

41126
51



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES.

CAMPUS ARAGÓN

**ESTUDIO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO
PARA UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE 34.5 KV
DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA
(ARREA ELÉCTRICA ELECTRÓNICA)**

**P R E S E N T A :
DANIEL HERNÁNDEZ COCA**

DIRECTOR DE TESIS: ING. ABEL VERDE CRUZ



MÉXICO

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

2003

1



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



SECRETARÍA NACIONAL
DE EDUCACIÓN PÚBLICA
ESTADOS UNIDOS MEXICANOS

**ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS
PROFESIONALES ARAGÓN - UNAM**

**JEFATURA DE CARRERA DE
INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA**

OFICIO: ENAR/JAME/0759/03.

ASUNTO: Síno. d.

**LIC. ALBERTO IBARRA ROSAS
SECRETARIO ACADÉMICO
P R E S E N T E.**

Por este conducto me permito relacionar los nombres de los Profesores que sugiero integren el Síno. d. del Examen Profesional del alumno: **DANIEL HERNÁNDEZ COCA**, con Número de Cuenta 9230779-3, con el tema de tesis: **"ESTUDIO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO PARA UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE 34.5 KV DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA"**.

* PRESIDENTE:	ING. JOSÉ JUAN RAMÓN MEJÍA ROLDÁN	MARZO	85	*
VOCAL:	ING. JUAN ANTONIO VILLANUEVA ORTEGA	SEPTIEMBRE	94	
SECRETARIO:	ING. ABEL VERDE CRUZ	ABRIL	95	
SUPLENTE:	ING. PRÓCORO PABLO LUNA ESCORZA	ENERO	96	
SUPLENTE:	ING. JOSÉ LUIS ESTRADA GARCÍA	MARZO	96	

Quiero subrayar que el Director de Tesis es el Ing. Abel verde Cruz, quien está incluido en base a lo que reza el Reglamento de Exámenes Profesionales de esta Escuela.

A T E N T A M E N T E
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Bosques de Aragón, Estado. de México 1^o de septiembre del 2003.
EL JEFE DE CARRERA


ING. RAÚL BARRÓN VERA

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

c c p. Lic. Ma. Teresa Luna Sánchez.- Jefa del Depto. de Servicios Escolares.
c c p. Ing. Abel Verde Cruz. Asesor.
c c p. alumno

RBV/scd.

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES
ARAGÓN

DIRECCIÓN



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

DANIEL HERNANDEZ COCA
Presente

Con fundamento en el punto 6 y siguientes, del Reglamento para Exámenes Profesionales en esta Escuela, y toda vez que la documentación presentada por usted reúne los requisitos que establece el precitado Reglamento; me permito comunicarle que ha sido aprobado su tema de tesis y asesor.

TÍTULO:
"ESTUDIO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO PARA UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA
DE 34.5 KV DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA"

ASESOR: Ing. ABEL VERDE CRUZ

Aprovecho la ocasión para reiterarle mi distinguida consideración.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
San Juan de Aragón, México, 23 de junio de 2009.

LA DIRECTORA


ARQ. LILIA TURCOTT GONZÁLEZ



 *
C p Secretaría Académica
C p Jefatura de Carrera de Ingeniería Mecánica Eléctrica
C p Asesor de Tesis

LTG/AIR/11a



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

AGRADECIMIENTOS

A MIS PADRES:

*Por el entusiasmo y el apoyo que me dieron para que acabara mi meta que es mi carrera,
Ya que sin ustedes no hubiera podido lograr esta meta, por lo que ahora me he convertido
En la persona que soy.*

A MIS HERMANOS:

*De igual manera por motivarme a no dejar la meta, seguir adelante y no quedarme atrás.
Porque ustedes son parte fundamental importante en mi vida y en los logros alcanzados hasta ahora.*

*A TODA MI FAMILIA
EN GENERAL:*

En darme ánimos a seguir adelante y no defraudarlos

Ing. Cruz Verde Abel

*Doy gracias de agradecimiento por motivarme a iniciar y concluir esta tesis,
Ya que mostré en cada momento de la buena voluntad de compartir su
Sabiduría como un gran profesional académico.*

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

INDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I GENERALIDADES DE LAS SUBESTACIONES ELECTRICAS	
1.1 Conceptos generales	8
CAPITULO II ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE UNA SUBESTACIÓN ELECTRICA	
2.1 Instrumentos de medición	17
2.1.2 Clasificación de los instrumentos eléctricos de medición	17
2.1.3 Principio de funcionamiento de los instrumentos indicadores	19
2.1.4 Principales instrumentos eléctricos de medición	20
2.1.5 Protección de sobrecarga	22
2.2 Elementos de protección	23
Cuchillas desconectadoras en aire	
2.2.1 Componentes de una cuchilla desconectadora	23
2.2.2 Clasificación de las cuchillas desconectadoras	24
2.3 Interruptores de potencia	26
2.3.1 Proceso de interrupción	27
2.3.2 Magnitudes características	27
2.3.4 Prestaciones de los interruptores de potencia	29
2.3.4.1 Interrupción de pequeñas corrientes inductivas	29
2.3.5 Interruptores en aceite	30
2.3.5.1 Interruptores de pequeño volumen de aceite	30
2.3.6 Interruptores en aire	31
2.3.6.1 Extinción del arco	32
2.3.7 Interrupción en vacío	32
2.3.7.1 Principio de interrupción	32
2.4 Apartarrayos	33
2.4.1 Clasificación	34
2.4.2 Tensiones normalizadas en KV (rms) para apartarrayos De hasta 34.5 KV	35
2.4.3 Características de los apartarrayos	35
2.4.4 Designación de apartarrayos	38
2.4.5 Margen de protección	38
2.5 Barras colectoras o buses	40
2.5.1 Tipos de barras	40
2.5.2 Materiales conductores	42
2.6 El transformador	45
2.6.1 Partes principales del transformador	45
2.6.2 Clasificación de los transformadores	46
2.6.3 Partes que integran un transformador	47
2.6.4 Provisión para conexión del tanque a tierra	51
2.6.5 Indicadores de los transformadores sumergidos en liquido Dieléctrico, indicador del nivel del liquido aislante.	52
2.6.6 Sistema de enfriamiento y tipo de transformadores	52
2.6.6.1 Transformadores sumergidos en liquido aislante	52
2.6.6.2 Transformadores tipo seco	53
2.6.6.2.1 Transformadores tipo seco ventilados	54
2.6.6.3 Transformadores sumergidos en aceite mineral	54

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

5

2.6.6.3.1 Efecto de la altitud en la elevación de la temperatura	55
2.6.6.3.2 Datos técnicos de transformadores sumergidos en aceite mineral	55
2.6.7 Transformadores sumergidos en líquidos de silicona	57
2.6.7.1 Aplicación de las siliconas líquidas	57
2.6.8 Transformadores en resina o encapsulados	58
2.6.8.1 Ventajas de los transformadores encapsulados	59
2.7 Transformadores de instrumento	59
2.7.1 Transformadores de corriente	60
2.7.1.1 Tipos de transformador de corriente	60
2.7.2 Transformadores de potencial	62
2.7.3 Analogía de los transformadores de potencial y de corriente	64
2.8 Tableros eléctricos de distribución	66
2.8.1 Clasificación	66
2.8.2 Descripción	66
Tableros blindados metal-clad	
2.8.2.1 Tableros tipo cubículo	67
2.8.2.2 Tableros tipo abierto	67
2.8.2.3 Tableros tipo frente muerto	68
2.8.2.4 Tableros tipo modular	68
2.8.2.5 Tableros tipo escritorio	
2.8.3 Condiciones generales de servicio	69
2.8.4 Generalidades sobre los tableros de distribución	
Conexión a tierra	70
2.8.5 Secuencia de fases y polaridad de barras colectoras	70
2.8.6 Placa de datos	70
2.8.7 Tableros de media tensión	70
2.8.8 Tableros para baja tensión	71
2.8.8.1 Elementos que conforman un tablero para baja tensión	72
2.8.8.2 Dispositivos de protección de circuitos a baja tensión	72
2.8.8.2.1 Tipos de dispositivos protectores	73
2.8.8.2.3 Selección del dispositivo protector	73
2.8.8.3 Interruptores para baja tensión	73
2.8.8.4 Tipos de interruptores termomagnéticos	75
2.8.8.5 Aplicaciones de los interruptores en aire para baja tensión	76
2.8.8.6 Fusibles limitadores de corriente	76
2.9 Aisladores	77
2.9.1 Selección de aisladores	78
2.10 Restauradores	78
2.11 Capacitores	79
2.12 Divisor de voltaje	79
2.13 Sistema de tierras	79
2.13.1 Funciones del sistema de tierras	80
2.13.2 Diseño del sistema de tierras	80
2.13.3 Comportamiento de la malla de tierra bajo condiciones	
De falla	82
2.13.4 Diferencias de potencial tolerables	83
2.13.4.1 Voltaje de paso	83
2.13.4.2 Voltaje de contacto	84
2.13.4.3 Voltaje de transferencia	85
2.13.5 Seguridad y la puesta a tierra	
2.13.6 Procedimiento de diseño del sistema de tierras	86
2.13.6.1 Investigación de las características del terreno	86
2.13.6.2 Medición de la resistividad del terreno	87

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

2.13.6.3	Determinación del valor máximo de la corriente De falla a tierra	88
2.13.6.4	Tipos de falla	88
2.13.6.5	Factores de corrección considerados en el cálculo de las corrientes de cortocircuito	88
2.13.6.6	Factor de decremento	88
2.13.6.7	Factor de seguridad por crecimiento de la subestación	89
2.13.7	Método de cálculo	89
2.13.8	Método clásico	89
2.13.8.1	Diseño preliminar	89
2.13.8.2	Cálculo del calibre del conductor de la malla	90
2.13.8.3	Cálculo de las tensiones de paso, de contacto y de la malla de red de tierra	91
2.13.8.4	Cálculo de la longitud total del conductor	93
2.13.8.5	Cálculo del potencial máximo presentado en la red y de los potenciales De paso en los alrededores de la malla	94

CAPITULO III DISTURBIOS MAS FRECUENTES EN LA SUBESTACIÓN ELECTRICA

3.1	Disturbios que afectan a los sistemas de distribución	96
3.2	Sobretension	97
3.2.1	Origen y tipos de sobretensiones	97
3.2.2	Descargas atmosféricas	97
3.2.2.1	Sobretensiones debidas a descargas atmosféricas	100
3.2.2.2	Sobretensiones por descargas atmosféricas sobre conductor de fase	100
3.2.2.3	Sobretensiones por descargas directas	100
3.2.2.4	Sobretensiones por inducción electrostática (descargas indirectas)	100
3.2.2.5	Sobretensiones electromagnéticas inducidas	101
3.2.3	Sobretensiones temporales	101
3.2.4	Sobretensiones por maniobra	101
3.3	Sobrecarga	102
3.4	El cortocircuito	102
3.4.1	Elementos necesarios para su representación	103
3.4.2	Corrientes simétricas y asimétricas de cortocircuito	105
3.4.2.1	Asimetría de la corriente de cortocircuito	106
3.4.2.2	Componente de corriente directa de la corriente asimétrica de Cortocircuito	106
3.5	Efectos que producen los disturbios	108

CAPITULO IV COMO SOLUCIONAR ESTOS TIPOS DE DISTURBIOS EN LAS SUBESTACIONES ELECTRICAS

4.1	Medios para evitar los disturbios y limitar sus efectos	109
4.2	Dispositivos de protección contra disturbios	109
4.3	Protección contra sobrecargas	109
4.3.1	Tipos de protección	111
4.3.2	Características funcionales de los relevadores	112
4.3.2.1	Tiempo de operación	113
4.3.2.2	Principio de operación	114
4.4	Protección para evitar sobretensiones	115
4.4.1	Protección contra descargas atmosféricas	115
4.5	El pararrayos sistema de seguridad que evita las sobretensiones	116

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

4.6 Pararrayos para proteger sobretensiones por maniobra	117
4.7 Localización del pararrayos	118
4.8 Protección por blindaje	119

CAPITULO V COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO EN LA SUBESTACIÓN ELECTRICA

5.1 Coordinación de aislamiento	121
5.2 Aislamientos	122
5.2.1 Aislantes líquidos	123
5.2.2 Aislantes sólidos	123
5.2.3 Aislantes gaseosos	124
5.3 Tipos de aislamientos	124
5.3.1 Aislamientos autorrestaurables	124
5.3.2 Aislamientos no autorrestaurables	125
5.3.3 Aislamientos externos	125
5.3.4 Aislamientos internos	125
5.4 Clases de aislamiento	125
5.5 Nivel de aislamiento nominal	126
5.6 Nivel de protección y coordinación de aislamiento	126
5.7 Distancias de no flameo en aire	127
5.7.1 Aislamiento de fase a tierra	127
5.7.2 Aislamiento de fase a fase	127
5.7.3 Distancias mínimas recomendadas	127
5.7.4 Dimensionamiento dieléctrico en subestaciones eléctricas	127
5.7.4.1 Distancias de diseño	128
5.7.4.2 Distancias entre centros de fases	128
5.7.4.3 Alturas mínimas de las barras sobre el nivel del suelo	129
5.7.4.4 Alturas de los equipos	130
5.7.4.5 Llegada de líneas a subestaciones	130
5.7.4.6 Distancias y equipo de seguridad	130
CONCLUSIONES	132
ANEXOS	133
BIBLIOGRAFÍA	137

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

INTRODUCCIÓN

En el presente trabajo de investigación "Estudio de la coordinación de aislamiento en una subestación eléctrica de 34.5 KV de distribución primaria", tiene como objetivo mostrar los disturbios mas frecuentes que se presentan en la subestación eléctrica, de la misma manera, se conocerán los diferentes dispositivos de protección para los sistemas de distribución y la metodología para la coordinación de estos dispositivos.

En los sistemas eléctricos, sean de alta o baja tensión, se presentan muchos disturbios que afectan a las instalaciones y equipos que se encuentran bajo su alimentación, provocando daños materiales y costosos e inclusive daños al ser humano, si no se toman las medidas correctas.

Los disturbios que se presentan se hacen de mayor importancia cuando la tensión de operación se incrementa, ya que una falla en alta tensión tendrá problemas más graves, por lo tanto cuando la falla se presenta se debe de corregir y controlar adecuadamente, y mejor aun antes de que se presente debemos de implementar los medios necesarios para su correcto funcionamiento.

También se presentan en las instalaciones problemas que son originados internamente y otros que son originados por fenómenos atmosféricos, por lo que de igual forma se deben de tomar las debidas precauciones necesarias para así evitar que ocasione algún problema.

En el capítulo 1 se manejan los conceptos generales que son básicos sobre los circuitos eléctricos y las instalaciones eléctricas, por lo que hace una referencia al ingeniero sobre las generalidades eléctricas. Además de otros conceptos de los cuatro capítulos restantes.

En el capítulo 2 se describen los principales componentes de la subestación eléctrica, así como el estudio de las funciones que desempeñan cada uno de los elementos y su aplicación.

El capítulo 3 se describen los disturbios mas frecuentes en la subestación eléctrica. Estos sistemas eléctricos están expuestos a diferentes contingencias (condiciones anormales de operación) tales como sobretensiones debidas a descargas atmosféricas, sobretensiones por maniobra (desconexión o conexión) de interruptores en las redes, perdidas de carga, efecto ferranti, etc. Y a otro tipo de fallas que pueden tener su origen en las anteriores como son los cortocircuitos en los distintos puntos de las instalaciones.

En un sistema eléctrico existen tres aspectos relacionados con su operación y que deben ser considerados en el diseño de los mismos es decir:

- Lo que se conoce como la operación normal del sistema que significa que no existen fallas por corto circuito o circuitos abiertos.
- La prevención de fallas que significan que dentro de los límites económicos permisibles se debe diseñar con un alto índice de confiabilidad, o sea, un bajo índice de fallas lo cual es deseable en la mayoría de los casos pero es inevitable que presenten fallas en los sistemas, lo que se pretende es que el número de estas se minimice por lo que se debe prevenir la ocurrencia de fallas.
- Partiendo de la base de que no es posible evitar que ocurran fallas es necesario adoptar medidas tendientes a reducir los efectos de las mismas.

En el capítulo 4 de igual forma se describen los medios para evitar estos disturbios con el objeto de proteger al personal y a los equipos mismos, se deben de adoptar medidas de protección para evitar en lo posible los accidentes o perdidas de suministro de la energía, según sea el caso. Estas medidas de protección forman parte del diseño o proyecto de los sistemas e instalaciones eléctricas y cubren una gama muy amplia en posibilidades por lo que es necesario establecer diferencias básicas.

Las normas y reglamentos eléctricos disponen los requisitos que deben adoptarse en la fabricación, montaje y utilización de subestaciones eléctricas, así como de aquellos aparatos y dispositivos que las integran. Su finalidad es proteger, en lo posible, a personas y bienes materiales contra peligros directos o indirectos, causados por acciones perjudiciales de la energía eléctrica. Así mismo, pueden contener recomendaciones orientadas a lograr perfección, seguridad y eficiencia en el funcionamiento de aparatos y circuitos eléctricos, es decir, con la ayuda de las normas se evitan malos diseños que pueden ser causa de:

- Peligro a la vida o la salud
- Incendios por sobrecalentamientos y corto circuito en los equipos
- Bajo rendimiento del equipo por exceso de caída de tensión y considerables pérdidas de energía, lo cual incrementa el costo de las instalaciones
- Alto costo inicial de las instalaciones por recorrido excesivo de conductores y mal aprovechamiento de canalizaciones

Además, el acatamiento a lo dispuesto por las normas y reglamentos eléctricos vigentes es determinante para la solución satisfactoria de demandas judiciales causadas por daños personales o materiales, esto es cumplir, con dichas normas de responsabilidad a todas aquellas que de alguna manera intervienen en la producción, montaje u operación de subestaciones eléctricas, por el contrario, infringirlas es causa suficiente para incurrir en responsabilidad civil o penal.

Es usual tomar como base a las normas en acuerdos contractuales, por ejemplo, al momento de especificar ciertas condiciones especiales de fabricación del equipo.

Partiendo de la base de que los sistemas eléctricos están expuestos a diferentes tipos de fallas de las denominadas internas, se deben diseñar esquemas de protección que sean selectivos, es decir, que en las distintas partes de un sistema se minimice el número de usuarios que queden sin servicio cuando ocurre un disturbio.

Para lograr lo anterior se requiere definir áreas de protección en los sistemas así como los traslapes entre estas áreas de protección, desde la planta generadora hasta las redes de alimentación primaria.

El objeto primordial de los sistemas eléctricos es asegurar la energía a los consumidores, en todo tiempo y sin interrupción. Cualquier avería que afecte a los sistemas eléctricos, perturba las exigencias normales del servicio y, por tanto, debe evitarse o, a lo menos eliminarse tan rápidamente como sea posible.

Según reportes del IEEE, el umbral de percepción de la corriente eléctrica en un ser humano es del orden de 1 mA, ya en niveles de 9 a 25 mA resulta un efecto doloroso y empieza a presentarse el fenómeno de contracción muscular (aferrarse a los objetos electrificados), en el intervalo de 50 a 100 mA se presenta el umbral de la fibrilación ventricular y los valores superiores a 100 mA pueden provocar la muerte por ausencia de la actividad cardíaca y asfixia.

Experimentos realizados en la universidad de Colombia, han marcado 100 miliamperes como el umbral de fibrilación, pero sin especificar la duración del choque eléctrico, por tanto, al proyectar los sistemas de protección contra corto circuito de una subestación es necesario tomar en cuenta los tiempos de operación de los relevadores y otros dispositivos para eliminar la duración de choques eléctricos en el ser humano, evitando riesgos por fibrilación, por lo que es conveniente establecer como norma que un valor seguro para un corazón sano es de 25 miliamperes a través de él, claro que la duración de dicha corriente es de tres segundos como máximo.

Por otro lado el estudio que se realiza en los aislamientos debe cumplir una función, que es la de proteger a los equipos y elementos eléctricos de sobretensiones generadas por fenómenos atmosféricos o bien generados por los mismos sistemas eléctricos; los aislamientos brindan una protección en los sistemas eléctricos, ahora se debe de elegir el aislamiento adecuado para cada sistema específico, para ello se emplea la coordinación de aislamiento que es el capítulo 5, donde mediante los diversos cálculos se elige el aislamiento adecuado capaz de soportar las sobretensiones que se presenten en la subestación eléctrica.

CAPITULO I

GENERALIDADES DE LAS SUBESTACIONES ELECTRICAS
DEFINICIONES GENERALES

3-A

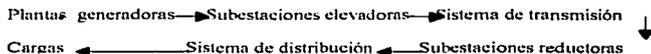
TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Generalidades de las subestaciones eléctricas

Es facultad exclusiva de la nación generar, transmitir y distribuir energía eléctrica, la prestación de este servicio público es por cuenta de la comisión federal de electricidad (C.F.E.) y de la compañía de luz y fuerza del centro, S.A., en liquidación. Ambas empresas cuentan con instalaciones y equipos apropiados para desarrollar el proceso generación-consumo de la energía eléctrica.

