojas, G. (2010). *MANUAL DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA*. Obtenido de <https://hugarcapella.files.wordpress.com/2010/03/manual-de-puesta-a-tierra.pdf>
- SGB. (2013). *TRANSFORMADORES DE POTENCIA* . Obtenido de http://www.multinacionaltrade.com/es/pdf/Catalogo%20trafos%20potencia%20SGB_hasta_140MVA.pdf
- UDELAR-Fing. (2010). *Introducción a los Sistemas de Protección de Sistemas Eléctrico de potencia*. Obtenido de Transformadores de corriente: https://eva.fing.edu.uy/pluginfile.php/71682/mod_resource/content/3/B_II%20P_trafo_corriente.pdf

GLOSARIO

Cabeza del incendio:

Sector o área del incendio donde el fuego presenta mayor velocidad de propagación; en algunos casos puede presentarse más de una.

Confinamiento:

Etapas en la secuencia de operaciones de supresión que consiste en restringir un incendio dentro de límites determinados, establecidos en forma previa al incendio y/o durante el desarrollo del mismo.

Explosión de fuego:

Aumento repentino en la intensidad del fuego o en su velocidad de propagación, de magnitud tal que no permite un control directo o que perturba los planes de control existentes.

Fase de preignición:

Fase de un fuego durante la cual los combustibles se calientan hasta la temperatura de ignición.

Índice de riesgo:

Indicador cuantitativo y/o cualitativo de la probabilidad de que un área esté expuesta a una fuente de ignición, ya sea natural o antrópica.

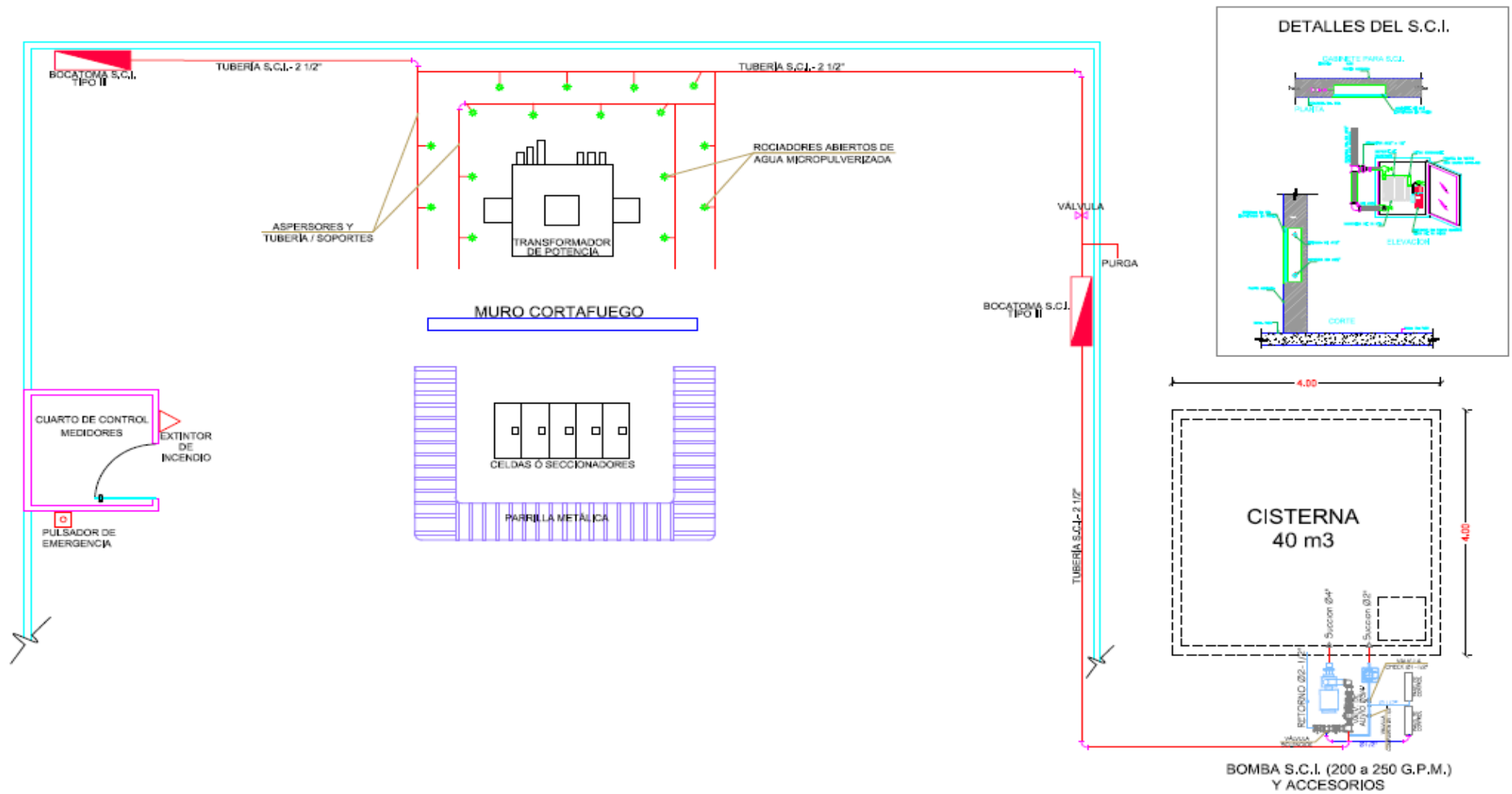
Triángulo de fuego:

Herramienta didáctica en la cual cada lado de un triángulo equilátero se refiere a los tres factores necesarios para la combustión y producción de llama (oxígeno, calor y combustible).

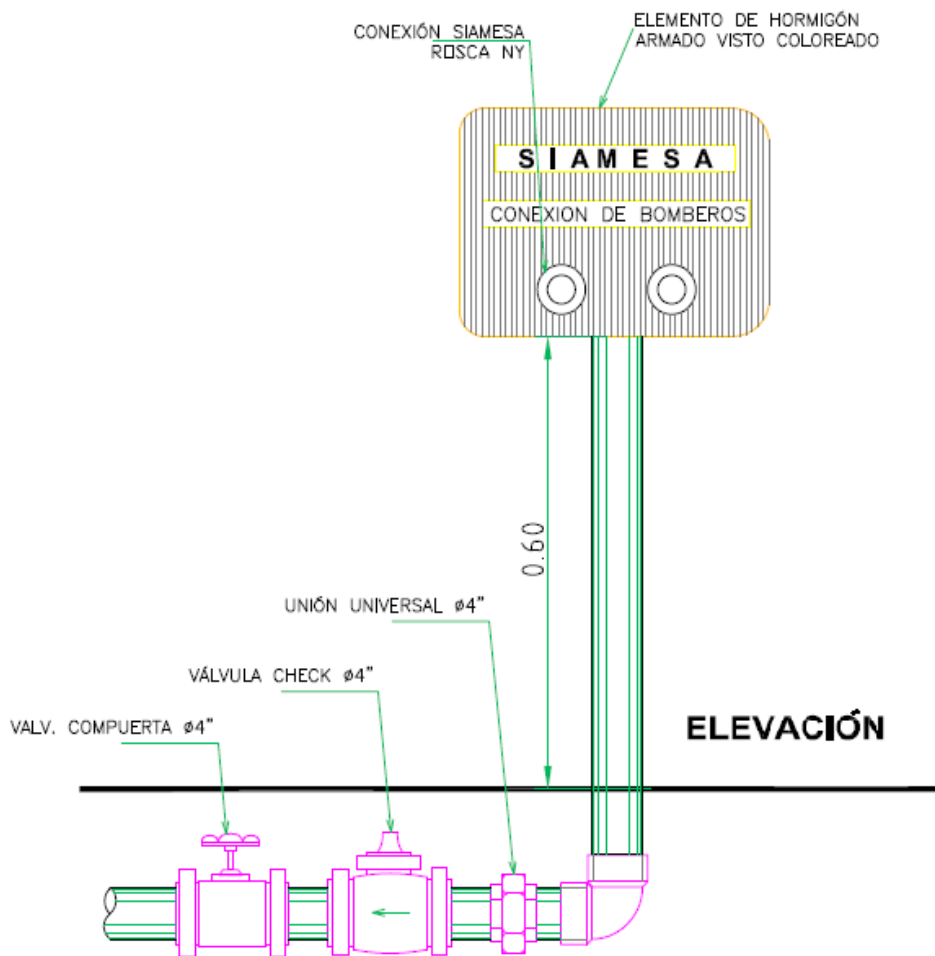
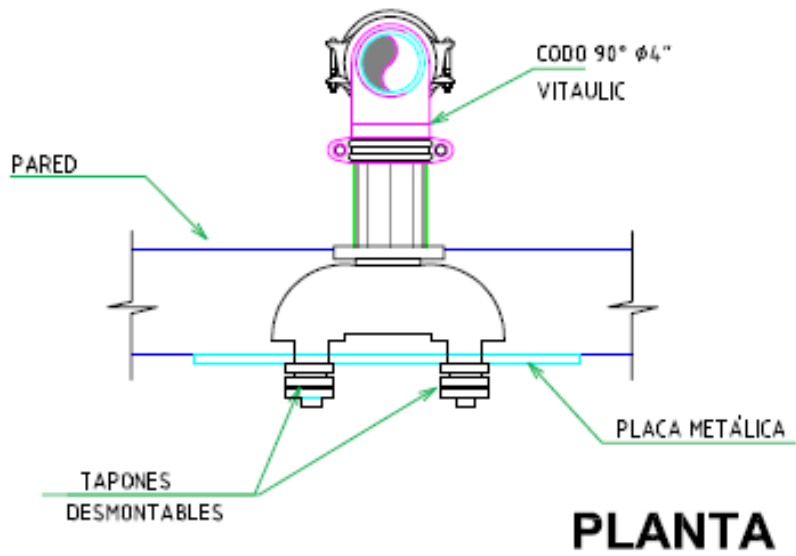
ANEXO 1: PRESUPUESTO DEL SCI

PRESUPUESTO REFERENCIAL DEL SISTEMA CONTRA INCENDOS(SCI)					
Descripcion		cantidad	Unidad	costo unitario	Total
Bomba a diesel de 150 gpm@ 110PSI		1	Global	8500,00	8500,00
Bomba Jockey 15 gpm@ 110 PSI					
Tableros de control					
Tuberías, válvulas, accesorios					
Instalación		1	Global	3500,00	3500,00
Tanque de agua para el SCI					
Construcción tanque de 25 m3 o cisterna (opcional)		1		8500,00	8500,00
Transporte		1		250,00	250,00
Instalación		1		2000,00	2000,00
Tuberías y accesorios					
Tuberías de 2 1/2" célula 40		70	mts	9,37	655,90
Tuberías de 1 1/2" célula 40		12	mts	4,45	53,40
Tuberías de 1 "célula 40		35	mts	3,85	134,75
Tee de 2 1/2"		7	Und.	6,27	43,89
Codo de 90 de 2 1/2"		7	Und.	4,90	34,30