Además para la generación periódica de pequeñas cantidades de energía eléctrica se ha utilizado la fuerza del viento, de las mareas o de la energía solar. Gracias a que la energía puede ser transmitida a grandes distancias a un costo relativamente bajo, las centrales generadoras son instaladas en lugares donde las condiciones sean favorables para la generación de potencia eléctrica.

Normalmente la energía eléctrica se genera a tensiones moderadamente elevadas (de 5 a 23 KV), se transforma a alta tensión para ser transmitida y nuevamente se reduce en las subestaciones próximas a los centros de consumo. Si expresáramos el proceso anterior por medio de un diagrama, se vería así:



El continuo crecimiento de las densidades de corriente producto de las exigencias de la vida moderna, a traído como consecuencia la expansión de las redes en alta tensión y como se ha demostrado la conveniencia económica de transmitir y de distribuir potencia eléctrica a tensiones elevadas, es importante que el usuario comprenda que al requerir enormes cantidades de energía eléctrica (generalmente cargas mayores a 100 KVA) le resultara redituable adquirirla en alta tensión y para el mejor manejo de tales magnitudes de voltaje es necesario el uso de subestaciones eléctricas, mismas que cumplen con la tarea de transformar los valores de tensión en forma segura y eficaz y hacen posible utilizar la energía eléctrica en forma conveniente en todo tipo de actividad o servicio, por ejemplo, industrial, comercial, urbano, etc.

La acción de transformación realizada en las subestaciones eléctricas, implica recibir energía en alta tensión y distribuirla en media o baja tensión.

Sistema eléctrico de potencia (SEP)

Es el conjunto de centrales generadoras, de líneas de transmisión interconectadas entre sí y de sistemas de distribución esenciales para el consumo de energía eléctrica.

El sistema eléctrico de potencia esta formado por tres partes principales:

Generación, transmisión y distribución; siendo en:

Generación: es donde se produce la energía eléctrica, por medio de las centrales generadoras, las que representan el centro de producción, y dependiendo de la fuente primaria de energía, se pueden clasificar en:

- Centrales hidroeléctricas
- Centrales termoeléctricas
- Centrales geotermoelectricas
- Centrales Núcleo eléctricas
- Centrales de turbo-gas
- Centrales solares
- Centrales eólicas

Se construyen de tal forma, que por las características del terreno se adaptan para su mejor funcionamiento, rendimiento y rentabilidad.

En régimen normal, todas las unidades generadoras del sistema se encuentran en sincronismo, es decir, mantienen ángulo de cargas constantes. En este régimen, la frecuencia debe ser nominal (60Hz) o muy cercana a esta. Los voltajes de generación varían de 2.4 a 24 KV, dependiendo del tipo de central.

Las características de las centrales eléctricas se relacionan con la subestación y la línea de transmisión en función de la potencia, la distancia a que se transmite y al área por servir.

Líneas de transmisión

Son los elementos encargados de transmitir la energía eléctrica, desde los centros de generación a los centros de consumo, a través de distintas etapas de transformación de voltaje; las cuales también se interconectan con el sistema eléctrico de potencia.

Los voltajes de transmisión utilizadas en este país son: 115, 230, 400 KV.

Una forma de clasificar las líneas de transmisión, es de acuerdo a su longitud, siendo:

- a) Línea corta de menos de 80 Km.
- b) Línea media de entre 80 y 240 Km.
- c) Línea larga de 240 Km. Y más

Sin duda la denominación de una subestación como transmisión o distribución es independiente de las tensiones involucradas, y esta determinada por el fin a que se destino.

El objeto a cumplir por una subestación es determinante en su ubicación física. Para esto, las subestaciones de transmisión están ubicadas alejadas de los centros urbanos, esto facilita, el acceso de líneas de alta tensión y la localización de terrenos lo suficientemente grandes para albergar en forma segura los delicados equipos para el manejo de alta tensión.

Por otra parte las subestaciones de distribución deben construirse en función del crecimiento de la carga, es decir, deben estar ubicadas en los centros de carga de áreas urbanizadas para, de esta forma, asegurar la calidad y continuidad del servicio al usuario.

Definición de sistemas de distribución

Tal vez no este perfectamente definido internacionalmente; sin embargo, comúnmente se acepta que es un conjunto de instalaciones desde 120 Volts hasta tensiones de 34.5 KV encargadas de entregar la energía eléctrica a los usuarios a los niveles de tensión normalizados y en las condiciones de seguridad exigidas por los reglamentos.

En el nivel de baja tensión por lo general hay confusiones con las instalaciones internas o cableados de predios comerciales o grandes industrias y en tensiones mayores de los 34.5KV como es el caso de cables de subtransmisión de 85 KV que se traslapan con tensiones mayores, especialmente en países industrializados en que la población urbana es alta, y se consideran estas tensiones como de distribución.

Los sistemas de distribución, ya sea que pertenezcan a empresas privadas o estatales, deben proyectarse de modo que puedan ser ampliados progresivamente, con escasos cambios en las construcciones existentes tomando en cuenta ciertos principios económicos, con el fin de asegurar un servicio adecuado y continuo para la carga presente y futura al mínimo costo de operación.

Clasificación de los sistemas de distribución

En función de su construcción estos se pueden clasificar en:

- Sistemas aéreos
- Sistemas subterráneos
- Sistemas mixtos

-Sistemas aéreos, estos sistemas por su construcción se caracterizan por su sencillez y economía, razón por la cual su utilización esta muy generalizada. Se emplean principalmente para:

1- Zonas urbanas con:

- a) carga residencial
- b) carga comercial
- c) carga industrial

2- Zonas rurales con:

- a) carga domestica
- b) carga de pequeñas industrias (bombas de agua, molinos, etc.)

Los sistemas aéreos están constituidos por transformadores, cuchillas, apartarrayos, cortacircuitos fusibles, cables desnudos, etc.: los que se instalan en postes o estructuras de distintos materiales.

La configuración más sencilla para los sistemas aéreos es del tipo arbolar, la cual consiste en conductores desnudos de calibre grueso en el principio de la línea y de menor calibre en las derivaciones a servicios o al final de la línea. Cuando se requiere una mayor flexibilidad y continuidad del servicio es posible utilizar configuraciones mas elaboradas.

Los movimientos de carga se llevan a cabo con juegos de cuchillas de operación con carga, que son instaladas de manera conveniente para efectuar maniobras tales como: trabajos de emergencia, ampliaciones del sistema, conexión de nuevos servicios, etc. En servicios importantes tales como: Hospitales, edificios públicos, fábricas que por la naturaleza de su proceso de producción no permiten la falta de energía eléctrica en ningún momento; se instalan dos circuitos aéreos, los cuales pueden pertenecer a la misma subestación de distribución, o de diferentes subestaciones, esto se realiza independientemente a que la mayoría de estos servicios cuentan con plantas de emergencia con capacidad suficiente para alimentar sus áreas más importantes

Este tipo de sistema se encuentra muy generalizado el empleo de seccionadores, como protección de la línea aérea, para eliminar la salida de todo el circuito cuando hay una falla transitoria.

-Sistema subterráneo están constituidos por transformadores tipo interior o sumergibles, cajas de conexión, interruptores de seccionamiento, y protección, cables aislados, etc.: los que se instalan en locales en interior de edificios o en bóvedas, registros y pozos construidos en banquetas.

Los principales factores que se deben analizar al diseñar un sistema subterráneo son:

- densidad de carga
- costo de la instalación
- grado de confiabilidad
- facilidad de operación
- seguridad

-**Sistemas mixtos**, este sistema es muy parecido al sistema aéreo, siendo diferente únicamente en que los cables desnudos sufren una transición a cables aislados. Dicha transición se realiza en la parte alta del poste y el cable aislado es alojado en el interior de ductos para bajar del poste hacia un registro y conectarse con el servicio requerido. Este tipo de sistema tiene la ventaja de eliminar una gran cantidad de conductores, favoreciendo la estética del conjunto, disminuyendo notablemente el número de fallas en el sistema de distribución y por ende aumentando la confiabilidad del mismo.

Alimentadores primarios de distribución

Son los encargados de llevar la energía eléctrica desde las subestaciones de potencia hasta los transformadores de distribución. Los conductores van soportados en poste cuando se trata de instalaciones aéreas y en ductos cuando se trata de instalaciones subterráneas

Los componentes de un alimentador primario son:

Troncal
Ramal

Troncal, es el tramo de mayor capacidad del alimentador que transmite la energía eléctrica desde la subestación de potencia a los ramales. En los sistemas de distribución estos conductores son de calibre gruesos 336.556 y hasta 795 MCM. ACSR (calibre de aluminio con alma de acero), dependiendo del valor de la densidad de carga

Ramal, es la parte del alimentador primario energizado a través de un troncal, en el cual van conectados los transformadores de distribución y servicio particulares suministrados en media tensión. Normalmente son de calibre menor al troncal.

Los alimentadores primarios normalmente se estructuran en forma radial, en un sistema de este tipo la forma geométrica del alimentador semeja la de un árbol, donde por el grueso del tronco, el mayor flujo de la energía eléctrica se transmite por toda una troncal, derivándose a la carga a lo largo de los ramales.

Los alimentadores primarios por el número de fases e hilos se pueden clasificar en:

- Trifásicos tres hilos
- Trifásicos cuatro hilos
- Monofásicos dos hilos
- Monofásicos un hilo

-**Alimentadores primarios trifásicos con tres hilos**, requieren una menor inversión inicial, en lo que a material del alimentador se refiere, sin embargo debido a que estos sistemas de distribución tienen un coeficiente de aterrizamiento mayor que uno trifásicos cuatro hilos, permiten que los equipos que se instalen en estos sistemas de distribución tengan niveles de aislamiento mayores con costos mayores. Una característica adicional de estos sistemas es que los transformadores de distribución conectados a estos alimentadores son de neutro flotante en el lado primario.

Por lo que se refiere a detección de fallas de fase a tierra en estos sistemas de distribución es más difícil detectar estas corrientes, en comparación con los sistemas trifásicos cuatro hilos ya que al ser mayor la impedancia de secuencia cero de los alimentadores, las corrientes de falla son menores. Estos alimentadores se utilizan en zona urbanas.

-Alimentadores primarios trifásicos con cuatro hilos. requieren una mayor inversión inicial, ya que se agrega el costo del cuarto hilo (neutro) al de los tres hilos de fase, sin embargo debido a que estos sistemas de distribución tienen un coeficiente de aterrizamiento menor de la unidad, los equipos que se conecten a estos alimentadores requieren de un menor nivel de aislamiento con menor costo de inversión. Estos sistemas se caracterizan por que a ellos se conectan transformadores con el neutro aterrizado a tierra en el devanado primario y transformadores monofásicos cuya tensión primaria es la de fase neutro. En estos sistemas de distribución es más fácil detectar las corrientes de falla de fase a tierra ya que estos pueden regresar por el hilo neutro. Estos alimentadores se utilizan en zonas urbanas.

-Alimentadores primarios monofásicos de dos hilos, se originan de sistemas de distribución trifásicos, de hecho son derivaciones de alimentadores trifásicos tres hilos que sirven para alimentar transformadores monofásicos que reciben la tensión entre fases en el devanado primario. Este sistema de distribución es usado en zonas rurales o en zonas de baja densidad.

-Alimentadores primarios monofásicos de un hilo, son derivaciones de sistemas trifásicos que permiten alimentar transformadores monofásicos usándose estos alimentadores en zonas rurales, debido a la economía que presenta en costo.

1.1 Definiciones

Subestación eléctrica

Una subestación eléctrica es una serie de dispositivos y circuitos que en conjunto modifican las características de la energía eléctrica en base a sus valores de voltaje o de corriente manteniendo el valor de la energía casi constante, es decir.

$$\text{KVA entrada} = \text{KVA salida} + \text{KVA perdidas}$$

Donde:

$$\text{KVA perdidas} = 1\%$$

También se puede realizar una clasificación de la alta tensión en base a su propósito o función; esta clasificación también se puede aplicar a las subestaciones, teniendo lo siguiente:

-Transmisión.

Comprende cualquier voltaje por arriba de los 230 KV.

-Subtransmisión.

Abarca el rango de voltajes entre 230 y 115 KV.

-Distribución primaria.

Son voltajes menores de 115 hasta 23 KV.

-Distribución secundaria.

Se manejan voltajes menores de 23 KV.

Clasificación de tensiones

Actualmente se encuentra un amplio rango de tensiones, de corriente alterna, que van desde los 127V hasta mayores de 800KV, de los cuales se realiza una clasificación en base a su nivel de tensión; los niveles de tensión se encuentran normalizados, dicha normalización depende de las normas internas de cada país y de las empresas propietarias, esta clasificación es:

-Baja tensión

Comprende el rango que va desde los 127 hasta menos de 600V. Los voltajes normalizados son: 127,220 y 440 V.

-Media tensión

Comprende los voltajes que van desde 600V hasta los 1000V.

-Alta tensión

Se encuentran voltajes mayores de 1000 V hasta los 230 KV. Los voltajes normalizados son: 13.2,23,34.5,69, 85,115, 138, 161 y 230 KV.

•Valores que tienden a desaparecer de la ciudad de México.

-Extra alta tensión

Son tensiones mayores de 230 hasta 765 KV. Los voltajes normalizados son 400 y 500KV. Aunque el de 500 KV no se maneja en México el máximo voltaje manejado es de 400KV.

-Ultra alta tensión

Comprende valores de 765 KV. El voltaje normalizado es de 800 KV y actualmente se realizan pruebas con voltajes de 1000Kv, pero ninguno de ellos se maneja en México.

La alta tensión según la comisión internacional de electrotecnia son voltajes mayores de 1000V, pero dentro de los estudios, libros se le suele considerar alta tensión a voltajes mayores de 10.000V lo cual ; el uso de la alta tensión ha ido en aumento debido a las necesidades humanas, las cuales requieren de mayores cantidades de energía y el uso de esta resulta ser mucho mas eficiente y en costo suele ser menor.

Voltaje eléctrico

Fuerza electromotriz requerida para impulsar una corriente eléctrica y la unidad de medición son los volts su expresión es:

$$V = R I \text{ volts}$$

V = voltaje aplicado V

I = corriente A

R = resistencia del circuito Ω

Corriente eléctrica

Desplazamiento de electrones a lo largo de un conductor o circuito eléctrico, para su medición se toma el numero de electrones que pasan por un determinado lugar durante un segundo y su unidad es el amper, su expresión es:

$$I = \frac{V}{R}$$

La corriente eléctrica se clasifica en dos:

Corriente directa CD: corriente que fluye en una sola dirección y su intensidad no varia, también es conocida como corriente continua.

Corriente alterna CA: Es donde la dirección se alterna constantemente en una frecuencia de 50 o 60 ciclos en un segundo y al mismo tiempo tiene un cambio gradual de intensidad.

Resistencia eléctrica

Oposición al paso de la corriente eléctrica; para el caso de los circuitos, la resistencia eléctrica esta constituida por, la propia resistencia del conductor y la resistencia de la carga o elemento al cual se alimenta. Su expresión es:

$$R = \frac{V}{I}$$

Sobretension

Es una tensión variable (onda de choque), con el tiempo, entre fase y tierra o entre fases cuyo valor de cresta es superior al valor de cresta de la tensión máxima de un sistema.

Subrecarga

Es cuando se dice que un circuito esta trabajando con mayor intensidad de corriente que aquella para la que esta proyectado.

La subrecarga esta caracterizada por un aumento de cierta duración y algo mayor de dicha intensidad de corriente. Los efectos de las sobrecargas pueden resultar tambien nocivos para maquinas y conductores pues provocan, sobre todo, calentamientos indeseables que, a la larga, pueden producir perforaciones en los aislantes y cortocircuitos.

Cortocircuito

Se produce cuando hay conexión directa entre dos o más conductores de distinta fase, en una conducción eléctrica. Los cortos circuitos aumentan extraordinariamente la intensidad de la corriente que atraviesa un circuito eléctrico; tienen efectos desastrosos sobre las maquinas y líneas eléctricas y, por esta razón, deben remediarse rápidamente pues, de lo contrario, deterioran las líneas eléctricas, fundiendo los conductores y llegan hasta destruir las maquinas eléctricas.

Retorno de corriente

Se produce sobre todo en los circuitos de corriente continua, cuando la intensidad de corriente del circuito disminuye hasta valores inferiores a cero; en este caso, como la intensidad es de valor negativo, el sentido de la corriente se invierte. Por ejemplo, cuando se carga una batería de acumuladores con un generador de corriente continua, al final del periodo de carga, existe el peligro de que la fuerza electromotriz de la batería sea superior a la del generador, por lo que la batería acabaria descargándose sobre la maquina que, entonces, trabajaria como motor.

Tubo protector

Es mejor que el explosor y tiene la cualidad de extinguir e interrumpir el arco. Usado generalmente para prevenir descargas en los aisladores de linea de transmisión, desconectadores, suiches y barras colectoras; tambien puede hacer las veces de pararrayos en una estación, colocándolo en las torres de transmisión adyacentes a la estación.

Actualmente no es considerado adecuado para el aislamiento de transformadores, excepto al tipo de distribución (15 KV hacia abajo). Es usado para pararrayos tipo explosor en distribución.

Consta de dos electrodos y un arco sobre el electrodo superior para tratar de mantener un espacio constante entre la línea y el tubo protector, el electrodo inferior es echado a tierra, en el interior del tubo hay un gas que ayuda a ionizar el aire entre los electrodos entonces extingue el arco. Mientras el tubo esta descargado es buen conductor, y luego extinguido el arco es un buen aislador.

Voltaje nominal

Es el valor del voltaje utilizado para identificar el voltaje de referencia de una red eléctrica.

Potencia en corriente alterna

Se puede decir que es la capacidad para realizar un trabajo. La energía para la realización de algún trabajo puede encontrarse almacenada en un cuerpo y se entrega cuando el objeto o carga comienza a funcionar. La potencia es una indicación de la cantidad de trabajo efectuado en una determinada cantidad de tiempo específica y se puede expresar con la ecuación:

$$P = \frac{\text{Trabajo } W}{\text{Tiempo } T}$$

Donde:

w = a la unidad eléctrica de la medición de la potencia y t = al tiempo.

La potencia que se les suministra a los diversos equipos y dispositivos eléctricos, se puede expresar en función del voltaje y la corriente, la ecuación es:

Se tiene que

$$P = q v$$

Y además

$$i = \frac{q}{t}$$

de donde:

q = carga en coulombs

i = corriente en amperes

v = diferencia de potencia en volts

por lo que de las dos expresiones anteriores se obtiene:

$$p = \frac{qv}{qi} = vi$$

Para los circuitos de corriente directa, es posible emplear la ley de ohm para describir la ecuación de la potencia, donde la potencia se expresa

$$P = VI \text{ watts}$$

O bien si $V = RI$

$$P = R I^2 \text{ watts}$$

De igual forma

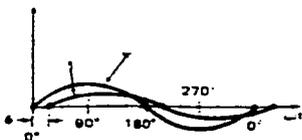
$$P = \frac{V^2}{R} \text{ watts}$$

Potencia en corriente alterna.

La potencia instantánea P que una batería entrega, es igual al producto de la corriente por el voltaje de la batería. De igual forma la potencia instantánea que un generador de corriente alterna entrega a un circuito es el producto de la corriente del generador y el voltaje aplicado.

Debido a que en los circuitos de corriente alterna la potencia instantánea varía de momento a momento, una cantidad más útil que la potencia instantánea es la potencia promedio. Así mismo como las ondas correspondientes al voltaje y a la corriente no son solamente senoidales, su ángulo de fase varía; por lo tanto la obtención de la potencia promedio es un poco más compleja que para el caso de cargas de corriente directa.

Para obtener la potencia promedio en una carga de corriente alterna se analizarán las siguientes ondas de las cuales se pueden obtener la diferencia de fase existente entre el voltaje y la corriente; así mismo es posible obtener la potencia en cualquier instante multiplicando las magnitudes de sus valores de corriente y de voltaje en el momento de interés, de dicho producto.



En las graficas anteriores se observa que la potencia que se entrega a una carga puede ser positiva o negativa. La potencia positiva corresponde a las partes positivas de la curva, e indica que la carga se encuentra absorbiendo potencia del generador o de la fuente; la potencia negativa se observa en las partes negativas de la curva, y nos indica que la carga esta regresando potencia a la fuente y esta ayudando a mantenerla, esto es como el cargar un acumulador o suministrar potencia para hacer girar el eje de un generador.

La potencia promedio que disipa la carga se obtiene encontrando el valor promedio de la fig b y esta representada por la expresión siguiente:

$$P_{\text{pro}} = V_{\text{rms}} I_{\text{rms}} \cos \phi$$

De donde ϕ es el ángulo de fase existente entre el voltaje y la corriente. Sin dicho ángulo el producto de las lecturas no proporcionaría un valor correcto de la potencia promedio.

Si se tuviera una carga meramente resistiva las ondas de voltaje y corriente estarían en fase y el valor de $\phi = 0$, y para este caso especial la potencia promedio queda como:

$$P_{\text{prom}} = V_{\text{rms}} I_{\text{rms}}$$

O bien

$$P_{\text{prom}} = I_{\text{rms}}^2 R$$

$$P_{\text{prom}} = \frac{V_{\text{rms}}^2}{R}$$

Otras consideraciones que se deben tener en cuenta, son que los circuitos eléctricos no solamente tienen cargas resistivas, sino también encontramos elementos capacitivos e inductivos, estos elementos dentro de un circuito eléctrico afectarán de distinta manera al voltaje y corriente; provocando que la corriente se atrase con respecto al voltaje o que se adelante con respecto al mismo. Teniendo un circuito puramente resistivo el voltaje y corriente estarían en fase como se ve en la siguiente figura.



Los elementos inductivos y capacitivos también presentan una oposición al paso de la corriente, a esa oposición se le denomina reactancia inductiva X_L y reactancia capacitiva X_C , respectivamente; y se expresa como:

$$X_C = \frac{\pi F C}{2} \quad \Omega$$

$$X_L = 2 \pi F L \quad \Omega$$

Donde:

$\pi = 3.1416$

$F =$ Frecuencia

$L =$ Valor de la inductancia en henrios

$C =$ Valor de la capacitancia en faradios

Por lo que también se puede obtener la reactancia capacitiva o inductiva, conociendo el voltaje y corriente del circuito donde se incluya alguno de estos elementos, por lo que se expresa a continuación:

$$V = I X_C$$

$$V = I X_L$$

Debido a que no se pueden sumar directamente una reactancia y una resistencia, la suma se lleva a cabo de manera algebraica y se expresa de la manera siguiente, donde al resultado obtenido se le conoce como impedancia:

$$Z = \sqrt{R^2 + X_C^2}$$

$$Z = \sqrt{R^2 + X_L^2}$$

Cuando un circuito contiene elementos inductivos y capacitivos, los efectos por la corriente son opuestos. Por lo tanto su manifestación se observa en las reactancias, si están conectadas en serie se restan teniendo la siguiente expresión:

$$X = X_L - X_C$$

Por lo tanto si se tuviere un circuito donde se encontraran ambas reactancias y resistencias, la impedancia correspondiente se obtendría de la siguiente forma:

$$Z = \sqrt{R^2 + (X_L - X_C)^2}$$

Factor de potencia

Es la relación entre la potencia activa y la potencia aparente.

Cuando tenemos una impedancia Z resultante de un circuito, no se puede emplear directamente la expresión $P = R I^2$, ya que el voltaje se atrasa o adelanta entre 0° y 90° según los elementos inductivos o capacitivos que contenga el circuito, por lo tanto la potencia promedio no es exactamente $P = V I$, sino la siguiente, a la cual se le conoce también como potencia activa:

$$P = V I \cos \theta \text{ (watts)}$$

Donde:

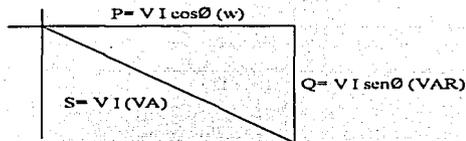
θ es el ángulo de onda de la corriente que se adelanta o atrasa con respecto al voltaje; y al $\cos \theta$ se le conoce como factor de potencia. El factor de potencia varía entre 0 y 1, es 1 cuando la carga es puramente resistiva, y es 0 cuando la carga es puramente inductiva

y si en lugar de realizar el producto $V I \cos \theta$, se realizara

$$V I \sin \theta$$

Se obtendría la potencia reactiva a la cual se le representa con la letra Q y sus unidades correspondientes son los VAR.

Con la potencia activa y reactiva o aparente, se puede obtener otra resultante de su suma algebraica, con lo cual tenemos el triángulo de potencia que corresponde a la siguiente fig.



Triangulo de potencia

Del cual resulta otra forma de obtener el factor de potencia, obteniéndose con la siguiente expresión:

$$FP = \cos\theta = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \frac{W}{T}$$

Por lo que es común encontrar en la practica que se denomina a las potencias por sus unidades, por lo que las expresiones anteriores quedarían en la siguiente forma.

$$FP = \frac{KW}{KVA} = \frac{KW}{\sqrt{KW^2 + KVAR^2}}$$

Podemos resumir las potencias de los circuitos monofásicos en la tabla siguiente:

Cantidad	Unidad	Circuito monofásico
Potencia Aparente (s)	VA KVA	$\frac{VI}{1000}$
Potencia Activa (p)	W KW	$\frac{VI \cdot FP}{1000}$
Potencia Reactiva (q)	VAR KVAR	$\frac{VI \sqrt{1 - FP^2}}{1000}$

Perturbación rápida de voltaje (flicker)

Es aquel fenómeno en el cual el voltaje cambia en una amplitud moderada, generalmente menos del 10% del voltaje nominal, pero que pueden repetirse varias veces por segundo. Este fenómeno conocido como efecto flicker (parpadeo) causa una fluctuación en la luminosidad de las lámparas a una frecuencia detectable por el ojo humano.

Rayo

Energía electromagnética que provoca la descarga producida al neutralizarse la acumulación de descargas eléctricas de signo contrarios, que se forman dentro de una nube de esta a tierra.

Relámpago

Efecto óptico producido por la ionización del aire al paso de la descarga de un rayo, que se desplaza con la velocidad de la luz.

Trueno

Efecto acústico producido por la comprensión del aire adyacente a la descarga de un rayo, que se desplaza con una velocidad de 300 m/s y que llega a producir una temperatura en el punto de contacto con el aire de 10, 000°C, aproximadamente.

Relevador

Dispositivo eléctrico que se localiza entre el circuito principal y el interruptor de tal manera que cualquier condición anormal en el circuito hace operar al relevador, el cual actúa sobre el interruptor para eliminar de esta manera la falla. El relevador debe asegurar que el equipo de una instalación no sufra daños a las fallas que se presentan en el sistema.

Nivel ceraúnico

Es el número de descargas, incluyendo hasta las no visibles, que se producen en una región geográfica por kilómetro cuadrado y por año. El nivel ceraúnico se mide a través de un detector de rayos. Uniendo todos los puntos de igual nivel ceraúnico se obtienen las curvas isoceraunicas de una región o país. Las curvas isoceraunicas se utilizan en el diseño de los sistemas de protección contra sobretensiones. Dentro de los proyectos de subestaciones, líneas y plantas generadoras.

Coordinación de aislamiento

Conjunto de disposiciones que permiten mantener a los materiales eléctricos de una misma instalación dentro de los límites adecuados de seguridad cuando se presentan sobretensiones en el sistema, haciendo posible que las descargas de arco se realicen en puntos donde sus efectos no provoquen daños.

Aislante

Material cuyos átomos no tienen electrones externos que puedan desprenderse con facilidad, por tal razón los aislantes poseen tan baja conductividad, que la corriente eléctrica que pasa a través de ellos es despreciable, sin embargo, su escasa conductividad aumenta con la temperatura. Como aislante absoluto solo existe el vacío.

Conductor eléctrico

Generalmente un conductor se conoce como un alambre de sección circular, pero puede tener varias formas como barras rectangulares o circulares o bien tuberías de cobre, siendo también estos conductores. Los conductores más empleados en las instalaciones son de cobre o de aluminio, debido a su buena conductividad y a su bajo costo; pero los mejores materiales conductores son el oro y la plata pero no se emplean debido a su alto costo.

Si se hace una comparación del aluminio con el cobre, se encuentra que el aluminio es 16% menor conductor que el cobre, pero al ser el aluminio mucho más liviano resulta ser más económico: ya que a igualdad de peso, entre el aluminio y el cobre, el aluminio es cuatro veces más conductor que el cobre.

CAPITULO II

ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE LA SUBESTACIÓN ELECTRICA

16-A

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

2.1 Instrumentos eléctricos de medición Generalidades

Los instrumentos eléctricos de medición, los aparatos registradores y los elementos de alarma forman parte del equipo principal de una subestación eléctrica ya que, a través de ellos es posible conocer el comportamiento y las características de la energía eléctrica que circula por los diferentes circuitos de la subestación.

La información proporcionada por los instrumentos de medida consiste en indicar, sobre escalas previamente establecidas, los cambios o derivaciones que sufren las magnitudes eléctricas.

INSTRUMENTO	MAGNITUD ELECTRICA QUE MIDE	NOMBRE DE LA UNIDAD
Ampérmetro	Intensidad de corriente eléctrica	Ampere (A)
Vóltmetro	Diferencia de potencial, tensión o voltaje	Volt (V)
Voltampérmetro	Potencia aparente	Volt-ampere (VA)
Wattmetro	Potencia activa	Watt (W)
Varmetro	Potencia reactiva	Volt-ampere-reactivo (VAR)
Frecuencímetro	Frecuencia(ciclos por segundo)	Hertz (Hz)
Fasímetro o factorímetro	El coseno del ángulo de fase Entre corriente y tensión	% (cos ϕ)
Medidor o contador de energía	Consumo de energía activa	Watt-hora (Wh)
Medidor o contador de energía	Consumo de energía reactiva	Volt ampere reactivo hora (VARh)

2.1.1 Clasificación de los instrumentos eléctricos de medición

Los instrumentos eléctricos de medición se pueden clasificar de acuerdo a los criterios siguientes:

- a) Por el principio de funcionamiento
 - Electromagnético.
 - Electrodinámico.
 - De inducción.
 - Electrónico o digital.
- b) Según el tipo de la corriente con la que operan:
 - Instrumentos para corriente alterna.
 - Instrumentos para corriente directa.
- c) Por su grado de precisión:
 - De tipo industrial o de tablero.
 - De control o de laboratorio
- d) Por sus características constructivas:
 - Indicadores.
 - Registradores.

Electromagnético:

Tanto los electromagnéticos, electrodinámicos y inducción se basan en el principio de repulsión de dos imanes de igual polaridad.

Los amperímetros electromagnéticos y electrodinámicos físicamente están formados por dos segmentos de hierro, acomodados concéntricamente respecto a una bobina de baja resistencia, en la cual la corriente que se va a medir. Un segmento es fijo y el otro móvil y va unido a la aguja indicadora, la cual se mueve por la repulsión de los dos segmentos, produciendo un par motor que hace girar el eje del sistema hasta entrar en equilibrio con el par resistente que lo compensa, este último provocado por un resorte en espiral. Las escalas tienen una graduación casi uniforme en la parte central, y dejan de ser uniformes en sus dos extremos.

Los aparatos electromagnéticos son más económicos: pueden utilizarse en corriente directa o alterna, aunque para evitar ligeros errores de lectura, conviene adquirirlos para el tipo de corriente adecuado. Estos aparatos se llegan a utilizar para medir hasta 300 A. Para valores de corriente superiores se utilizan los aparatos de 5 A, pero con transformador de corriente.

Los amperímetros especiales para corriente directa funcionan al circular la corriente que se va a medir, a través de la bobina del aparato, provoca un campo magnético que reacciona con el campo del imán permanente que la rodea. En este tipo de aparato las escalas están divididas en partes uniformes y pueden medir hasta 50 A. Para valores mayores se usan con un derivador exterior (shunt).

En conexiones trifásicas debe conectarse un ampermetro por fase. En caso de existir la seguridad de que las cargas son balanceadas, se puede usar únicamente un aparato en cualquiera de las fases. Cuando las instalaciones son grandes, se acostumbra usar un solo ampermetro por circuito trifásico, efectuándose las lecturas de cada fase a través de un conmutador de ampermetro de tres vías.

Electrodinámico:

Este instrumento, conocido también como dinamómetro, basa su par de bobinas fijas de núcleo de aire y una tercera bobina también de núcleo de aire capaz de moverse angularmente y que esta suspendida en medio de las bobinas fijas. Como se muestra en la fig. El par de desviación producido dentro del instrumento es proporcional al producto entre la corriente de la bobina móvil (I_m) y la de la bobina fija (I_f), esto es, par $\propto I_m I_f$. Esta expresión es aproximada, ya que el par también depende del ángulo inicial entre los ejes de las bobinas. En algunos instrumentos conocidos como instrumentos ferrodinámicos, el efecto electrodinámico aumenta debido a la presencia de materiales ferromagnéticos.



Disposición de las bobinas de un instrumento electrodinámico

Este instrumento es apropiado para la medida de corriente, tensión y potencia continuas o alternas. Si los núcleos del sistema de bobinas no contienen hierro, los campos magnéticos son débiles y se requieren bobinas de un número mayor de vueltas o capaces de conducir una corriente de valor mediano para conseguir un par la desviación suficiente. El par de control se obtiene de un resorte helicoidal y el amortiguamiento de la resistencia del aire.

Electrónico o digital:

Estos instrumentos digitales muestrean primero la cantidad a medir, a continuación la valoran empleando electrónica digital y por último la presentan normalmente en forma de números discretos. En general, los instrumentos actuales utilizan visualizadores de siete segmentos tipo led o cristal líquido. La ventaja principal de un visualizador digital es que elimina los errores de paralaje y reduce los errores humanos asociados con la interpretación de la posición de la aguja sobre una escala analógica.

Muchos instrumentos digitales poseen una exactitud y unas características de entrada superiores a las de los instrumentos analógicos. También pueden incorporar indicación automática de polaridad y selección automática de escala, a la vez que proporcionan una salida codificada digitalmente, todo lo cual simplifica el adiestramiento del operario, con lo que disminuye la posibilidad de una avería en el instrumento debida a una sobrecarga y se mejora la fiabilidad de la medida.

2.1.2 Principio de funcionamiento de los instrumentos indicadores

El funcionamiento de los instrumentos para mediciones eléctricas industriales, se basa en el principio de operación de los mecanismos compuestos por:

- Un imán fijo y una bobina móvil.
- Una bobina fija y un metal móvil.
- Una bobina fija y una bobina móvil.

Cada sistema tiene sus ventajas y desventajas, unos se adaptan más a la corriente directa y otros a la corriente alterna: unos son más prácticos y baratos, pero su precisión es menor; otros son más afectados por el medio ambiente, cambios de temperatura o campos magnéticos.

Instrumentos con imán fijo y bobina móvil

Los instrumentos que usan el sistema de imán fijo y bobina móvil se utiliza como amperímetros o como voltímetros con escala lineal o uniforme, pero solo responden con corriente directa. Son instrumentos precisos, su consumo de energía es muy bajo (del orden de microwatts), no les afecta mucho el campo magnético interior ni la temperatura, sin embargo, son sistemas caros.

Instrumentos con bobina fija y metal móvil

Este sistema es el que más se emplea para mediciones de corriente alterna, sin embargo, también tiene aplicaciones en corriente directa.

Para voltímetros y amperímetros los instrumentos consisten en una bobina fija en cuyo interior se mueve un hierro que unido a una aguja indica la lectura correspondiente.

La escala de los instrumentos de hierro móvil es logarítmica, pero en aquellos de buena calidad la escala es casi lineal. El consumo de dichos aparatos es de unos cuantos watts, tienen una precisión aceptable industrialmente (de 1 a 1.5%). Las altas frecuencias los afectan en su precisión sensiblemente, pero entre 25 y 500 Hz trabajan perfectamente y los errores por temperatura son mínimos entre 0 y 65°.

Otros instrumentos que usan el sistema de bobina fija y hierro móvil son los denominados de inducción, en los que por medio de fenómenos electromagnéticos se provoca el movimiento de un disco de aluminio. La aplicación principal de este sistema es en la fabricación de wattímetros o contadores de energía.

Instrumentos con bobina fija y bobina móvil

Estos instrumentos son conocidos como electrodinámicos, pueden funcionar con corriente directa o corriente alterna. Su sistema se presta para utilizarlos como amperímetros y como voltímetros con escalas logarítmicas, pero su aplicación principal está en la fabricación de wattímetros y varímetros con escalas lineales.

El consumo interno de estos aparatos es de unos cuantos watts: la ampacidad de su bobina de corriente, es de amperes y su bobina de tensión puede soportar algunos kilovolts, aunque en corriente alterna, la conexión de dichos medidores se realiza a través de transformadores de medida.

2.1.3 Principales instrumentos eléctricos de medición

Amperímetros.

Estos se deben conectar en serie con el circuito al que se desea medir la intensidad de corriente, la conexión es directa en los circuitos de baja tensión que manejan corrientes de algunos amperes, mientras que para los circuitos que trabajan con mediana y alta tensión y elevados valores de corriente se requiere de métodos de medición indirecta, en corriente continua se usan derivadores (SHUNTS) y en corriente alterna transformadores de corriente. El tipo de amperímetro más utilizado es el electromagnético de hierro móvil, por su simplicidad de construcción y su bajo costo.

Voltímetros

Son por lo general electromagnético para corriente alterna y magneto-eléctricos para corriente continua. Son instrumentos que se conectan en paralelo a los puntos del circuito en donde se desea medir la diferencia de potencial y si el circuito por medir maneja baja tensión, es posible conectar directamente el instrumento, pero si el voltaje es alterno y su valor es mayor de 600v, será necesario conectar el voltímetro a través de transformadores de voltaje

Wattímetros y varímetros

Se emplean para medir la potencia activa o real entregada por una fuente o consumida por una carga. Cuando en los tableros eléctricos de distribución se instalan wattímetros, se utilizan casi siempre del tipo electrodinámico por su construcción robusta y porque resulta poco afectados por los campos eléctricos externos.

El wattímetro electrodinámico funciona mediante dos circuitos, uno amperimétrico formado por una bobina fija conectada en serie al conductor alimentador y otro voltimétrico compuesto por una bobina que puede girar dentro del campo magnético de la primera; la bobina móvil, que tiene una resistencia alta, se conecta en paralelo a los puntos donde se desea medir la potencia eléctrica suministrada. En estas condiciones, al fijar una aguja al circuito voltimétrico, la deflexión o movimiento de la misma será proporcional al producto de las intensidades que pasan por las dos bobinas y por tanto, aproximadamente igual al producto de la tensión por la intensidad.

Si llamamos I a la intensidad que pasa por el circuito amperimétrico e I' a la que circula por el voltimétrico, al realizar el producto de los valores instantáneos de I e I' , tendremos:

$$I \cdot \text{sen}(WT - \phi) I' \text{ o } \text{sen}(WT)$$

Y al obtener el valor medio resultara:

$$I \Gamma \cos \alpha$$

Como $\Gamma = V/R$, el producto $I \Gamma$ anterior será proporcional a $V I \cos \alpha$, es decir, la posición de la aguja indica la potencia activa instantánea (en watts) de un circuito ($P_w = V I \cos \alpha$).

Si se desea conocer el valor de la potencia reactiva, se sustituye la resistencia R del circuito voltimétrico por una reactancia de valor $W L$, muy grande y de escasa resistencia ohmica, de esta forma la corriente Γ resultara retrasada en $\pi/2$ radianes respecto a V .

Por tanto, si tomamos la expresión:

$$I_0 \sin (WT - \alpha) \Gamma \text{ o } \sin (WT)$$

Y aplicamos las condiciones anteriores considerando que $I = V/WT$, la expresión resultante será $P_{var} = V I \sin \alpha$ en este caso, la posición de la aguja marcara en volts-amperes reactivos la potencia reactiva instantánea consumida en un circuito.

Contadores eléctricos

La función de los contadores eléctricos es determinar la energía activa (en KWh), la aparente (en KVAh) o la reactiva (en KVARh), emitida por un generador o consumida por una carga..

Según su principio de operación, los contadores eléctricos se dividen en dos grupos:

- Contadores de motor.
- Contadores estáticos.

Entre los contadores de motor, los más importantes son los de inducción para corriente alterna, los cuales tienen un rotor exento de bobina en forma de un disco sencillo de aluminio, dispuesto en el campo alterno de dos electroimanes (hierros del circuito amperimétrico y del voltimétrico). Los contadores de corriente trifásica disponen de varios sistemas de accionamiento, que actúan sobre un mismo eje. La integración de la potencia en un intervalo de tiempo, se realiza mediante el disco rotativo del sistema de medida, cuya velocidad de giro es proporcional a la potencia instantánea.

En los contadores se prevén normalmente mecanismos de computo de 6 o 7 rodillos, el primero de los cuales es accionado por el disco giratorio a través de un rodillo sin fin. El número de revoluciones del disco por unidad de trabajo (constante del contador) viene indicado en la placa de características, así como los factores 10, 100, 1000, etc., por los que hay que multiplicar el valor indicado en el mecanismo de computo para obtener la energía realmente suministrada o consumida.

Los contadores se pueden conectar al circuito correspondiente directamente o a través de transformadores de medida, en el caso de sistemas de mediana o alta tensión y elevados valores de corriente.

Elijiendo debidamente las ruedas de transmisión, se pueden considerar también las relaciones de transformación de los transformadores de intensidad y de tensión. En este caso, el mecanismo de computo indica directamente la energía medida en el circuito primario. Sin embargo, cuando no se dispone de dicha condición, los valores indicados por los mecanismos de computo, deben multiplicarse por las relaciones de transmisión de los transformadores de corriente y de voltaje, con el fin de determinar la magnitud de medida primaria.