Reductor de 2 1/2" a 1 1/2"		5	Und.	2,51	12,55
Uniones ranuradas de 2 1/2"		10	Und.	3,15	31,50
Tee de 1 1/2"		7	und.	3,59	25,13
Codo de 90 x 1 1/2"		2	Und.	2,91	5,82
Tee de 1 "		22	Und.	3,22	70,84
Reductores de 1 1/2" a 1/2"		12	Und.	2,50	30,00
Reductor de 1 1/2" a 1		3	Und.	2,21	6,63
Tapón de 1 1/2		2	Und.	1,34	2,68
Uniones ranuradas de 1 "		30	und.	2,90	87,00
Codo de 90 de 1"		6	Und.	3,22	19,32
Válvula de palanca de 1"		2	Und.	11,91	23,82
Siamesa de 2"x 2 1/2"x 2 1/2"		1	und.	125,00	125,00
Soportería de tubería		1	Und.		
Cajetines contra incendios completo		2	Und.	700,00	1400,00
Rociadores montante de K4.5 a 5		24	Und.	5,81	139,44
Válvula de control supervisada de 2 1/2"		1	Und.	128,65	128,65
Válvula Check de 2 1/2"		1	Und.	103,75	103,75
Sensor de flujo de 2 1/2" 20 gpm		1	Und.	149,50	149,50
Mano de obra /puesto en marcha/ asesoría		1	Global		6000,00
Misceláneos		1	Global		1000,00
Imprevistos (5%)		1	Global		1500,00
Subtotal					34533,87
IVA 12%					4144,06
TOTAL					38677,93