Fasímetros

Los fasímetros también conocidos con el nombre de factorímetros o indicadores del factor de potencia. El factor de potencia (F.P.) o coseno de ϕ es la relación entre la potencia activa y la aparente y se expresa como:

$$\cos \phi = \frac{\text{Watts}}{\text{Voltamperes}}$$

Para la medición directa del factor de potencia se usan dos sistemas, el de bobina fija y hierro móvil y el de bobina fija con bobina móvil. El primer sistema es el más práctico, pues su hierro móvil queda libre, sin espiras conductoras, pudiendo moverse la aguja en un cuadrante de hasta 360° , con factor de potencia adelantado (capacitivo) o atrasado (inductivo). Además con hierro móvil, el error del instrumento es menor con el desequilibrio de fases en sistemas trifásicos.

Se construyen fasímetros para circuitos monofásicos y trifásicos para tres hilos de corriente y tres hilos de corriente y neutro; el fasímetro monofásico puede emplearse en circuitos trifásicos solo cuando se tenga la seguridad de fases equilibradas. En general, un fasímetro está ajustado para una frecuencia determinada.

De las bobinas de los fasímetros, una es para corriente y otra para tensión.

Frecuencímetros o indicadores de frecuencia

Para conocer la frecuencia de la corriente alterna, se usan los frecuencímetros y en aplicaciones industriales se recurre principalmente a los tipos de resonancia mecánica y el electrodinámico.

El más empleado es el de resonancia mecánica, compuesto de una pieza de latón a la que están unidas varias lengüetas de acero con puntas esmaltadas con el fin de hacerlas más visibles.

Cada lengüeta está calibrada para que vibre por resonancia a una determinada frecuencia, es decir, es un peine de lengüetas ordenadas en forma creciente respecto a frecuencias propias. Las vibraciones son provocadas por el electroimán que se conecta en paralelo al circuito en el cual se desea hacer la medición. En esta forma el núcleo del electroimán experimenta una resonancia mecánica que es transmitida a las lengüetas y la que resuena a esa frecuencia vibrará en una forma mucho más notable que las otras, permitiendo así identificar y medir la frecuencia eléctrica del circuito. Normalmente la frecuencia de resonancia entre dos lengüetas contiguas varía de $1/2$ a $1/4$ de periodo.

El Frecuencímetro electrodinámico es menos común por su delicada construcción, es más caro pero no por ello más preciso que el Frecuencímetro de resonancia, sin embargo su lectura es más sencilla ya que se hace en un cuadrante con números marcados y una aguja indica las lecturas.

2.1.4 Protección de sobrecarga

La mayoría de los aparatos de medida que utilizan indicadores móviles, disponen de una protección contra sobrecargas, es decir, los instrumentos sensibles a las corrientes, está protegidos contra sobrecargas de diez veces el valor nominal de la escala completa. Para los voltímetros, las capacidades razonables de sobrecarga (durante un segundo) son diez veces para rangos de hasta 50 v, cinco veces en el rango de 50 a 200 v y dos veces para voltajes de más de 200 v.

En aquellos casos en los que se deba indicar la sobrecarga, se suministran medidores con una escala de sobrecarga.

2.2 Elementos de protección Cuchillas de protección desconectoras en aire

Las cuchillas desconectoras en aire de operación sin carga son mecanismos eléctricos de maniobra que se utilizan para conectar, desconectar o cambiar las conexiones eléctricas de circuitos. El accionamiento de las cuchillas puede ser bajo tensión pero en general sin corriente.

En los sistemas abastecedores de energía eléctrica las cuchillas desconectoras desempeñan un papel muy importante, pues ofrecen seguridad en el aislamiento físico de circuitos al interrumpir en forma apreciable la continuidad eléctrica.

En las subestaciones eléctricas las cuchillas desconectoras se utilizan como cuchillas de paso, de prueba o únicamente como medio de desconexión de aparatos y circuitos.

Las cuchillas desconectoras deben cumplir con los requisitos siguientes:

- a) Garantizar un aislamiento dieléctrico a tierra, sobre todo en la apertura. Por lo general se requiere que entre los puntos de apertura de la cuchilla exista un 15 o 20% de exceso en el nivel de aislamiento respecto al nivel de aislamiento a tierra.
- b) Conducir en forma continua la corriente nominal sin que exista un incremento de temperatura en las diferentes partes de la cuchilla (contactos).
- c) Soportar por un tiempo especificado (generalmente un segundo) los efectos térmicos y dinámicos que producen las corrientes de corto circuito.
- d) El diseño y construcción de las cuchillas deben evitar falsos contactos durante las maniobras de cierre y apertura, aun en condiciones atmosféricas desfavorables como puede ser por ejemplo la presencia de hielo.

2.2.1 Componentes de una cuchilla desconectora

- 1- Contacto fijo
- 2- Pieza porta-tuerca conexión de acometida
- 3- Cuchilla seccionadora con contacto móvil
- 4- Acoplador mecánico de material aislante (conexión en grupo)
- 5- Flecha de accionamiento en grupo
- 6- Contacto porta-tuerca conexión del usuario
- 7- Aislador de apoyo
- 8- Contacto de giro de la cuchilla

2.2.2 Clasificación de las cuchillas desconectoras.

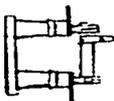
Las cuchillas desconectoras tienen formas y características constructivas que dependen del valor nominal de tensión en el sistema, del nivel de aislamiento utilizado y de la corriente que deben conducir las cuchillas en condiciones normales de operación. lo cual las clasifica de la manera siguiente.

- a) Por su número de polos:
 - Unipolares
 - Tripolares
- b) Por el plano de apertura de sus contactos:
 - Vertical
 - Horizontal
- c) Por el accionamiento de sus contactos:
 - Giratorio
 - Tipo pantógrafo

Cuchillas unipolares:

En este seccionador en la posición cerrada la navaja se encuentra insertada en un contacto que esta aprisionado fuertemente la navaja para garantizar un buen contacto eléctrico.

Puede haber una o mas navajas según sea la corriente nominal que conducen, por lo general se emplean en baja tensión y en tensiones medias con corrientes hasta de 1500 Amperes.



Cuchilla desconectora unipolar

Cuchillas tripolares:

Son básicamente el mismo tipo de cuchillas unipolares pero el mando es tal que se accionan las tres fases simultáneamente.

Cuchilla desconectora de un tiro tripolar

Estas están diseñadas para maniobrar sin carga y su accionamiento puede ser por medio de mecanismos manuales o eléctricos.

Cada polo de la cuchilla esta formado por dos contactos, uno fijo y otro móvil. ambos montados sobre aisladores fijos.

Los aisladores están montados sobre un chasis metálico, hecho con perfiles de acero soldados entre sí. Los tres contactos móviles de la cuchilla están unidos a un eje común, a través del cual se realiza la operación tripolar simultanea, dicho eje se encuentra ensamblado también al chasis de acero.

La cuchilla desconectadora puede equiparse con cuchillas auxiliares para la puesta a tierra, estas van instaladas a uno y otro lado del aparato, además puede estar provista de bloqueos mecánicos entre cuchillas auxiliares y principalmente para evitar maniobras erróneas.

Cuchillas unipolares de rotación:

Estas pueden tener un perno control o bien con interrupción doble o pueden existir de interrupción simple con columna central giratoria, son utilizadas por lo general en sistemas de alta tensión con corrientes hasta de 2000 Amperes.



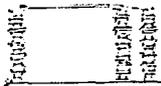
Cuchilla desconectadora unipolar de rotación

Cuchillas desconectadoras tripolares giratorias:

Son casi igual a las giratorias unipolares, pero emplean mando tripolar para accionamiento simultaneo de los tres polos, por lo general se usan en 85 y 230 KV.

Cuchillas desconectadoras de apertura vertical:

En estas cuchillas se tiene un giro del orden de 110° de la columna central del aislador, la apertura se realiza en dos tiempos por medio de un giro de 60° de la cuchilla (navaja) que gira sobre su propio eje y un movimiento vertical de la otra navaja en forma propia. Los puntos de contacto son antihuelo y a prueba de contaminación. Se usan en sistemas de 85 a 230 KV.



Cuchilla desconectadora de apertura vertical

Cuchillas desconectadoras tipo pantógrafo.

Se construyen en general del tipo monopolar siendo su elemento de conexión del tipo pantógrafo de donde viene su nombre, el cierre del circuito se obtiene levantando el contacto móvil que se encuentra sobre el pantógrafo conectándose al contacto fijo que se monta sobre el cable o sistema de barras de la subestación, su empleo es importante en las subestaciones y por otro lado presenta la ventaja de que pueden ser inspeccionadas sin poner fuera de servicio esa parte de la instalación.



Cuchilla desconectadora tipo pantógrafo

Los tipos de cuchillas mencionados anteriormente se tienen básicamente las siguientes formas de accionamiento:

- Manual directo o con pértiga
- Manual con mando por varilla y palanca o manivela
- A control remoto accionadas por motor eléctrico o en forma neumática.

2.3 Interruptores de potencia

El interruptor de potencia es un dispositivo electromecánico encargado de cortar o de restablecer la continuidad de un circuito eléctrico con carga en condiciones normales de servicio, así como de interrumpir corrientes de corto circuito o sobrecarga en condiciones de falla. Su construcción es tal que la interrupción se realiza automáticamente y el tiempo que dura la misma es breve y se gradúa a voluntad.

Cuando por causa de una falla el circuito es interrumpido este adquiere características inductivas, por tanto, la tensión y la corriente de corto circuito presentan un importante desfaseamiento que impide a dichas magnitudes anularse al mismo tiempo. Tal fenómeno perjudica la extinción del arco.

El proceso ideal de interrupción de la corriente tiene lugar cuando el corte del circuito se realiza al paso de la intensidad por cero manteniéndose nula la tensión del arco durante los periodos que preceden a la interrupción; objetivo que se ha logrado en gran parte en los modernos interruptores al reducir la duración del arco y mantener su tensión a un valor muy débil. El problema consiste en dar, inmediatamente después de la apertura de los contactos, una rigidez dieléctrica suficiente al espacio que los separa para impedir los arcos eléctricos.

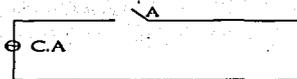
La duración máxima del arco en los modernos interruptores es de dos semiperiodos y el valor de la rigidez dieléctrica necesaria se obtiene por medio de aceite mineral, aire comprimido o algún otro gas a presión como por ejemplo el hexafluoruro de azufre o al crear el vacío. Tomando como base lo anterior, los interruptores pueden ser clasificados de la siguiente forma:

- a) Interruptores sumergidos en aceite
 - De gran volumen de aceite con o sin cámara de extinción.
 - De pequeño volumen de aceite, generalmente equipados con cámara de extinción.
- b) Interruptores de aire
- c) Interruptores en hexafluoruro de azufre
- d) Interruptores en vacío

Los tipos de interruptores arriba mencionados pueden ser construidos para usarse en instalaciones interiores o a la intemperie.

2.3.1 Proceso de interrupción

Consideramos necesario explicar el proceso de interrupción de cualquier tipo de interrupción a través del circuito siguiente, donde se produce un corto circuito en el momento de cerrar el interruptor A, originándose una corriente de falla que obliga al mismo interruptor a abrir automáticamente el circuito.



En el momento de cerrar el interruptor A, el valor de la corriente de falla esta limitado por la resistencia del inducido del generador, por la reactancia de dispersión del mismo y por la impedancia de los conductores, pero como la resistencia del inducido y de los conductores es pequeña comparada con la reactancia de dispersión, se considera que solo esta limita la corriente observada llamada corriente inicial de corto circuito. Sin embargo, por el efecto electromagnético de la misma su valor disminuye gradualmente hasta llegar a un valor permanente de corriente de corto circuito.

Si en el momento de producirse el corto circuito fuese máximo el valor de la onda de voltaje se tendrá una corriente de corto circuito simétrica, en cualquier otro instante en que se produzca la falla y la onda de voltaje tenga un valor distinto a su amplitud máxima, habrá una corriente de corto circuito asimétrica.

2.3.2 Magnitudes características

En el proceso de operación de los interruptores de potencia es conveniente considerar las siguientes magnitudes eléctricas:

a) Valor eficaz.- El valor eficaz de una corriente o de un voltaje alterno es la medida de su efecto térmico, por ejemplo, el valor eficaz de una corriente alterna equivale a cierto valor de corriente continua que al pasar por una resistencia eléctrica, disipa la misma cantidad de energía calorífica que la correspondiente corriente alterna en estudio.

Sea H_1 la energía disipada por una resistencia de valor R, al circular por ella una corriente I, durante un intervalo de tiempo T, es decir.

$$H_1 = I e^2 R T$$

Con el mismo intervalo de tiempo T, en una resistencia de igual valor R circula una corriente alterna $i(t) = I_m \cos \omega t$, la cual disipa una energía H_2 , es decir:

$$H_2 = \int_0^t R I_m^2 \cos^2 \omega t dt$$

$$H_2 = \frac{I_m^2}{2} R T$$

al igualar H_1 y H_2 tendremos:

$$I e = \frac{I_m}{\sqrt{2}}$$

Donde: $I e$ = Valor eficaz de corriente.

I_m = Valor máximo de la intensidad de corriente alterna.

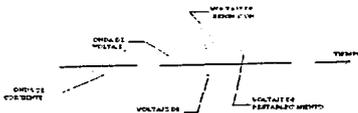
b) Tensión nominal del interruptor.- Es la tensión eficaz de la línea para la cual ha sido construido el interruptor.

c) Corriente de interrupción o de ruptura.- Es el valor eficaz de la componente alterna durante el semiciclo con el cual se inicia el arco entre los contactos.

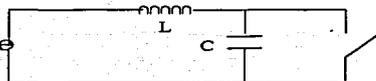
d) Corriente de interrupción o de ruptura.- A fin de integrar las cifras representativas de la capacidad de interrupción de los disyuntores, la comisión internacional de electrotécnica recomendó indicarla en KVA, por tanto, para una corriente trifásica dicho valor resultara del producto siguiente:

$$Pr = \sqrt{3} E I_r \text{ Donde: } Pr = \text{Potencia de interrupción}$$
$$E = \text{tensión entre fases}$$
$$I_r = \text{corriente de interrupción}$$

e) Voltaje de restablecimiento.- Es el valor eficaz del primer semiciclo de voltaje que aparece entre los contactos del interruptor después de la interrupción de corriente. Tiene una parte transitoria conocida como voltaje de reignición y después de la oscilación transitoria subsiste casi con el valor de la frecuencia del sistema, a lo que se denomina voltaje de restablecimiento, de gran influencia sobre el poder de interrupción del disyuntor.



La influencia de los elementos que componen una instalación de alta tensión puede reducirse en el circuito siguiente.



El efecto combinado de la capacitancia C y de la inductancia L, después de la extinción del arco, impide el restablecimiento brusco de la tensión produciéndose oscilaciones transitorias. La frecuencia de estas oscilaciones se llama frecuencia propia del circuito interrumpido y generalmente varía entre algunos cientos y algunas decenas de millares de ciclos por segundo. Por ello, la capacidad de interrupción de un interruptor disminuye cuando la frecuencia propia del sistema aumenta en virtud de que el tiempo disponible para la regeneración dieléctrica del espacio entre los contactos es más corto.

f) Ciclo de trabajo.- Consiste en una serie de operaciones de apertura y de cierre en cierto orden y a intervalos de tiempo preestablecidos.

Generalmente los ciclos de trabajo se designan con letras, por ejemplo, las operaciones de apertura se representan con la letra A y las de cierre con la letra C. Entre las letras se colocan números para indicar el intervalo de tiempo (medido normalmente en segundos que debe transcurrir entre dos operaciones, por ejemplo, la expresión A-3-C significa una operación de apertura precedida, después de tres segundos, de una operación de cierre.

g) Recierre de los interruptores.- Es la operación de cierre (en el menor tiempo posible) de los contactos del interruptor y ocurre después de haberse disparado este.

El lapso de tiempo que transcurre desde la desconexión hasta el recierre se llama tiempo muerto y debe ser mínimo para evitar perturbaciones en la estabilidad de fuentes alimentadoras acopladas en paralelo a la subestación.

El recierre rápido reduce las interrupciones del servicio, ya que las estadísticas demuestran que el 7% de las perturbaciones son de carácter permanente y un 93% son transitorias. Por eso con el empleo de este método, si por causa de una sobretensión, el interruptor abre el circuito, este vuelve en breve tiempo a cerrarlo quedando el servicio restablecido, si hubiere sido una falla pasajera, pero si esta fuera permanente, el interruptor abrirá nuevamente el circuito dejándolo así hasta que el desperfecto sea reparado.

2.3.3 prestaciones de los interruptores de potencia

Desde el punto de vista de las sobretensiones los interruptores de potencia brindan las siguientes prestaciones:

- Interrupción de corrientes bajo carga por maniobras controladas.
- Interrupción de corriente de corto circuito o de sobrecarga
- Interrupción de pequeñas corrientes inductivas
- Interrupción de pequeñas corrientes capacitivas

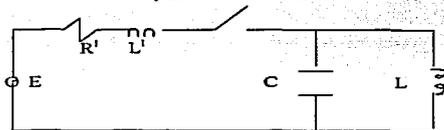
La interrupción de corrientes de corto circuito es la que impone las más difíciles condiciones de operación y debe tomarse en cuenta para seleccionar la capacidad interruptiva del interruptor, pero este no solo debe abrir si no también cerrar circuitos con carga, en tales condiciones la corriente de cierre se establece poco antes de que lleguen a tocarse los contactos.

Creándose un arco que da origen a fuerzas electromagnéticas de repulsión que tienden a impedir el cierre de los contactos del interruptor.

Con el fin de conocer algunos de los efectos eléctricos que se producen durante la operación de los interruptores, describiremos brevemente la interrupción de pequeñas corrientes inductivas.

2.3.4 Interrupción de pequeñas corrientes inductivas

Para entender el fenómeno que se presenta, consideremos el siguiente circuito monofásico en el que son L y C la inductancia y la capacitancia del circuito que ha de interrumpirse; R' y L', la resistencia e inductancia del circuito de alimentación y E la tensión de la red



Si en el momento de la interrupción, el arco eléctrico es extinguido cuando aun circula por la inductancia L una intensidad i_a , la energía magnética $i_a^2 L$ no puede desaparecer inmediatamente, en consecuencia la capacitancia C se carga produciendo un aumento en la tensión de sus terminales. Si la rigidez dieléctrica del espacio entre contactos y el aislamiento de todo el circuito son suficientes, la energía provoca en el circuito (LC) oscilaciones de alta frecuencia que se amplifican y representan un fenómeno de inestabilidad.

Al mismo tiempo que aumenta la tensión en las terminales de la capacitancia C , se incrementa la tensión entre los contactos, produciéndose arcos eléctricos y si la energía almacenada en C es todavía grande, el fenómeno se presentará varias veces hasta que la energía disminuya a un valor tal, que la diferencia de potencial entre los contactos no provoque arcos eléctricos, por tanto, los valores de las sobretensiones producidas por este fenómeno dependerán de la rigidez dieléctrica entre los contactos.

2.3.5 Interruptores en aceite

Algo muy importante de los interruptores en aceite, es la propiedad que tienen de absorber cantidades bastante grandes de calor vaporización y descomposición; desempeñando un papel fundamental para extinción del arco eléctrico, además de la gran resistencia que posee a las tensiones de choque.

La interrupción en aceite puede llevarse a cabo con diferentes tipos de interruptores:

- a) Interruptores de gran volumen de aceite.
- b) Interruptores de gran volumen de aceite equipados con cámaras de extinción.
- c) Interruptor de pequeño volumen de aceite.

Actualmente los interruptores de gran volumen de aceite con y sin cámaras de extinción no son aplicables en las subestaciones eléctricas con tensiones medias de hasta 34.5 KV.

2.3.5.1 Interruptores de pequeño volumen de aceite

El alto costo, los riesgos de incendio y el considerable espacio que necesitaban los interruptores de gran volumen de aceite obligo a buscar otra solución al problema de la interrupción de corrientes de corto-circuito de gran magnitud, así se diseñaron los interruptores de pequeño volumen de aceite, recibiendo este nombre porque su contenido de aceite es de 1.5 a 2.5% del que requieren los de gran volumen.

Se fabrican dos tipos de interruptores de bajo contenido de aceite; uno de ellos esta proyectado para operar en instalaciones a la intemperie con tensiones mayores a los 36KV, el otro tipo es diseñado para incorporarse como estacionario o removible en gabinetes de subestaciones compactas con voltajes de hasta 34.5KV.

No obstante, ambos tipos de interruptores tienen la ventaja de que su poder de ruptura es independiente de la frecuencia propia del circuito al cual pertenecen.

Descripción

Existen diferentes formas constructivas de los interruptores de pequeño volumen de aceite, sin embargo, su principio de operación es el mismo y por eso es posible hacer una descripción de operación es el mismo y por eso es posible hacer una descripción general de ellos.

Los interruptores de bajo contenido de aceite para servicio interior, se fabrican para tensiones que varían entre 2.3 y 34.5KV y con estos rangos de voltaje manejan corrientes nominales con valores que van de 600 a 400 amperes, se componen de tres polos idénticos montados sobre un soporte móvil de acero o sobre un marco estacionario y se encuentran interconectados por un mecanismo que hace operar simultáneamente las barras de contacto. El accionamiento puede ser manual o eléctrico, de control local o remoto.

Normalmente los aparatos de accionamiento del interruptor se encuentran en el interior de una caja metálica y todos ellos están aislados de la alta tensión, por lo tanto son accesibles aun en servicio, además, disponen de relevadores secundarios que controlan el disparo automático del interruptor en condiciones de corto circuito o sobrecarga.

Exteriormente cada polo esta protegido por un cilindro aislante de gran resistencia mecánica que contiene los dispositivos de contacto, cámara de extinción, etc. Y todos ellos están sumergidos en aceite.

2.3.6 Interruptores en aire Descripción

Los sistemas de abastecimiento de energía eléctrica que manejan alta tensión, tienen la posibilidad de emplear equipos automáticos de ruptura en aire para proteger sus propias instalaciones de las corrientes de corto-circuito, de sobrecargas o para desconectar circuitos con carga en condiciones normales de operación.

Los interruptores en aire están provistos de fusibles de alta capacidad interruptiva y de relevadores secundarios de sobrecorrientes que gobiernan la desconexión automática del aparato, sin embargo, todas estas ventajas se ven limitadas por los rangos de operación del interruptor debido a que los equipos de interrupción en aire son apropiados para trabajar en sistemas de hasta 34.5KV y su capacidad interruptiva llega hasta 1000MVA.

Por sus reducidas dimensiones los interruptores en aire pueden ser instalados dentro de los gabinetes metálicos que forman las subestaciones compactas, no obstante, al modificar alguna características constructivas es posible operarlos en instalaciones a la intemperie.

Desde el punto de vista operativo, existen dos tipos de dispositivos que realizan la interrupción en aire:

- a) Seccionadores o interruptores de cierre y apertura rápida sin fusibles.
- b) Interruptores automáticos provistos de un mecanismo de disparo libre que además de la conexión y desconexión rápida, efectúa el disparo tripolar al fundirse alguno de los fusibles. Los fusibles tienen la función de limitar la corriente de corto circuito, por tanto, el poder de ruptura depende de la capacidad interruptiva de los fusibles utilizados.

Accionamiento

Los interruptores en aire están previstos para operar manualmente a través de accionamientos de palanca o de disco que generalmente van colocados al frente del gabinete. La desconexión automática se realiza por medio de un disparo mecánico accionado por el indicador de fusión del fusible, que se rearma automáticamente, pero para conectar el interruptor nuevamente se requiere reponer el fusible fundido.

Partes que componen un interruptor:

1. Varilla aislante de los relevadores
2. Placa soporte de los relevadores
3. Relevador de sobrecorriente
4. Clema para fusible
5. Fusible
6. Toma de corriente inferior
7. Soporte de toma de corriente
8. Aislador soporte
9. Conexión flexible para relevado
10. Soporte superior del relevador
11. Relevador
12. Varilla aislante del relevador
13. Soporte inferior de la toma de corriente
14. Placa aislante
15. Cincho soporte de la toma de corriente
16. Aislador soporte
17. Chasis

2.3.6.2 Extinción del arco

El corte de corriente se realiza en las cámaras de extinción, donde el arco se apaga por efecto de un fuerte soplo de aire bajo precisión provocado en el instante de la desconexión. El aire ionizado es enfriado a tal grado dentro de la cámara, que no hay chisporroteo durante la interrupción, además, la gran rapidez de desconexión lograra por la energía almacenada en el resorte, asegura una interrupción efectiva y la extinción del arco en corto tiempo.

Es importante señalar que la capacidad interruptiva es independiente del factor de potencia de la instalación.

2.3.7 Interrupción en vacío

El interruptor en vacío es un dispositivo que tiene sus contactos principales en una cámara al alto vacío, por lo que su habilidad para interrumpir corriente es más efectiva que la de un interruptor en aire o en aceite.

2.3.7.1 Principio de interrupción

El principio de interrupción es por difusión del arco, esto es, cuando el dispositivo abre un circuito con carga, los contactos del interruptor se separan, lo que provoca la formación de un arco, pero como la operación ocurre dentro de la cámara de vacío, el arco tiende a extinguirse provocando una pequeña explosión que vaporiza material de los contactos formando un plasma iónico de baja energía que se difunde irregularmente dentro de la cámara principalmente entre los contactos. El plasma iónico de baja energía formado por material de los contactos, desaparece inmediatamente al pasar la corriente por su valor cero, es decir, su duración máxima es de $\frac{1}{2}$ ciclo.

El plasma iónico tiene corta duración porque se mantiene con un valor pequeño de energía ($i^2 t$) y en el instante en el que la corriente vale cero la energía también vale cero, propiciando que el plasma se enfríe y las partículas de material que lo forman se condensan sobre los contactos nuevamente.

El problema que puede surgir, es que la corriente se interrumpa en un valor diferente de cero, si esto ocurre, puede haber exceso de ionización metálica dentro de la cámara de vacío, también habría un alto voltaje a través de los contactos, tal combinación de posibilidades causaría un reencendido del arco, provocando un voltaje mayor que lo normal, llamado voltaje de impulso.

Para impedir tal fenómeno se inyecta dentro de la combinación química de los contactos, material especial compuesto de aleaciones que incluyen no menos de 15 diferentes metales, lo que da como resultado contactos tipo electrodo fácilmente sublimables, es decir, pasa del estado sólido al gaseoso, directamente y viceversa.

Con esto se consigue mantener estable el arco eléctrico hasta el valor cero de corriente, en donde será extinguido, lo que significa que el corte de corriente siempre será en el punto $I=0$, eliminándose los sobrevoltajes, por lo que no se requiere de supresores de voltaje a excepción de las aplicaciones especiales en donde se manejen enormes valores de corriente y sea muy difícil llevar la corriente hasta su valor cero solo con el material de los contactos.

2.4 Apartarrrayos

El apartarrrayos es uno de los elementos principales para la coordinación de aislamiento en las subestaciones eléctricas, al establecer una correlación entre sus características de protección y los niveles básicos de aislamiento de los equipos por proteger, con particular referencia a los aislamientos internos.

El principio básico de la coordinación de aislamiento consiste en que siempre la característica de protección del apartarrrayos se encuentra debajo del nivel básico de aislamiento de los objetos por proteger, principio que se logra por cualquiera de las formas siguientes:

- a) una vez establecidos los niveles de aislamiento para los equipos, se selecciona el apartarrrayos que ofrezca las mejores características de protección.
- b) A partir de las características de protección de un apartarrrayos, se establecen los niveles básicos de aislamiento normalizados para los equipos.

La continuidad en el servicio y la vida útil del equipo de una subestación eléctrica, puede alterarse por los esfuerzos dieléctricos aplicados a sus materiales aislantes, tales esfuerzos se producen por:

- a) Sobretensiones (1) de origen externo, como son las descargas atmosféricas.
- b) Sobretensiones (1) de origen interno causados al realizar maniobras con interruptores. Por tanto, es muy importante proveer a las instalaciones eléctricas abastecedoras de energía en alta tensión, de los elementos necesarios para protegerlas contra las sobretensiones.

Construcción.

El apartarrrayo se presenta como una envolvente de porcelana herméticamente cerrada en donde se encuentran montadas sus partes activas, entre las que figuran la resistencia que trabaja en función de la tensión y el explosor de extinción compuesto por electrodos. Generalmente, dentro del apartarrrayos existe nitrógeno con el fin de evitar fenómenos de corrosión y de envejecimiento.

Definición:

Apartarrayo.- Es un dispositivo de protección del aislamiento de los equipos eléctricos contra las sobretensiones transitorias de gran valor, limita la magnitud y duración de estas y reduce la amplitud de la corriente remanente por medio de descargas a tierra, a través de trayectorias cuya resistencia esta en función de la tensión.

NOTA: Corriente remanente de un apartarrayos es la corriente que proviene de la red y circula a través del apartarrayos después del flujo de la corriente de impulso posterior a una descarga.

Selección de apartarrayos

La selección de un apartarrayos para la protección de los aislamientos contra sobretensiones de origen atmosférico y/o sobretensiones por maniobra de interruptores, debe estar en función del criterio de coordinación de aislamiento adoptado para una instalación, es decir se debe verificar que un tipo de apartarrayos seleccionado cumpla con los requerimientos de los aislamientos de los equipos y aparatos de la subestación (transformador, interruptor, cuchillas, etc.) y su correlación con el aislamiento de las líneas de transmisión conectadas a la subestación.

2.4.1 Clasificación

Uno de los criterios para clasificar a los apartarrayos es según el valor de la corriente nominal de descarga y tiene las acepciones siguientes:

- a) Apartarrayos tipo estación a los de 10KV
- b) Apartarrayos tipo intermedio a los de 5KA (serieA)
- c) Apartarrayos tipo distribución a los de 5KA (serieB)
- d) Apartarrayos secundarios a los de 1.5KA

Estudios estadísticos han demostrado que solo del 1 al 4% de las corrientes de descarga en los apartarrayos sobrepasan de los 10KA y alrededor de un 70% son menores de 2KA.

2.4.2 Tensiones normalizadas en KV (rms) para apartarrayos de hasta 34.5 KV

1.5 KA Secundarios	5 KA Serie B Distribución	5 KA Serie A Intermedios	10 KA Estación
0.175	3	3	3
0.280	4.5	6	6
0.500	6	9	9
0.600	7.5	12	12
	9	15	15
	10	21	21
	12	24	24
	15	27	27
	18	30	30
	21	33	33
	24	36	36
	27		
	30		

2.4.3 Características de los apartarrayos.

Las características principales que debemos considerar en su aplicación son las siguientes:

- Tensión nominal (V_n)- También conocida como tensión de designación del apartarrayos y su valor se puede obtener de acuerdo a la expresión siguiente:

$$V_n = K_e \times V_{max}$$

Donde: V_n = Tensión nominal del apartarrayos en KV.

K_e = Factor de conexión a tierra cuyo valor depende de las relaciones R_o/X_1 y X_o/X_1 , siendo R_o .

X_o la resistencia y reactancia de secuencia cero del sistema respectivamente y X_1 la reactancia

De secuencia positiva del sistema.

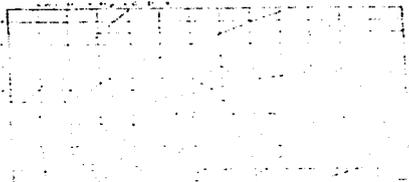
V_{max} = Tensión máxima de diseño en KV (de fase a fase) del sistema por proteger.

Para propósitos de calculo aproximado, el valor de K_e se puede tomar como 0.8 para sistemas con neutro solidamente aterrizado en donde $R_o/X_1 \leq 1.0$ y $X_o/X_1 \leq 3.0$.

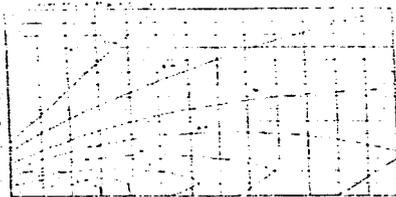
Para sistemas con neutro flotante el valor de K_e se toma como 1.0.

Este método para determinar la tensión nominal del apartarrayos solo es aplicable para la protección contra sobretensiones de origen atmosférico. Tratándose de sobretensiones causadas por maniobra de interruptores, el procedimiento es diferente.

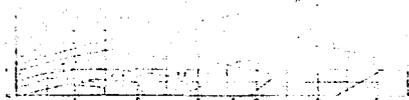
Para relaciones distintas de X_o/X_1 y R_o/X_1 , los factores de conexión a tierra K_e se obtienen de las graficas 5.1, 5.2, 5.3 donde se expresan como un porcentaje de las sobretensiones que aparece en dos fases de un sistema trifásico cuando se presenta una falla de fase a tierra en la otra.



Grafica.-5.1
Relación de R_o/X_1 y X_o/X_1 para la determinación del factor de conexión a tierra K_e , con $R_1 = R_2 = 0.2 X_1$



Grafica.- 5.2
Relación de R_o/X_1 y X_o/X_1 para la determinación del factor de conexión a tierra K_e , con: $R_1 = R_2 = 0.1 X_1$



Grafica 5.3 Relación de R_o/X_1 y X_o/X_1 para la determinación del factor de conexión a tierra K_e , con:
 $R_1 = R_2 = 0$

- Corriente de descarga del apartarrayos (I_d)

La corriente de descarga del apartarrayos se calcula a partir de las características de protección y nivel básico de aislamiento del sistema. Generalmente se expresa en kiloamperes a partir de la expresión:

$$I_d = \frac{2E - V_r}{Z_o + R} \text{ (KAMP)}$$

Donde:

E = Es la magnitud de la onda entrante a la subestación.

E = $2e'n$ siendo e el valor de la onda incidente y n el numero de líneas entrantes a la subestación.

V_r = Tensión residual del apartarrayos (KV).

Z_o = Impedancia característica de la línea (OHMS).

R = Resistencia del apartarrayos (OHMS).

Para cálculos rápidos cuando $n=1$, la corriente I_d se puede obtener en forma aproximada como:

$$I_d = \frac{K \cdot 2 \cdot NBAI}{Z_o} \text{ (KAMP)}$$

Para tomar en consideración el efecto de las reflexiones sucesivas de las ondas de rayo (desde el punto de la descarga) que tiende a incrementar la corriente I_d , a las expresiones para el calculo de esta corriente se les multiplica por un factor K que depende de la distancia al punto de la descarga (D) y de la longitud de la cola de la onda:

D (m)	FACTOR K
700	3
1600	2
3200	1

- Tensión residual o de descarga (V_r).- Es la tensión que aparece entre la terminal de línea y tierra de un apartarrayos durante el paso de la corriente de descarga.

- Tensión de descarga a 60 Hz (V_{60}).- Es el valor eficaz de la menor tensión de baja frecuencia (60Hz) que aplicada entre las terminales de línea y tierra de un apartarrayos, causa el arqueo de todos los explosores (GAPS) que se encuentran en serie.

- Tensión de descarga por impulso (V_p).- Es el valor mas alto de tensión obtenida con un impulso de onda y polaridad dadas (1.25:50 o 250:2500 ms para impulso por rayo o por maniobra), aplicada entre las terminales de línea y tierra del apartarrayos.

De las características anteriores, las primarias son la tensión nominal y la corriente de descarga y a partir de estas se determinan las demás, ya sea por valores de norma o recomendaciones del fabricante.

2.4.4 Designación de apartarrayos

Es practica común designar a los apartarrayos como de 100%, 80% y 75%, estos valores se refieren normalmente a la tensión máxima de diseño, así por ejemplo un apartarrayos de 100% tiene una tensión nominal que es mayor en un 5% a la tensión máxima de diseño del sistema que se trate y se emplea normalmente con sistemas de neutro aislado o con neutro conectado a tierra a través de alta impedancia.

Los apartarrayos con porcentajes menores al 100% se emplean en sistemas con neutro conectado a tierra y la forma de esta conexión a tierra determina el valor del apartarrayos. Por ejemplo en un sistema con neutro solidamente conectado a tierra se pueden emplear apartarrayos con 80% del valor de la tensión máxima de diseño, y en un sistema multiterrizado se pueden emplear apartarrayos de 75%.

2.4.5 Margen de protección.

En la aplicación de apartarrayos es importante tomar en consideración dos aspectos:

- su tensión nominal, que esta relacionada con sus características de protección y los niveles básicos de aislamiento de los objetos por proteger

-A la diferencia que existe entre el nivel básico de aislamiento al impulso del equipo por proteger y la máxima tensión que puede aparecer en el apartarrayos se le conoce como margen de protección. Se establece que su valor debe ser del 20% para impulsos por rayo y 15% para impulsos por maniobra, generalmente se expresa en % y se obtiene con las expresiones siguientes:

a) Para impulso por rayo:

$$\text{Margen de protección} = \frac{(\text{NBAI}) - (\text{Máxima tensión en el apartarrayos}) \times 100}{\text{Máxima tensión en el apartarrayos}}$$

b) Para impulsos por maniobra:

$$\text{Margen de protección} = \frac{(\text{NBAM}) - (\text{Máxima tensión en el apartarrayos}) \times 100}{\text{Máxima tensión en el apartarrayos}}$$

La máxima tensión en el apartarrayos puede ser la tensión de descarga por impulso o la tensión residual (la que resulte mayor).

En este sentido se podría mencionar que un apartarrayos de 80% proporciona un margen de protección superior a un apartarrayos de 100%.

El otro aspecto a considerar es que no siempre es deseable tener márgenes de protección muy grandes debido a que esto significa un mayor numero de operaciones del apartarrayos y consecuentemente un numero mayor de salidas probables.

Los márgenes de protección calculados se deben cumplir para cualquier distancia donde se encuentre localizado el apartarrayos con respecto a el o los objetos por proteger, debido a que la protección aumenta a medida que disminuye la distancia entre el apartarrayos y el objeto protegido.

Tabla 4.- Características de protección de apartarrayos tipo estación

Tensión Nominal Del apartarrayos KV (eficaz)	Índice de elevación de tensión (pendiente) KV del frente de Onda KV/ μ s	Tensión de impulso de descarga por frente de onda de 1.2/50 μ s KV (cresta) Máx.	Tensión residual en KV para una onda de impulso de corriente de descarga de 8/20 y valor de corriente:		
			5KA	10KA	20KA
3	25	11-12	6-8.5	7-9	7.8-10
6	50	18-24	12-17	13.5-19	15.5-20
9	75	28-35	18-24	20-20	23-28
12	100	38-45	23.5-32	27-35	31-38
15	125	45-55	29.5	33.5-44	39-47
21	175	63-72	41-55	47-60	54-65
24	200	74-90	47-65	53.5-71	62-76
30	250	92-105	59-80	67-87	77.5-94
36	300	108-125	70.5-96	80-105	93-113

Tabla 5.- Características de protección de apartarrayos tipo intermedio.

Tensión nominal Del apartarrayos KV eficaz	Índice de elevación de tensión (pendiente) del frente de onda KV/ μ s	Tensión de impulso de descarga por frente de onda de 1.2/50 μ s KV (cresta) máxima	Tensión residual en KV para una onda de impulso de corriente de descarga de 8/20 y valor de corriente de:		
			5KA	10KA	20KA
3	25	12-12	9-10	10-10.8	12-12.5
6	50	24-31	15.5-19.6	17.5-21.6	20-24.5
9	75	31-35	21-29	23-32	27-36
12	100	41-45	48-36.5	31-40.5	36-48
15	125	51-55	35-46	39-51	45-60
21	175	67-72	49-63	55-70	63-83
24	200	77-90	56-76	62-84	72-95
30	250	94-105	70-90	78-100	91-118
36	300	111-125	88-116	94-129	109-143

Tabla 6.- Características de protección de apartarrrayos tipo distribución.

Tensión nominal Del apartarrrayos En KV eficaz	Índice de elevación de tensión (pendiente) del frente de onda KV/ μ s	Tensión de impulso de descarga por frente de onda de 1.2/50 μ s KV (cresta) sin Electrodos (gasp) externos	KV (cresta) con electrodos (gaps) externos	Tensión residual en KV para una onda de impulso de corriente de 8/20 y valor de		
				5KA	10KA	20KA
3	25	16-25	21-32	10-12.4	11.5-13.8	12.5-15.5
6	50	28-35	41-51	20-23	22.5-26	25-30
9	75	41-50	59-65	29-36.5	33-41	37-46
10	83.3	46-50	62-67	32-38	36-45	41-53
12	100	53-61	72-79	39-46	44-52	50-60
15	125	44-76	80-94	49-55	55-64	62-74.5
18	150	52-91	96-120	59-66	66-76.5	74-90
21	175	60-106	100-150	68-77.5	76-87	86-104
27	225	76-105	-	89-99	96-114	105-134
30	250	84-112	-	99-110	107-126	117-149

2.5 Barras colectoras o buses Descripción

Se denomina barras colectoras al conjunto de conductores eléctrico utilizados como conexión común de los diferentes circuitos de que consta una subestación.

Los circuitos que pueden conectarse o derivarse de las barras son: alimentadores primarios, alimentadores secundarios, bancos de transformadores, redes de tierra, etc.

Los sistemas de barras se componen principalmente de:

- Conductores eléctricos.
- Aisladores.- Proporcionan las distancias dieléctricas necesarias y ofrecen un soporte mecánico a los conductores.
- Conectores y herrajes.- Sirven para unir tramos de conductor y sujetarlo a los aisladores.

El diseño de un sistema de barras colectoras implica la selección apropiada del material, tipo y forma de los conductores, de los aisladores y sus accesorios y de las distancias entre apoyos y entre fases. El diseño se realiza en base a los esfuerzos estáticos y dinámicos a que son sometidas las barras y de acuerdo a las necesidades de conducción de corriente, disposiciones físicas, etc., sin embargo, para la selección final de las barras es necesario tomar en cuenta el aspecto económico, los materiales existentes en el mercado y las normas establecidas.

2.5.1 Tipos de barras

Los tipos de barras usadas normalmente son: cables, tubos y soleras.

Cables

Los materiales empleados en la fabricación de cables son el cobre y el aluminio reforzado con acero (ACSR), este tiene alta resistencia mecánica, buena conductividad eléctrica y bajo peso.

Los cables están formados por alambres trenzados en forma helicoidal, sin embargo, existen conductores de un solo alambre en subestaciones de pequeña capacidad.

Ventajas:

- Es el más barato de los tres tipos de barras antes mencionadas.
- Se logran claros más grandes.