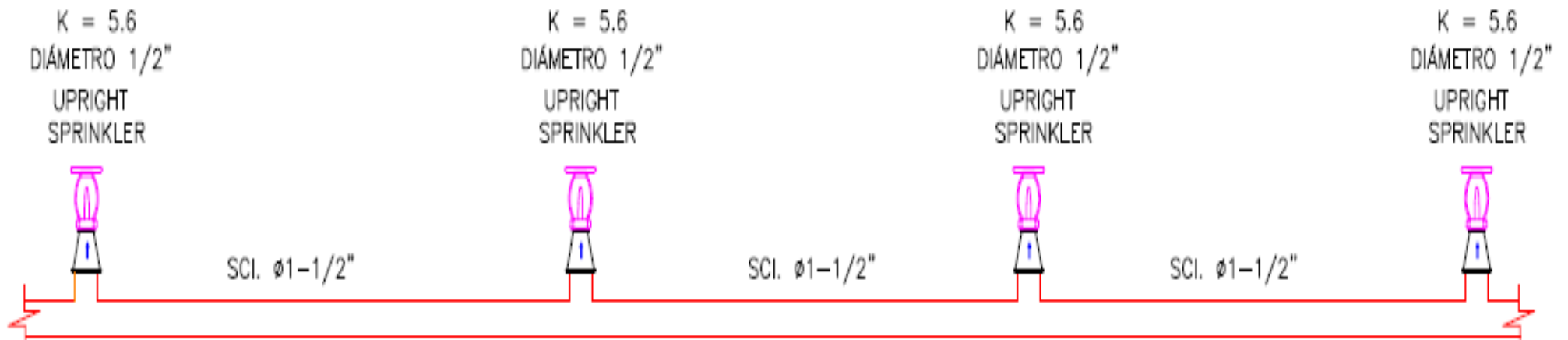
ANEXO 2: PLANO DEL SCI PARA SUBESTACIÓN CON TRANSFORMADOR DE POTENCIA



DETALLE DE CONEXIÓN SIAMESA EN PLANTA BAJA

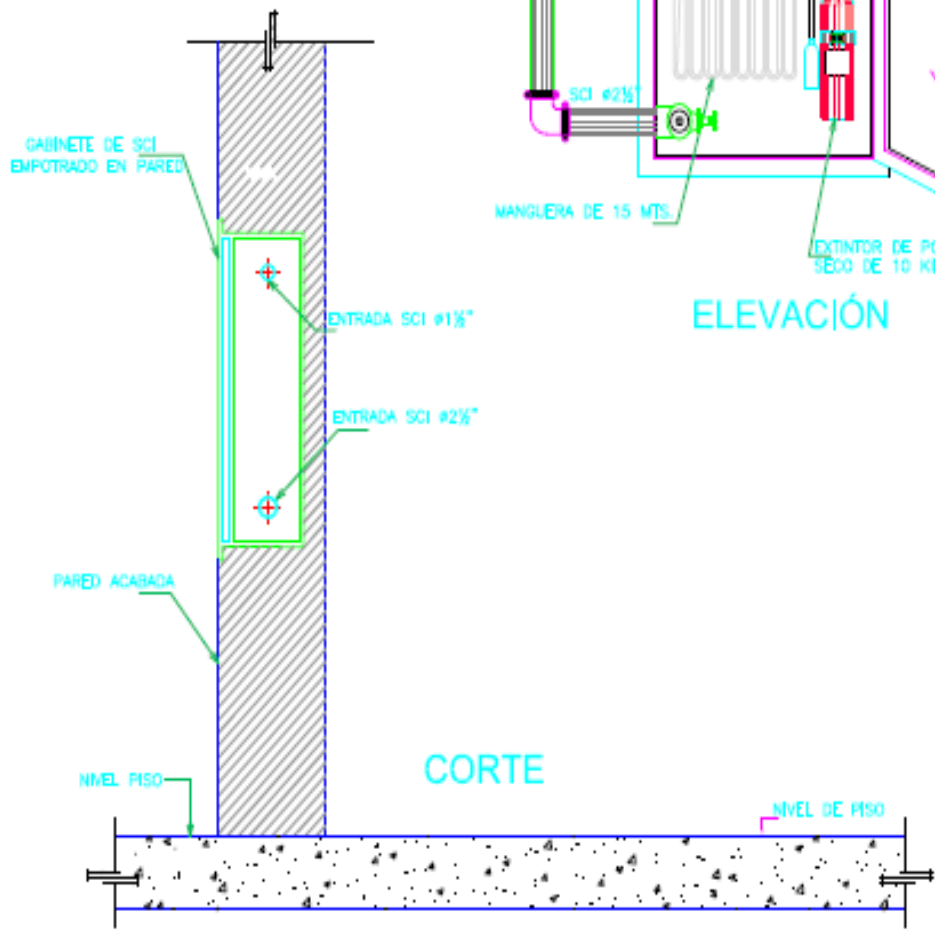
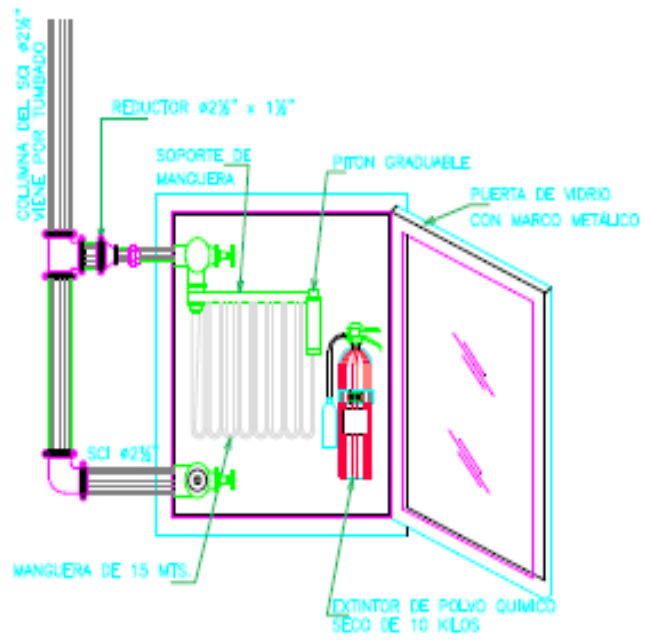
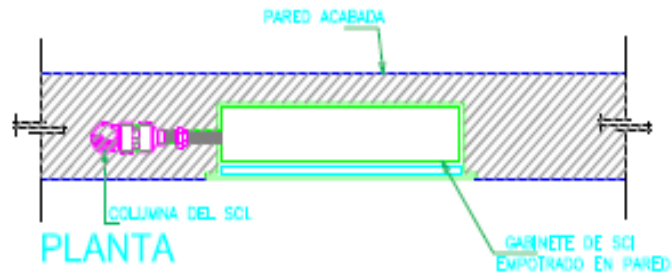


DETALLE DE SPRINKLER



GABINETE PARA S.C.I.