Desventajas:

- Mayores pérdidas por efecto corona.
- Mayores pérdidas por efecto superficial.

Tubos

Las barras colectoras tubulares se usan principalmente para llevar grandes cantidades de corriente, su uso en subestaciones compactas está limitado por requerir soportes especiales. No obstante, por su bajo peso requieren estructuras y soportes ligeros y se emplean actualmente en subestaciones de tipo abierto empleadas por C.F.E. y compañía de luz y fuerza del centro.

Los materiales más usados para barras tubulares son el cobre y el aluminio.

Ventajas:

- Igual resistencia a la deformación en todos los planos.
- El número de soportes necesarios es menor debido a su rigidez.
- Facilidad en la unión entre dos tramos de tubo.
- Disminuye las pérdidas por efecto corona.
- Disminuye las pérdidas por efecto superficial.
- Capacidad de conducción de corriente relativamente grande por unidad de área.

Desventajas:

- Alto costo del tubo comparado con los otros tipos de barras.
- Requiere un gran número de juntas de unión debido a las longitudes relativamente cortas con que se fabrican los tramos de tubo.
- En subestaciones compactas se requieren soportes especiales.

Ventajas del tubo de aluminio con relación al de cobre:

- Mayor capacidad de corriente en igualdad de peso.
- A igual conductividad el costo del tubo de aluminio es menor que el de cobre.

Desventajas del tubo de aluminio con relación al de cobre.

- Mayor volumen del tubo en igualdad de conductividad.
- Los conectores son más caros.

Barras de solera

El tipo de barra que más se utiliza para conducir grandes cantidades de corriente, especialmente en interiores, es la solera de cobre o de aluminio.

Ventajas:

- Es relativamente más barata que el tubo.
- Es superior eléctricamente para conducción de corriente directa.
- Tiene excelente ventilación debido a la mayor superficie de radiación, especialmente en posición vertical

Desventajas:

- Baja resistencia mecánica al pandeo debido a los esfuerzos de corto-circuito.
- Grandes pérdidas por efecto superficial y de proximidad cuando se conduce corriente alterna.
- Requiere de un número mayor de aisladores soporte.

Características eléctricas:

- Al conducir corriente directa en grupos de solera y debido al poco espacio que hay entre ellas, la conducción de calor disminuye, lo que hace que las soleras del centro se calienten más, fenómeno que reduce la eficiencia de conducción de corriente.
- En corriente alterna, la reacción es al contrario, ya que debido al efecto superficial que origina mayor densidad de corriente en la periferia del conductor, se ocasiona que un conductor formado por más de seis soleras no aumente la capacidad de conducción de corriente del grupo, porque tal capacidad no se incrementa en la misma proporción en que se aumenta el número de soleras.

2.5.2 Materiales conductores

Los materiales frecuentemente usados para conducir corriente eléctrica, son en orden de importancia: cobre, aluminio, aleaciones de cobre, hierro y acero.

En la siguiente tabla se dan las propiedades físicas de dichos materiales:

Propiedades físicas	Cobre electrolítico	Aluminio	Acero
Peso específico gr/cm ³ a 20°C	8.91	2.71	7.63
Punto de fusión °c	1084	658	1406
Coef. Lineal de expansión térmica: (°c) por 10°	17.6	23.1	10.9
Resistencia eléctrica a 20°C	1.68	2.68	Aprox. 16
Conductividad eléctrica en % del cobre	101.0	61.0	12.3
recocido a 20°C	3866	1898	9139
Resistencia a la tensión (kg cm ²) duro	2249	844	6046
Resistencia a la tensión (kg cm ²) blando	1.19	0.70	2.1
Módulo de elasticidad Kg cm ² x10 ⁸			

Propiedades físicas de los cables ACSR mas usados:

Calibre mm ²	Núm. de alambres	Diámetro mm		Peso total del cable kg/km	Carga de ruptura kg	Resistencia 25°C Ohm/km	Capacidad de conducción de corriente 30°C Amp.		
		MCM	Aluminio Acero					Total de Núcleo cable acero	
171.36	336.0	26	7	18.33	6.75	688.0	6373	0.172	420
405.45	795.0	26	7	28.14	10.36	1633.8	14152	0.072	725
567.63	1113.0	54	19	32.84	10.94	2126.3	18234	0.052	875

Propiedades físicas de los cables de cobre:

Cobre recocido conductividad 100%

Calibre MCM	N.- de AWG	Diam. del alambre mm	Diam. del cable mm	Área mm ²	Peso kg/km	Tipo recocido		Cap. de cond. de corriente cable desnudo (amps) interior exterior 30°C 30°C		
						Resist. Máx. a la C.D. 20°C Ohms/km	Carga máx. de ruptura kg			
26.25	6	7	1.554	4.115	13.30	118.3	1.296	360	-	-
41.74	4	7	1.961	5.189	21.15	118.0	0.815	572	100	135
66.37	2	7	2.474	6.543	33.62	299.0	0.512	910	135	185
105.50	1/0	7	1.892	8.252	53.48	475.4	0.322	1391	184	248
133.10	2/0	7	2.126	9.266	67.43	599.5	0.255	1754	216	286
167.80	3/0	7	2.388	10.404	85.01	755.9	0.203	2212	250	335
211.60	4/0	7	2.680	11.684	107.20	953.2	0.161	2789	296	388
250	-	12	3.665	15.24	126.64	1148.6	0.138	3295	331	434
500	-	19	4.120	20.59	253.35	2297.5	0.069	6591	525	670

**Propiedades de los tubos de cobre estándar:
98% conductividad**

Diámetro Nominal	Diam. del tubo	Grueso de la pared	Área cm ²	Peso kg/m	Momento de inercia I=(cm) ⁴	Modulo de sección s=(cm) ³	Limite elástico kg	Resistencia a la C.D. 20°C micro- Ohms por metro	Capac. de cond. de corriente 30°C	Inter. Intemp		
										cm	cm	cm ²
3/4	2.0	2.667	2.087	0.289	2.162	1.93	1.5500	1.1628	2433	81.31	512	680
1	2.5	3.340	2.697	0.321	3.046	2.73	3.5104	2.1024	3427	57.72	675	860
1 1/4	3.2	4.216	3.474	0.370	4.478	3.98	8.3578	3.9656	5039	39.26	875	1130

11/2	4.0	4.826	4.064	0.381	5.319	4.74	13.2361	5.4847	5983	33.06	1025	1285
2	5.0	6.032	5.237	0.398	7.036	6.26	28.0705	9.3061	7915	24.99	1300	1585
2 1/2	6.0	7.302	6.350	0.476	10.210	9.10	59.7706	16.3722	11489	17.22	1700	2010

**Propiedades de los tubos de aluminio estándar:
61% conductividad.**

Diámetro nominal	Diámetro del tubo	Grueso de la pared	Área	Peso	Momento de inercia	Modulo de selección	Limite elástico	Resistencia a la C.D.	Capacidad de conducción de corriente			
Pulg.	Ext. Cm	Int. cm	cm ²	kg/m	I ⁴ (cm ⁴)	S=(cm ³)	kg	20°C micro-ohms por Metro	Int. 30°C Intemp.			
3/4	2.0	2.667	2.093	0.287	2.147	0.580	15400	1.1552	2871	140.74	435	530
1	2.5	3.340	2.664	0.337	3.186	0.863	3.6336	2.1761	4259	94.89	590	700
1 1/4	3.2	4.216	3.505	0.355	4.308	0.680	8.1039	3.8443	5756	70.16	740	890
1 1/2	4.0	4.826	4.089	0.373	5.160	1.397	12.8989	5.3454	6894	58.58	840	1010
2	5.0	6.032	5.250	0.391	6.870	1.877	27.2922	9.1865	9253	43.59	1100	1320
2 1/2	6.0	7.302	6.271	0.515	10.990	2.979	63.6831	17.450	14696	27.52	1490	1790
3	8.0	8.890	7.792	0.548	14.370	3.894	125.6057	28.257	19187	21.02	1765	2120
4	10.0	11.430	10.226	0.602	20.472	5.548	301.038	52.674	27352	14.76	2300	2720
5	12.5	14.130	12.819	0.655	27.735	7.515	631.00	89.325	37059	10.89	3100	3660

**Propiedades de los tubos de cobre estándar:
98% conductividad**

Diámetro Nominal	Diam. del tubo cm.	Grueso De la Pared cm	Área cm ²	Peso kg/m	Momento de inercia I ⁴ (cm ⁴)	Modulo de sección S=(cm ³)	Limite elástico kg	Resistencia a la C.D. 20°C micro-ohms por metro	Capac. De cond. de corriente 30°C Int. Intemp.			
3/4	2.0	2.667	2.087	2.289	2.162	1.93	1.5500	1.1628	2433	81.31	512	680
1	2.5	3.340	2.697	0.321	3.046	2.73	3.5104	2.1024	3427	57.72	675	860
1 1/4	3.2	4.216	3.474	0.370	4.478	3.98	8.3578	3.9656	5039	39.26	875	1130
1 1/2	4.0	4.826	4.064	0.381	5.319	4.74	13.2361	5.4847	5983	33.06	1025	1285
2	5.0	6.032	5.237	0.398	7.036	6.26	28.0705	9.3061	7915	24.99	1300	1585
2 1/2	6.0	7.302	6.350	0.476	10.210	9.10	59.7706	16.3722	11489	17.22	1700	2010

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Propiedades de las soleras:

Dimensiones Espesor	Ancho Ancho	Ancho Pulg.	Área Cm. MCM	cm ²	Peso kg/m	Eje horizontal		Eje vertical		Lim. clas- tico	Resis. a la C.D 20°c micro- ohms por mt.	
						Mom. de inercia I= cm ⁴	Modulo de sec. S=cm ³	Mom. de inercia I=cm ⁴	Modulo de sec. S=cm ³			
Solera de cobre												
1/4	0.6	2	5.0	636	3.225	2.88	6.926	2.7300	0.1083	0.3413	5216	54.18
		2 ½	6.0	795.8	4.031	3.60	13.527	4.2671	0.1354	0.4267	7087	43.32
		3	8.0	955.0	4.837	4.33	23.375	6.1451	0.1625	0.5120	8505	36.11
		4	10.0	1273	6.450	5.77	55.400	10.923	0.2167	0.6826	11340	27.06
		5	12.5	1592	8.062	7.21	108.219	17.075	0.2709	0.8534	14175	21.64
Solera de aluminio												
1/4	0.6	3	8.0	955	4.837	1.30	23.433	6.1451	0.1664	0.5079	-	5841
		4	10.0	1273	6.450	1.74	55.483	10.930	0.2081	0.6882	-	43.82
		5	12.5	1592	8.062	2.18	108.386	17.075	0.2913	0.8521	-	35.06

2.6 El transformador

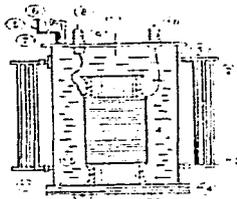
El transformador es la parte importante de una subestación eléctrica ya sea por la función que representa de transferir energía eléctrica de un circuito a otro, o bien por su costo con relación a las partes de la instalación.

El transformador es un dispositivo eléctrico electromagnético sin partes en movimiento, que por inducción electromagnética transforma energía eléctrica de uno o más circuitos, acoplando inductivamente a la misma frecuencia y cambiando usualmente los valores de tensión y corriente.

2.6.1 Partes principales del transformador

Las principales partes que constituyen un transformador de potencia son:

- 1- Tanques.
- 2- Tubos radiadores.
- 3- Núcleo (circuito magnético).
- 4- Devanados.
- 5- Tanque conservador.
- 6- Indicador de nivel de aceite.
- 7- Rele de protección (Buchhoolz)
- 8- Tubo de escape
- 9- Boquillas.
- 10- Puesta a tierra.
- 11- Conexión de los tubos radiadores.
- 12- Termómetro.
- 13- Base de rolar.
- 14- Refrigerante.



Partes esenciales del transformador

2.6.2 Clasificación de los transformadores

Existen diversos criterios para clasificar a los transformadores dentro del campo de la alta tensión, no obstante, intentaremos abarcar a la mayoría de ellos en el siguiente cuadro.

a) Por el número de fases:

- Monofásico
- Trifásico

b) De acuerdo a la cantidad de energía que maneja:

- Transformadores de distribución.- Para capacidades de 15 a 500KVA y tensiones de hasta 34.5KV.
- Transformadores de pequeña potencia.- Con capacidad mayor a 500KVA y tensiones que llegan a los 69KV.
- Transformadores de potencia.- Con capacidad superior a los 5MVA y tensiones que van de 69 a 400-400KV.

c) Por la función que desempeña:

- Transformadores elevadores.
- Transformadores reductores.
- Transformadores de instrumento.

d) Según su tipo de instalación:

- Para servicio interior.
- Para servicio exterior.

e) Por su aplicación:

- Tipo poste.
- Tipo subestación.
- Tipo pedestal.
- Tipo bóveda o subterráneo.

f) De acuerdo a la construcción de su núcleo.

- De columnas o transformadores de circuito eléctrico envolvente, es decir los devanados envuelven al núcleo.
- Acorazado o transformadores de circuito magnético envolvente, en este caso los devanados están rodeados por el núcleo de hierro.

g) Por la regulación de voltaje que manejan:

- Regulación fija.
- Regulación variable sin carga.
- Regulación variable con carga.

h) De acuerdo al medio refrigerante y a los materiales aislantes que utilizan, los transformadores se denominan.

- De tipo seco.
- Sumergido en aceite u otro líquido inerte.
- Encerrados en gas inerte.

i) En función a los sistemas de disipación de calor.

- OA (sumergido en aceite enfriado a base de circulación natural de aire)
- OA/FA (sumergido en aceite enfriado con aire forzado)
- FOA (sumergido en aceite enfriado por la circulación de aceite y aire forzado)
- AA (tipo seco con enfriamiento a base de la circulación natural de aire)
- AFA (tipo seco enfriado por aire forzado)
- OW (sumergido en aceite enfriado con agua)

2.6.3 Partes que integran un transformador

En esta sección no aspiramos a un análisis preciso de los problemas que implica la construcción de transformadores de alta tensión para subestaciones eléctricas, pero si mencionaremos los elementos que conforman estos aparatos de conversión electromagnética

Núcleo

Es el circuito magnético del transformador y esta construido con acero al silicio laminado en frío de grano orientado, llamado hipersil que tiene la ventaja de trabajar a muy altas inducciones magnéticas con pocas pérdidas, debido a que posee alta permeabilidad, además, todas las laminaciones llevan un aislamiento adherido no degradable. En las laminas extremas y al centro de los yugos se realizan cortes a 45° con el fin de evitar traslapes laminares, aumentando con esto la eficiencia de los transformadores.

Las características constructivas antes mencionadas permiten obtener núcleos compactos y disminuir la longitud de conductor en los devanados, lo cual reduce el peso y tamaño de los transformadores.

En el núcleo del transformador puede adoptar diversas formas aunque su sección no varía de los tipos clásicos, como son: cuadrado, rectangular, cruciforme o escalonado.

Bastidor o herrajes

Una vez armado el núcleo se sujeta cada una de sus piernas con flejes de acetato de celulosa y después se coloca sobre una estructura soporte de acero para mantener en su posición al núcleo y a las bobinas. El ensamble de los herrajes se hace por medio de placas de apriete que utilizan pernos y en algunas ocasiones se usa soldadura.

Los herrajes se diseñan para soportar los esfuerzos mecánicos producidos en el ensamble final y los causados por corto circuito.

Devanados

El devanado es un conjunto de espiras que forman el circuito eléctrico del transformador. Los materiales empleados en la construcción de los devanados varían de acuerdo a las características del servicio al cual

se destine el transformador, aunque normalmente se usa cobre y aluminio para los de distribución, es decir, las bobinas de alta tensión se fabrican con alambre o solera de cobre, cubiertos con un aislamiento adecuado, normalmente el cobre lleva una capa de barniz y se envuelve con cinta hecha a base de celulosa, en cambio los devanados secundarios se construyen con hojas de aluminio cuando la tensión que manejan es menor de 480 volts, sin embargo, cuando ese valor es superior se utiliza alambre de cobre.

La ventaja de emplear hojas de aluminio, cuyo ancho abarca la altura total de la bobina, es la de obtener una sección transversal continua del conductor que permite con facilidad el autoalineamiento de los centros eléctricos de los devanados de alta y baja tensión, por consiguiente se propicia la eliminación de la componente vertical del esfuerzo por corto circuito además, al acoplar la bobina de alta tensión dentro de la baja tensión se permite que el bobinado primario quede soportado por el devanado secundario, actuando este como un fleje. En los devanados de hoja de aluminio, se utilizan aislamientos del mismo ancho de la lamina y de este modo se simplifica el proceso de devanado, se reduce el tiempo de fabricación y por tanto baja el precio del transformador.

Finalmente las bobinas de alta y baja tensión, se introducen concentricamente en las piernas del núcleo, fijándolas con apoyos adecuados.

Tanque y cubierta

Los transformadores que emplean como medio refrigerante líquidos, necesitan tener al conjunto núcleo-bobinas completamente armado e instalado en el interior de un tanque, sujetándose tanto en el fondo del mismo como en las paredes laterales. El diseño y construcción del tanque permiten soportar los esfuerzos mecánicos comunes y eventuales a los que estará sometido el transformador durante su manjio, instalación y operación.

El tanque es construido con placas de acero rolando en caliente y todas las juntas o uniones se realizan con cordones de soldadura para garantizar la ausencia de fugas del liquido refrigerante. Normalmente los tanques para transformadores de distribución deben resistir sin sufrir deformación permanente una presión de 0.34 kg/cm^2 como mínimo y de 1 kg/cm^2 para los transformadores de potencia (en la placa de datos aparecen las presiones máximas de operación para las cuales el transformador esta diseñado)

El tanque del transformador sirve además como soporte a gran variedad de instrumentos necesarios para la efectiva operación del transformador.

Los acabados que se le dan al tanque y cubierta para resistir los efectos ambientales propios de los lugares en donde se instalan son: baños químicos de limpieza, inhibidores antioxidantes y pinturas con pigmento adecuados.

Boquillas y terminales

Para alimentar o dar salida a la corriente del transformador, este se equipa con boquillas cuya clase de aislamiento no debe ser menor a la de las terminales de los devanados que conectan. Para tener una idea de las características que reúnen las boquillas y terminales de alta y baja tensión utilizadas en los transformadores de distribución, se muestran las tablas siguientes:

Características eléctricas de boquillas para transformadores trifásicos.

Clase de aislamiento KV	Nivel básico de aislamiento al		Distancia mínima de fuga mm
	Impulso	KV	
15.0		95	267
25.0		150	430
34.5		200	660

Características de las terminales de línea de alta tensión para transformadores trifásicos.

La terminal debe ser apropiada para los siguientes calibres	Capacidad en KVA para tensiones nominales en Alta tensión de
AWG	34.5 KV y menores
Alambre n- 8 a cable n-2	15 a 225
Alambre n- 6 a cable n-4/0	300 a 500

Características de las terminales de línea y neutro de baja tensión para transformadores trifásicos.

La terminal debe ser apropiada para los siguientes calibres:	Capacidad en KVA para tensiones nominales en Baja tensión de:
AWG-MCM	440 V y menores
Alambre n- 8 a cable n-2	- -
Alambre n- 8 a cable n-2/0	15 a 45
Alambre n- 6 a cable n-4/0	75
Alambre n- 2 a cable n-350 MCM	112.5 a 150
Alambre n- 1/0 a cable n- 500 MCM	225
Alambre n- 2/0 a cable n- 1000 MCM	300
Tipo barra	500

Espaciamiento entre boquillas con tensiones mayores de 600 V.

Clase de aislamiento KV	Nivel básico de aislamiento al impulso KV	Distancia mínima entre partes vivas y tierra mm	Distancia mínima entre partes vivas de fases diferentes o entre partes vivas de bobinados diferentes mm
1.2	30	25	25
2.5	45	51	51
5.0	60	64	64
8.7	75	89	102
15.0	95	127	140
25.0	150	203	229
34.5	200	305	330

Para altitudes superiores a 1000, las distancias se aumentan en 1% por cada 100 m que excedan de 1000 m.

Localización de las boquillas

La ubicación de las boquillas de alta y baja tensión puede ser de acuerdo a las necesidades del usuario y se realiza en base a los tipos siguientes:

- Para acoplamiento a tableros se montan las boquillas de baja tensión a la derecha y las boquillas de alta tensión a la izquierda del panel de accesorios o las boquillas de baja tensión a la izquierda y las de alta a la derecha de dicho panel.

- Las boquillas de alta tensión se colocan en la cubierta del tanque y las de baja tensión se pueden instalar en la misma cubierta o al lado derecho o izquierdo del panel de accesorios.

- Transformador con gargantas de acoplamiento a tableros o a bus ducto con boquillas de baja tensión a la derecha y las boquillas de alta tensión a la izquierda del panel de accesorios o las boquillas de baja tensión a la izquierda y las de alta a la derecha de dicho panel.

Normalmente las terminales de alta tensión se designan con la letra H (H_3, H_2, H_1) y las terminales de baja tensión con la letra X (X_0, X_1, X_2, X_3).