ESCALA 1:20





Presidencia
de la República
del Ecuador



Plan Nacional
de Ciencia, Tecnología,
Innovación y Saberes



DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **Rodríguez Palacios Jorge Luis** con C.C: **0916254899**, autor del trabajo de titulación: **“Diseño de un sistema contra incendio para una subestación eléctrica con transformador de potencia”** previo a la obtención del título de **Ingeniero Eléctrico-Mecánico con Mención en Gestión Empresarial Industrial**, en la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

1.- Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las instituciones de educación superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de titulación para que sea integrado al Sistema Nacional de Información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.

2.- Autorizo a la SENESCYT a tener una copia del referido trabajo de titulación, con el propósito de generar un repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Guayaquil, 22 Septiembre del 2017

Rodríguez Palacios, Jorge Luis

C.C: 0916254899

REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA

FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE TITULACIÓN

TÍTULO Y SUBTÍTULO:	“Diseño de un sistema contra incendio para una subestación eléctrica con transformador de potencia”		
AUTOR	Rodríguez Palacios, Jorge Luis		
REVISOR(ES)/TUTOR(ES) (apellidos/nombres):	Ing. Montenegro Tejada, Raúl, MSc.		
INSTITUCIÓN:	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil		
FACULTAD:	Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo		
CARRERA:	Ingeniería Eléctrico-Mecánica		
TÍTULO OBTENIDO:	Ingeniero Eléctrico-Mecánico con Mención en Gestión Empresarial Industrial		
FECHA DE PUBLICACIÓN:	22 de Septiembre de 2017	No. DE PÁGINAS:	98
ÁREAS TEMÁTICAS:	Máquinas eléctricas, Distribución eléctrica		
PALABRAS CLAVES/ KEYWORDS:	Transformador de potencia, subestación eléctrica, NFPA 20, sistema contra incendios, rociadores, NFPA 15.		
RESUMEN/ABSTRACT (150-250 palabras):			
<p>El presente trabajo de titulación tiene como objetivo general, plantear el diseño un sistema contraincendios para una subestación eléctrica, se analizará y se delinearé el sistema de protección contra incendio para una subestación eléctrica, existen varios factores como el cortocircuito que puede provocar excesivos calentamientos y explosiones que dan lugar a posibles incendios. Se utiliza el método de investigación bibliográfica pues se recopila estudios documentados acerca de características de materiales propensos a inflamación e incendios que provocan explosión y principio de incendio, así también se aplica el método descriptivo y analítico para caracterizar y también analizar diferentes métodos de protección contra incendio esta vez en el transformador de potencia de una subestación eléctrica. Como resultado del presente trabajo de titulación, se bosqueja un diseño de Sistema Contra Incendio (SCI) para un transformador de potencia de 10 MVA el mismo que consta de un sistema de bombeo y aspersores, el dimensionamiento de sus principales elementos se lo realiza con cálculos y el plano del SCI cumple con normas nacionales y la norma internacional NFPA 20.</p>			
ADJUNTO PDF:	<input checked="" type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	
CONTACTO CON AUTOR/ES:	Teléfono: +593-4-2555777 / 0996812201	E-mail: george_squad20@hotmail.com	
CONTACTO CON LA	Nombre: Philco Asqui, Luis Orlando		

INSTITUCIÓN: COORDINADOR DEL PROCESO DE UTE	Teléfono: (04) 2 202935 ext.20007
	E-mail: luis.philco@cu.ucsg.edu.ec / ute@cu.ucsg.edu.ec
SECCIÓN PARA USO DE BIBLIOTECA	
Nº. DE REGISTRO (en base a datos):	
Nº. DE CLASIFICACIÓN:	
DIRECCIÓN URL (tesis en la web):	