Cambiador de derivaciones

Se emplea para reducir o aumentar el número de vueltas o espiras de un devanado del transformador y se hace con el fin de ajustar el voltaje secundario respecto al voltaje primario. Las derivaciones son colocadas generalmente en el lado de alta tensión, la variación de tensión obtenida con las derivaciones no excede del 10% de la tensión nominal y normalmente el número de derivaciones son una arriba y tres abajo o dos arriba y dos abajo, cada una de 2.5% de la tensión nominal.

Ejemplo.- Un transformador de 13200 - 480 V conectado a un sistema de 13200 V podrá variar su tensión secundaria en la forma siguiente:

	Tap's	
Dos arriba	+ 5%	504 V
	+ 2.5%	492 V
	0%	480 V
Dos abajo	- 2.5%	468 V
	- 5%	456 V

El ajuste del cambiador de derivaciones se realiza por medio de una manija y su operación puede ser:

- Interna (operación sin carga), es decir, la manija está dentro del tanque por encima del nivel de aceite.
- Externa, en este caso, la manija de ajuste va colocada fuera del tanque y puede ir instalada a un costado o en la cubierta superior, siempre y cuando no sea en el lado de alta tensión. Sin embargo, en ambos casos lleva un mecanismo que impide su accionamiento mientras el transformador está energizado, en caso de ser para operación sin carga.

Aislamiento

El aislamiento en los transformadores está formado por varios elementos (sólidos y líquidos) colocados para dar un perfecto aislamiento entre los componentes del núcleo, entre los devanados y entre estos y el núcleo, así mismo también se cuenta con aislamientos adecuados entre las partes vivas y el tanque. Los tipos de aislamiento que se emplean dependen de la capacidad y voltaje nominal del transformador.

Cabe mencionar que los transformadores sumergidos en líquidos dieléctricos, utilizan a estos como aislamiento y a la vez como medio refrigerante.

Medio refrigerante

Generalmente en los transformadores de distribución y de pequeña potencia, la refrigeración por convección y por radiación natural no es suficiente para mantener la temperatura de funcionamiento por debajo del valor máximo del que puede soportar sus aislamientos sin reducir la vida útil de estos, de ahí la importancia de que dichos transformadores cuenten con el equipo necesario para facilitar la refrigeración, esto se logra al dotar de conductos de ventilación a los devanados, al aumentar las dimensiones del tanque y al adicionar elementos que ayuden a una rápida disipación de calor.

Los refrigerantes mas empleados son: el aire, el aceite mineral y el agua.

Válvulas, dispositivos de muestreo y conexión para filtro prensa

Se utiliza cuando el transformador va sumergido en aceite mineral.

Válvula para drenaje y muestreo

Consiste de una válvula combinada para drenaje y conexión inferior del filtro prensa. El diámetro de la válvula para transformadores de hasta 2500KVA es de 25.4 mm y los que tienen capacidad superior a 2500 KVA el diámetro es de 50.8 mm. La válvula se localiza en la parte inferior del tanque. Integrada a dicha válvula se encuentra otra válvula para muestreo de 6.35 mm o de 9.5 mm de diámetro.

Conexión superior de filtro prensa

Para unidades de hasta 2500 KVA consiste de una conexión hembra roscada de 25.4 mm con tapón Macho, ubianda en la cubierta o tapa del transformador y para aparatos con capacidad mayor de 2500 KVA la válvula de 25.4 mm se localiza en la pared frontal del tanque.

Aditamentos de levantamiento

Los aditamentos de levantamiento como son argollas y ganchos están soldados o vaciados en el cuerpo del tanque y se utilizan para realizar las maniobras de transporte y montaje del transformador. Así mismo, los herrajes que sostienen al conjunto núcleo-bobina también llevan aditamentos de levantamiento para poder sacar y meter el conjunto al tanque o para su manejo y montaje cuando el transformador es de tipo seco.

Base deslizante

La base del transformador lleva apoyos principales y transversales que permiten mover la unidad sobre rodillos en la dirección de cualquiera de sus ejes, además, es posible equipar la base con ruedas orientables.

2.6.4 Provisión para conexión del tanque a tierra

- Conexión tipo A.- Consiste de una placa o conexión hembra de acero cobrizado, de acero inoxidable o de latón, con un agujero que tiene cuerda normal para tornillo de 12.7 mm de diámetro y 11 mm de longitud, localizada en la parte inferior del tanque.

- Conexión tipo B.- Se forma de una placa de acero cobrizado o de acero inoxidable de 50 mm x 90 mm provista de dos barrenos roscados para tornillos de 12.7 mm de diámetro, espaciados horizontalmente 45 mm entre centros. El espesor mínimo de la capa de cobre es de 0.5 mm. La profundidad mínima del roscado en los barrenos es de 13 mm. La placa se localiza en la parte inferior del tanque.

2.6.5 Indicadores de los transformadores sumergidos en líquido dieléctrico Indicador del nivel de líquido aislante

Se emplea para señalar si existe cantidad suficiente de líquido refrigerante. El indicador puede ser magnético y va provisto de una carátula en la cual se indican los niveles máximo, mínimo y normal del líquido a la temperatura de 25°C. El indicador esta montado en la pared frontal del tanque, además, se puede tener contactos para alarma por bajo nivel.

Termómetro

Se utiliza para indicar la temperatura del líquido aislante, normalmente se localiza en la pared frontal del tanque y sus sensores van sumergidos en un termo pozo a 50 mm del nivel del líquido. Generalmente, los termómetros son de tipo magnético y están provistos de una aguja de arrastre que indica la temperatura máxima alcanzada en cierto periodo. En este caso también se pueden tener contactos para alarma por alta temperatura.

Indicador de precisión y vacío

Los transformadores con capacidades mayores a 2500 KVA o con nivel básico al impulso superior a 200 KV, son equipados con un manovacuometro indicador tipo carátula. Los transformadores de hasta 2500 KVA van provistos de un tapón para prueba de la cámara de aire el cual sirve, además, como manovacuometro.

Válvula de alivio para presiones altas

Es de tipo mecánico y se utiliza para aliviar presiones altas. Se encuentra localizada en la cubierta del tanque, es accesorio normal para unidades mayores de 2500 KVA y es opcional para transformadores con capacidades menores o iguales a los 2500 KVA.

2.6.6 Sistemas de enfriamiento y tipos de transformadores

Durante el funcionamiento de los transformadores se presentan dos clases de pérdidas de energía:

Perdidas en el núcleo y pérdidas en los devanados o pérdidas en el cobre. Toda esta energía perdida se disipa en forma de calor y aunque es una pequeña parte de la energía total de transformación, adquiere valores considerables cuando no se le controla, por esta razón es importante proporcionar al circuito magnético y a los devanados de alta y baja tensión un medio de refrigeración adecuado para que disipe el calor generado durante el servicio, con el fin de evitar daños a los aislamientos y prolongar la vida del aparato entre otras razones.

Por tanto, de acuerdo al medio refrigerante que envuelve al conjunto núcleo-bobina y conforme a los sistemas de enfriamiento que se utilizan en los transformadores, estos pueden dividirse en:

-Transformadores sumergidos en líquido aislante.

-Transformadores tipo seco.

2.6.6.1 Transformadores sumergidos en líquido aislante

Los aislantes líquidos han tenido gran demanda para dar a los transformadores de media y alta tensión, un buen aislamiento y al mismo tiempo proporcionar un medio adecuado de refrigeración.

Entre los refrigerantes dieléctricos líquidos para transformadores podemos mencionar a los aceites minerales, líquidos de silicona y a los askareles o líquidos de ascaridol. Sin embargo es muy importante

señalar que en la actualidad (aproximadamente desde 1977) el uso de los askareles está prohibido, debido a que su elemento principal el bifenilo policlorinado (PBC) y sus demás compuestos son sumamente tóxico y pueden causar daños al medio ambiente, no obstante, los líquidos de ascuridol poseían excelentes características dieléctricas y una inflamabilidad baja.

A continuación se presentan algunas de las características de los líquidos refrigerantes ya mencionados:

PROPIEDADES	ACEITES MINERALES	LIQUIDOS DE SILICONA	ASKARELES
Gravedad específica 25°C	0.88	0.90	1.5
Punto de fluencia	-40	-50	-45
Viscosidad, cs. (25°C)	16	50	17
Punto de ebullición °C	-	ninguno	340
Punto de inflamabilidad (°C)	150	300	195
Punto de combustión (°C)	165	360	ninguno
Resistencia volumétrica (25°C)	8.5×10^{15}	1×10^{15}	2×10^{12}
Rigidez dieléctrica 25°C	35	35	35
Constante dieléctrica 25°C	2.2	2.7	5.6
y a 100 °C (100Hz)	-	2.4	4.7
Factor de disipación, % a 25°C	0.0.2	0.02	-
y a 100°C (100Hz)	0.5	0.10	-
Coefficiente de expansión (°C)	0.00072	0.0005	0.0007
Clasificaciones U.L. De riesgo de incendio	10-20	4-5	2-3

U.L. (laboratorio underwriters) utilizan una escala de 0 a 100 y consideran al 0 como no peligroso y al 100 como muy peligroso.

2.6.6.2 Transformadores tipo seco

Los transformadores tipo seco son aquellos que tienen su núcleo y devanado impregnados con aislantes, pero no están sumergidos en líquidos refrigerantes

Clasificación

Dichos transformadores se clasifican de la siguiente manera:

a) Por el sistema de enfriamiento que utilizan:

- Tipo seco ventilado, autoenfriado, clase AA.
- Tipo seco ventilado, enfriado con aire forzado, clase AFA.
- Tipo seco ventilado, autoenfriado enfriado con aire forzado, clase AA/FA.

- Tipo seco sellado autoenfriado, clase CA.
- b) por las características de su tanque o gabinete:
 - Ventilado.
 - Sellado.

2.6.6.2.1 Transformadores tipo seco ventilados

Tienen su conjunto núcleo-bobina instalado dentro de un gabinete metálico autosoportado y su sistema de ventilación puede ser a base de circulación natural de aire o circulación forzada de aire al estar equipado el gabinete con ventiladores, con el fin de lograr un enfriamiento mas eficaz.

La función del gabinete es evitar contactos accidentales con partes vivas, además, permite realizar las maniobras de transporte, montaje e instalación de la unidad de transformación sin provocarle daño alguno.

La construcción del núcleo y bobina es similar a lo descrito en los incisos que hablan sobre estos conceptos, sin embargo, los aislamientos que utilizan son diferentes.

2.6.6.3 Transformadores sumergidos en aceite mineral

Los transformadores que utilizan el aceite mineral como dieléctrico refrigerante, tienen actualmente muchas aplicaciones ya que el costo del aceite mineral es relativamente bajo comparado con los precios de otros líquidos para transformadores, en México el aceite mineral generalmente se emplea lo produce PEMEX y lo denomina PEMEX no. 1, sin embargo, la desventaja que tienen los transformadores sumergidos en aceite es el peligro de explosión e incendio en severas condiciones de falla que pudiera sufrir el transformador, por tal motivo el uso de ellos normalmente es en instalaciones a la intemperie y en casos especiales dentro de locales cerrados en subestaciones de tipo compacto, siempre y cuando se manejen capacidades de hasta 500 KVA con tensiones menores a los 23 KV.

Los sistemas de enfriamiento que utilizan son:

- Tipo OA.- El conjunto núcleo-bobina va sumergido en aceite mineral y disfruta del enfriamiento propio. Por lo general en transformadores cuya capacidad es superior a los 50 KVA se usan tubos radiadores de calor para un mejor enfriamiento, ya que la circulación del aceite por los intercambiadores de calor es natural al igual que el flujo de aire entre estos.
- Tipo OA/FA.- El transformador esta inmerso en aceite dieléctrico y se auto enfría por medio de circulación forzada de aire. Podemos decir que es básicamente un transformador OA, pero dispone de ventiladores para aumentar la disipación de calor en los enfriadores.
- Tipo OA/FA/FOA.- El transformador se encuentra sumergido en aceite mineral, es auto enfriado por medio de aire forzado y aceite forzado. Básicamente es un transformador OA equipado con ventiladores y bombas para recircular el liquido refrigerante.
- Tipo FOA.- El conjunto núcleo-bobina esta inmerso en aceite, enfriado a base de aire forzado y circulación forzada del liquido refrigerante. Su empleo es cuando se desea que trabajen al mismo tiempo las bombas del liquido aislante y los ventiladores.
- Tipo OW.- El transformador va sumergido en liquido aislante y su enfriamiento depende de la cantidad de calor que absorbe el agua que circula en serpentines, los cuales están en contacto con el liquido aislante del transformador. El aceite circula alrededor de los serpentines por conveccion natural.

2.6.6.3.1 Efectos de la altitud en la elevación de la temperatura

El aumento en la altitud provoca una disminución en la densidad del aire, lo cual a su vez incrementa la temperatura en los transformadores que dependen del aire para su disipación de calor, por eso es importante tomar en cuenta las recomendaciones siguientes:

a) Operación de capacidad nominal.- Los transformadores construidos para altitudes de 1000 metros sobre el nivel del mar (M.S.N.M.), pueden operarse a capacidad nominal a mayores altitudes, siempre y cuando la temperatura ambiente promedio máxima, no exceda los valores siguientes:

TIPO DE ENFRIAMIENTO	ALTITUD EN METROS			
	1000	2000	3000	4000
Sumergidos en liquido aislante auto-enfriado (clase OA)	TEMPERATURA EN °C			
	30	28	25	23

b) Operación a capacidad reducida.- Si la temperatura ambiente máxima es mayor que los valores indicados en la tabla anterior, pero no excede la temperatura ambiente de 40°C y la temperatura promedio durante cualquier periodo de 24 horas no sobrepasa los 30°C, los transformadores pueden operar a capacidad reducida en un % de 0.4%, por cada 100 metros en exceso de 1000 M.S.N.M., en el caso que sean del tipo autoenfriados sumergidos en liquido aislante clase OA.

2.6.6.3.2 Datos técnicos de transformadores sumergidos en aceite mineral

Para tener una idea de las características eléctricas que presentan los transformadores sumergidos en aceite, mostraremos algunas de las tablas que proporcionan el fabricante.

- **Impedancia:** Esta definida por la suma vectorial de los valores de la resistencia y de la reactancia de los devanados y se mide en %.

VOLTAJE NOMINAL ALTA TENSION (KV)	BAJA TENSION HASTA 480 VOLTS	BAJA TENSION 2400 VOLTS Y MAYORES
4.16-23	5.75%	5.5%
34-5	6.25%	6.0%

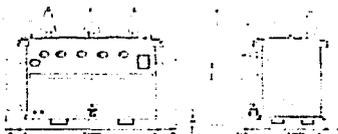
Magnitudes nominales:

Voltajes alta tensión.

LIMITACIÓN EN KV	VOLTAJE A.T. VOLTS	CLASE DE AISLAMIENTO KV	NIVEL BASICO DE IMPULSO KV	
			Distribución	Potencia
1500	4160	5.0	60	75
3750	6900	8.7	75	95
5000	13200	15.0	95	110
5000	23000	25.0	150	150
5000	34500	34.5	200	200

- A- Sin enfriamiento
- B- Con enfriamiento

Estas cifras son aproximadas.



2.6.7 Transformadores sumergidos en líquidos de silicona

Los líquidos de silicona de dimetilpolisiloxano han venido a ser en los últimos años el sustituto perfecto de los aceites minerales y los askareles como refrigerante dieléctrico en los transformadores, sin embargo, por ser un producto de manufactura extranjera su precio es sumamente alto, aproximadamente 1000% más que el del aceite mineral.

Los líquidos de silicona son degradables al distribuirse en el ambiente, no son tóxicos, son sumamente estables en altas temperaturas sin variar sus excelentes propiedades dieléctricas, aun a temperaturas constantes de operación de transformadores de 150°C: ofrece una baja clasificación de riesgo de incendio (U.L. 4-5). Pruebas de fuego realizadas con líquidos de silicona demostraron que durante el incendio se forman grandes cantidades de cenizas de sílice sobre el líquido en combustión, estas cenizas cubren el fuego y gradualmente lo extinguen, así mismo, el índice de calor producido es mínimo (910 KCAL/min) comparado con el que produciría el aceite mineral (14800 KCAL/min). Además, los gases de combustión emanados del líquido de silicona son de muy baja toxicidad.

2.6.7.1 Aplicación de las siliconas líquidas

Las siliconas líquidas para transformadores se manejan de igual forma y utilizan los mismos equipos que los aceites minerales y askareles. Sin embargo, el equipo de bombeo que debe usarse es especial ya que los dimetilsiloxanos no lubrican adecuadamente ciertos tipos de bombas y el empleo de equipo inapropiado puede contaminar a la silicona con partículas metálicas.

La silicona líquida es muy inerte, no reactiva y es un solvente muy pobre para la mayoría de los materiales. Por tal motivo tiene una compatibilidad aceptable con casi todos los materiales utilizados en los transformadores de askarel. La silicona líquida también es compatible con la mayoría, pero no con la totalidad de los materiales que son compatibles con los aceites minerales. En cambio, la silicona líquida es compatible con un gran número de materiales que no son compatibles con los aceites minerales para transformadores.

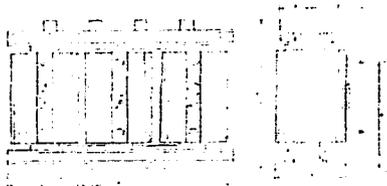
Por tanto, los transformadores existentes pueden ser rellenados satisfactoriamente con líquidos de silicona, ya sea en campo o en talleres de mantenimiento, siempre y cuando lo hagan compañías especializadas en estos trabajos. Es importante mencionar que actualmente en México hay industrias capaces de realizar dichas tareas.

De lo anterior se deduce que el uso de silicona líquida es adecuado en transformadores utilizados en instalaciones donde el fuego, la explosión o los peligros para la salud y el ambiente son serios problemas.

2.6.8 Transformadores en resina o encapsulados

Hace más de 15 años aparecieron en el mercado europeo los primeros transformadores encapsulados en resina, pero su alto costo provocó que su campo de aplicación fuera muy reducido. No obstante, con la evolución de técnicas para su producción, la elaboración de métodos más económicos para obtener resinas y gracias a importantes estudios se logró fabricar este tipo de transformadores a un costo relativamente bajo, haciéndolos accesibles a aplicaciones generales, principalmente su empleo es en instalaciones de tipo interior.

Actualmente son manufacturados en México desde 1976 con capacidades que van de los 5 a 15000 KVA con tensiones de hasta 34.5 KV.



Aspectos constructivos

La técnica de construcción del núcleo es similar a la descrita en puntos anteriores y del mismo modo el núcleo y la estructura metálica están conectados a tierra para evitar diferencias de potencial debidas a inducciones magnéticas.

El alambre magneto con el que son fabricadas las bobinas de alta tensión disponen de un aislamiento compatible con el material dieléctrico (resina epoxica) que las envuelve, esta combinación de aislamiento permite tener bobinas de una alta rigidez dieléctrica y resistencia mecánica bastante elevada, además, como el encapsulado de las bobinas en resina es al alto vacío se evitan burbujas de aire en la resina y de este modo se logra una operación libre de descargas parciales que reducirían la vida útil del aislamiento. Las boquillas de alta tensión son hechas de la misma resina y quedan integradas a las bobinas.

Las bobinas de baja tensión son de fabricación convencional, con devanados de aluminio o de cobre, las cuales son colocadas en la parte interna de la unidad, concéntricamente bajo las bobinas de alta tensión.

El aislamiento que se usa en las bobinas de baja tensión depende del tipo de trabajo y capacidad del transformador, hasta llegar a tenerlas encapsuladas en resina. Las terminales de las bobinas de baja tensión son generalmente de aluminio.

Disponen de un cambiador de derivaciones que permite un ajuste máximo del 10% de la tensión nominal, las derivaciones son dos arriba y dos debajo de 2.5% cada una.

Sistema de enfriamiento

Los transformadores tipo seco con bobinas encapsuladas son autoenfriados con circulación natural de aire, clase AA o por medio de circulación forzada de aire, clase AA/FA. Los transformadores encapsulados son apropiados para instalaciones en interior en gabinetes metálicos ventilados adecuadamente, cuya función solo es evitar contactos accidentales con partes vivas, sin embargo, es posible instalarlos dentro de los gabinetes metálicos de las subestaciones compactas para servicio exterior.

2.6.8.1 Ventajas de los transformadores encapsulados

- Las resinas epoxicas utilizadas como aislamiento no es inflamable, aun sometíendolas a un fuego directo con soplete, ni tampoco producen gases tóxicos.
- Libres de mantenimiento. No existen problemas de fugas, pues todos los aislamientos son sólidos.
- Las resinas epoxicas no admiten la humedad, además impiden la acumulación de polvo en los devanados y gracias a esto, es posible tener almacenados a los transformadores por tiempo indefinido sin que sufran daño sus aislamientos.
- Las instalaciones de los transformadores encapsulados requieren del equipo convencional de protección tanto en alta como en baja tensión.
- Gracias a la elevada rigidez dieléctrica de las resinas, es posible fabricar transformadores de reducidas dimensiones y como no requieren de tanques para contener el material dieléctrico, su peso es inferior al de los transformadores sumergidos en liquido refrigerante.
- Las bobinas encapsuladas con resina son altamente resistentes a los contaminantes químicos o industriales, atmósferas corrosivas, etc.
- No contaminan, ya que no despiden gases ni sustancias toxicas.
- Dependen del aire para su enfriamiento.

2.7 Transformadores de instrumento

Los transformadores de instrumento se emplean para convertir elevados valores de corriente o voltaje a otros de menor rango previamente especificado, las magnitudes eléctricas así reducidas se utilizan para alimentar equipos de medición, control y/o protección indispensable en toda subestación eléctrica.

Es importante mencionar que gracias a los transformadores de instrumento, los medidores y dispositivos de protección (relevadores) quedan aislados de los circuitos de alta tensión, sin embargo, realizan sus funciones con gran precisión. De esta manera, el uso de tales transformadores permite a los operarios de la subestación maniobrar sin peligro en los tableros de medición y de control.

Los transformadores de instrumento se dividen en dos grupos:

- Transformadores de corriente
- Transformadores de voltaje

A su vez los transformadores de corriente y potencial se subdividen en transformadores para medición y transformadores para protección, dependiendo de su clase de precisión (de 0.1 a 3% transformadores para medición y de 3 a 5% transformadores para protección).

Precisión de los transformadores de instrumento

Dado la función principal de los transformadores de instrumento es reducir las magnitudes de voltaje o de corriente, es conveniente conocer la precisión con que se realizan dichos cambios.

Los factores que afectan la precisión en la transformación de magnitudes eléctricas, son:

- Deficiencias en el diseño o construcción del transformador.
- Condiciones anormales de voltaje, corriente o frecuencia en los circuitos.
- Carga inadecuada en el secundario del transformador.

Clases de precisión

La clase de precisión se define como el máximo error admisible expresado en % que el transformador puede introducir en el cambio de magnitudes eléctricas en condiciones normales de operación. Las clases de precisión nominales son: 0.1, 0.2, 0.3, 0.5, 0.6, 3 y 5% según las normas empleadas.

La selección de las clases de precisión depende de la utilidad que se vaya a dar a los transformadores y una vez especificada deberá asociarse con una o varias cargas nominales de precisión (ver tablas 1, 2, 3).

Independientemente a esto, los transformadores y los aparatos que van a ser conectados a ellos, deberán presentar una similitud de exactitud.

2.7.1 Transformadores de corriente

Los transformadores de corriente tienen la finalidad de llevar la intensidad de corriente que se desea medir a un valor cómodo para su manipulación y registro. Se componen de dos devanados, designados como primario y secundario, los cuales se encuentran adecuadamente aislados uno del otro. Normalmente el devanado secundario permanece enrollado a un núcleo de acero y sus terminales son conectadas a los instrumentos de medición o a los dispositivos de protección, el devanado primario se conecta en serie con el circuito portador de la corriente que se desea medir, sin embargo, en algunos tipos de transformadores dicho circuito hace las veces de devanado primario.

La corriente secundaria en condiciones normales de operación, es proporcional a la corriente primaria. La relación de transformación de corriente se expresa como:

$$K_n = \frac{N_2}{N_1} = \frac{I_1}{I_2}$$

Donde:

I_1 = Corriente primaria o corriente magnetizante

I_2 = Corriente de carga en el secundario

N_1 = Número de vueltas en el devanado primario

N_2 = Número de vueltas en el devanado secundario

2.7.1.1 Tipos de transformador de corriente

Los transformadores de corriente se clasifican de acuerdo a la construcción de su devanado primario, es decir:

1) Transformadores de corriente con enrollamiento primario.

Como su nombre lo indica, el devanado primario y el devanado secundario del transformador se forman con espiras de alambre y ambos enrollamientos están ensamblados permanentemente en un núcleo de acero. Esta construcción permite gran precisión para bajas relaciones de transformación.

2) Transformadores de corriente tipo barra.

Su devanado secundario está ensamblado en un núcleo laminar de acero y su devanado primario es una barra conductora que atraviesa la ventana del núcleo.

3) Transformadores de corriente tipo toroidal.

Su devanado secundario va totalmente aislado y se encuentra ensamblado sobre un núcleo de acero y el conductor cuya corriente se desea medir pasa a través de la ventana del núcleo haciendo la función de devanado primario.

Valores de corriente normalizados para los transformadores de corriente

- Corriente nominal primaria: 5, 10, 15, 20, 30, 40, 50, 75, 100, 150, 200, 250, 300, 400, 600, 800, 1200, 1500, 2000, 2500, 3000, 4000, 5000, 8000, 12000 amps. Para una simple relación de transformación, aunque en ciertos tipos de transformadores se realiza una doble o una triple relación primaria de transformación.

- El valor de la corriente nominal secundaria es normalmente de 5 amperes, aunque puede ser de 1 ampere siempre y cuando así se especifique.

Cargas nominales de precisión para los transformadores de corriente

La carga nominal de un transformador de corriente, es el valor en ohms de la impedancia constituida por los instrumentos y conductores conectados a su secundario y corresponde a una determinada potencia de precisión, bajo la corriente nominal del transformador, por ejemplo: potencia de precisión 50 VA para I=5A

$$Z_2 = \frac{50}{5^2} = 2 \Omega$$

Tabla 1. - Burden o cargas nominales para transformadores de corriente, según Normas ANSI.

DESIGNACIÓN DE LA CARGA	CARACTERÍSTICAS DE LA CARGA		CARACTERÍSTICAS PARA 60 Hz. Y CORRIENTE SECUNDARIA DE 5 amps.		
	Resistencia (Ω)	Inductancia (mh)	Impedancia (Ω)	VA	F.P.
B-0.1	0.09	0.116	0.1	2.5	0.9
B-0.2	0.18	0.232	0.2	5.0	0.9
B-0.5	0.45	0.580	0.5	12.5	0.9
B-1	0.50	2.3	1.0	25	0.5
B-2	1.00	4.6	2.0	50	0.5
B-4	2.00	9.2	4.0	100	0.5
B-8	4.00	18.4	8.0	200	0.5

Clases de precisión para medición en los transformadores de corriente

Se recomienda las siguientes clases de precisión según el uso que se de al transformador de corriente:

- 0.1 Calibración y medición en laboratorio.
- 0.2-0.3 Mediciones en laboratorio. Alimentación de wathhorímetros para alimentadores de gran potencia.
- 0.5-0.6 Alimentación de wathhorímetros para facturación en circuitos de distribución. Wathhorímetros Industriales.
- 1.2 Ampermetro indicadores. Amperímetros registradores. Fasómetros indicadores. Fasómetros Registradores. Wathhorímetros indicadores. Wathhorímetros registradores.

Clases de precisión para protección en los transformadores de corriente

En la revisión de 1968 de las normas americanas ANSI, se hace la siguiente clasificación de la precisión para protección:

- Clase C
- Clase T

Tabla 2. - Clases de precisión y cargas nominales de precisión.

Clasificación de la precisión para protección		Tensión secundaria en volts	Carga normalizada
C	T		
C-10	T-10	10	B-0.1
C-20	T-20	20	B-0.2
C-50	T-50	50	B-0.5
C-100	T-100	100	B-1.0
C-200	T-200	200	B-2.0
C-400	T-400	400	B-4.0
C-800	T-800	800	B-8.0

La clasificación C engloba a los transformadores de corriente tipo toroidal o tipo dona con el devanado secundario uniformemente distribuido y cualquier otro tipo en el que el flujo de dispersión en el núcleo tenga un efecto despreciable sobre el error de relación. La relación de transformación en ellos, puede ser calculada por métodos analíticos.

La clasificación T abarca a todos los transformadores que tienen los devanados no distribuidos de manera uniforme y por tanto el flujo de dispersión en el núcleo, tiene un efecto apreciable en el error de relación. La relación de transformación en los mismos, debe ser determinada por prueba.

Ambas clasificaciones se complementan con un número que indica la tensión nominal secundaria que el transformador puede suministrar a una carga nominal (B-0.1) a B-8.0) a 20 veces la corriente nominal secundaria, sin exceder en 10% el error de relación. Este error, además deberá estar limitado a 10% a cualquier corriente entre 1 y 20 veces la corriente nominal y a cualquier carga inferior a la nominal.

Por ejemplo un transformador de corriente clase C-200 indica que el porcentaje de error en la relación puede calcularse, a partir de las curvas de saturación y será menor del 10% para cualquier valor de corriente de 1 a 20 veces la corriente nominal, si su carga o burden no es mayor de 2 ohms. Por tanto, el valor máximo entre las terminales secundarias es igual a:

$$20 \times 5 \text{ amp.} \times 2\Omega = 200 \text{ volts}$$

Es importante mencionar que la precisión con que se realiza la transformación de corriente varía sensiblemente con relación al cuadrado del número de amper-vueltas primarios, por tanto.

La precisión de los transformadores diseñados para resistir grandes valores de corriente de corto circuito disminuye considerablemente. De lo anterior se deduce que es necesario limitar la potencia de precisión para los transformadores con características de corto circuito muy elevadas.

2.7.2 Transformadores de potencial

Es básicamente un transformador de voltaje convencional compuesto por un devanado primario y otro secundario, ambos enrollados sobre un núcleo común de acero. El primario de dicho transformador se conecta a las terminales entre las que se desea medir la tensión, en tanto que el secundario se conecta a los circuitos de potencial de uno o varios aparatos de medida, relevadores u otros dispositivos similares, conectados en paralelo.

En condiciones normales de operación el voltaje secundario es proporcional al voltaje primario, es decir:

$$K_n = \frac{\text{Voltaje en el devanado primario}}{\text{Voltaje en el devanado secundario}}$$

Donde: K_n = Relación de transformación

Clasificación de los transformadores de potencial

- Los transformadores de potencial se pueden clasificar de acuerdo a su clase de aislamiento en tres grupos:
- **Grupo 1** Transformadores diseñados con aislamiento completo para conectarse entre fase y fase, entre fase y tierra o entre fase y neutro, capaces de soportar una tensión de 1.73 veces la tensión nominal.
 - **Grupo 2** Transformadores diseñados para conectarse entre fase y fase o entre fase y neutro, siempre y cuando la tensión a través del devanado primario sea igual a la tensión nominal dividida entre 1.73.
 - **Grupo 3** Transformadores diseñados para conectarse solamente entre fase y tierra.

Conexión de los transformadores de potencial

Los transformadores de potencial van conectados ya sea entre fases o bien, entre fase y tierra. La conexión entre fase y tierra se emplea normalmente con grupos de tres transformadores monofásicos conectados en estrella:

- a) Cuando se trata de subestación con una tensión mayor de 34.5 KV.
- b) Cuando se desea medir la tensión y la potencia de cada una de las fases por separado.
- c) Para alimentar algún indicador de tierra.
- d) Cuando el número de VA suministrados por los transformadores de potencial es insuficiente.

Tensiones nominales de operación

- Tensión nominal primaria.- Se escoge generalmente la tensión nominal de aislamiento en KV superior y más próxima a la tensión de servicio.

- Tensión nominal secundaria.- Normalmente es de 120V para transformadores con tensión nominal de servicio hasta de 25 KV y de 115V para aquellos de 34.5 KV o más. En transformadores conectados entre fase y tierra, es normal una tensión secundaria de 115/1.73V.

Cargas nominales de precisión para transformadores de potencial

Los valores normales de las potencias de precisión para transformadores de potencial, según normas ANSL están dados en la tabla siguiente:

Tabla 3.- Burden o cargas nominales de precisión para transformadores de potencia.

Cargas nominales Designación	V. A	f. P.	Características en base a 120 y 60 Hz.		
			Resistencia (ohms)	Inductancia (henrys)	Impedancia (ohms)
W	12.5	0.10	115.2	3.042	1152
X	25	0.70	403.2	1.092	576
Y	75	0.80	163.2	0.268	192
Z	200	0.85	61.2	0.101	72
ZZ	400	0.85	30.6	0.0554	36

Clases de precisión de los transformadores de potencial

Se recomiendan las siguientes clases de precisión según el uso que se dé al transformador de potencial:

- 0.1 Calibración y mediciones en laboratorio.
- 0.2-0.3 Mediciones en laboratorio. Alimentación de integradores (wathorímetros) para sistemas de gran Potencia.
- 0.5-0.6 Instrumentos de medición e integradores (wathorímetros).
- 1.2-3.5 Voltmetro de tablero. Voltmetros registradores. Wattmetros de tablero. Wathorímetros. Frecuencímetros de tablero. Sineroscopio. Reguladores de tensión. Relevadores de Protección. Relevadores de tensión. Relevadores direccionales. Relevadores selectivos.

Una vez especificada la clase de precisión se deberá asociar con una o varias cargas de precisión (ver tabla 3), por ejemplo: 0.6-x.

2.7.3 Analogía de los transformadores de potencial y de corriente

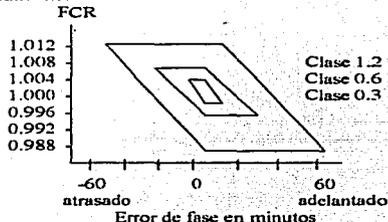
Para una mejor comprensión de las funciones que realizan los transformadores de instrumento, es conveniente hacer una pequeña tabla donde se señale alguna de las analogías que existen entre los transformadores de potencial y los transformadores de corriente.

En dicha tabla se observa que para todo fenómeno que suceda en un tipo de transformador, corresponderá un fenómeno contrario en el otro.

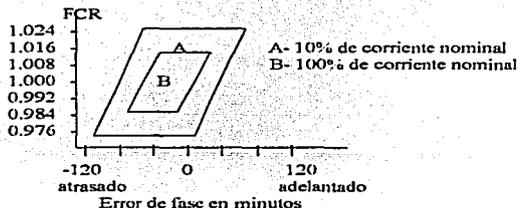
	Transformador de potencial	Transformador de corriente
Tensión	Constante	Variable
Corriente	Variable	Constante
La carga determina	La corriente	La tensión
Causa de error	Caída de tensión en serie	Corriente derivada en paralelo
La carga secundaria aumenta	Cuando z_2 disminuye	Cuando Z_2 aumenta
Conexión del transformador a la línea	En paralelo	En serie
Conexión de los aparatos al secundario	En paralelo	En serie

En la tabla anterior se presenta la analogía entre los transformadores de potencial y de corriente.

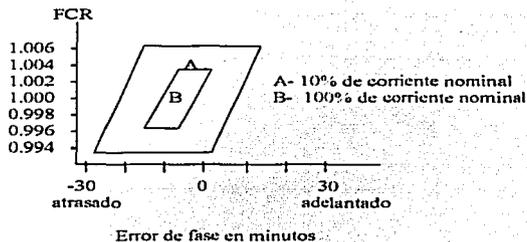
Z_2 = Impedancia del circuito secundario.



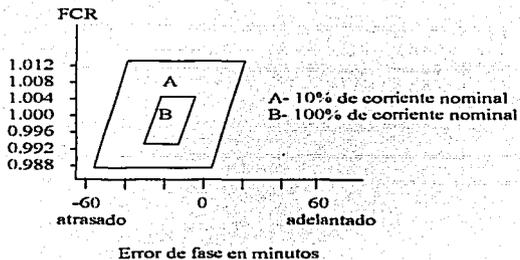
Clases de precisión nominales para transformadores de potencial utilizados en medición



Clase de precisión nominal de 1.2 para medición en los transformadores de corriente.



Clase de precisión nominal de 0.3 para medición en los transformadores
De corriente



Clase de precisión nominal de 0.6 para medición en los transformadores
De corriente

2.8 Tableros eléctricos de distribución

Es el nombre que se da al gabinete metálico total o parcialmente cerrado que aloja equipos eléctricos para alimentación, medición, desconexión, protección o transferencia de circuitos de un sistema abastecedor de energía eléctrica; cuenta con los elementos necesarios para la interconexión y soporte de los equipos antes mencionados, así como de sus respectivos dispositivos de control y de señalización.

2.8.1 Clasificación de los tableros de distribución

En general, los tableros eléctricos pueden ser clasificados de la siguiente forma:

- a) Por los valores de tensión que manejan:
 - Tableros de distribución para baja tensión.
 - Tableros de distribución para mediana tensión.
- b) De acuerdo a las características de sus instalaciones o al tipo de servicio que prestan:
 - Tableros para servicio interior.
 - Tableros para servicio a la intemperie.
- c) De acuerdo a sus características constructivas:
 - Tableros blindados metal-clad.
 - Tableros tipo cubículo.
 - Tableros tipo abierto.
 - Tableros con frente muerto (sin tensión).
 - Tableros modulares.
 - tableros tipo escritorio.

2.8.2 Descripción: tablero blindado metal-clad

Están contruidos en secciones independientes, de tal forma que al ocurrir una falla en uno de los compartimientos no se contaminan las secciones adyacentes o el exterior, es decir, cumplen con las características siguientes:

- a) El equipo de interrupción es de tipo removible, con mecanismo para moverlo físicamente entre las posiciones de conectado y desconectado, equipados con medios de autoalineamiento e inserción.
 - b) Los componentes principales del circuito primario, como son dispositivos de interrupción, barras colectoras, transformadores de instrumento, así como todas las partes vivas, se encuentran totalmente segregadas (1) por divisiones metálicas conectadas a tierra, las cuales no tienen aberturas entre compartimientos. Al estar equipado el tablero con interruptores removibles, se dispone de una barrera adicional al frente del dispositivo de interrupción con el fin de asegurar que en la posición de desenchufado ningún componente del circuito primario quede expuesto al quedar fuera el interruptor.
 - c) El tablero cuenta con bloqueos mecánicos para garantizar su correcta secuencia de operación.
 - d) Los instrumentos de medición, relevadores, dispositivos de control secundario y el alumbrado se encuentran separados de los componentes del circuito primario por barreras metálicas conectadas a tierra.
 - e) La puerta en donde el dispositivo de interrupción se inserta a la celda, se puede ocupar como panel de instrumentos además, proporciona acceso hacia un compartimiento secundario o de control dentro de la celda.
- (1) Segregación: Dispositivo de conductores en la que se interpone metal conectado a tierra, de tal forma que una ruptura dieléctrica solo puede ocurrir hacia tierra.

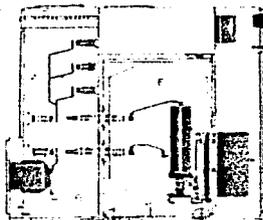


Figura 2.8.2.1 Tablero tipo cubículo

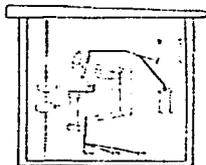
Compartimientos o secciones.

- A- De alta tensión.
- B- De terminales y transformadores de instrumento.
- C- De control o bus auxiliar.
- D- De medición y protección.
- E- Parte removible con interruptor de potencia.

2.8.2.1 Tablero tipo cubículo

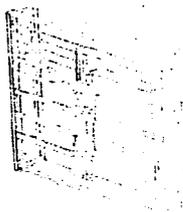
El tablero tipo cubículo presenta todas o algunas de las condiciones siguientes:

- a) Sin divisiones para separar las distintas secciones.
 - b) En caso de haber divisiones, estas son de material no metálico.
 - c) Dos o mas componentes principales del circuito primario ocupan un mismo compartimiento.
- Ejemplo de un tablero cubículo que aloja un interruptor en aire con fusibles de alta capacidad interruptiva, Cuchillas de servicio y apartarrayos



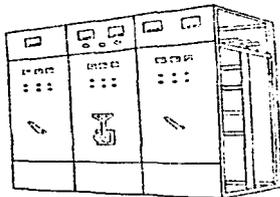
2.8.2.2 Tablero tipo abierto

Es una estructura metálica que aloja equipo eléctrico, pero carece de una envolvente metálica que evite los contactos accidentales con partes energizadas de los equipos.



2.8.2.3 Tablero tipo frente muerto

Tiene una cubierta al frente del tablero que evita tener contactos accidentales con partes vivas en la parte frontal del tablero. sin embargo, las otras caras del tablero carecen de dicha cubierta o barrera de protección.



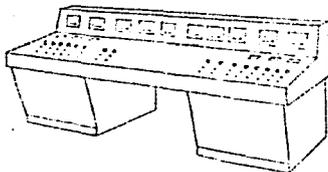
2.8.2.4 Tablero tipo modular

El tablero así denominado tiene cubiertas metálicas en todas sus caras. es decir, es cerrado tipo autosoportado. Además, existe la posibilidad de unir mecánicamente y/o eléctricamente varias secciones y formar un sistema eléctrico para desempeñar funciones específicas.



2.8.2.5 Tablero tipo escritorio

Los tableros tipo escritorio son cerrados y disponen de una superficie superior horizontal en la cual esta instalado equipo de control, medición, señalización, etc. Estos tableros se utilizan para controlar una o varias subestaciones, centros de control de motores, etc.



Nota:

Los tipos de tableros descritos anteriormente, generalmente forman parte de las instalaciones de una subestación eléctrica de hasta 34.5 KV.

2.8.3 Condiciones generales de servicio

Normalmente los tableros eléctricos que se emplean en los sistemas abastecedores de energía eléctrica, están diseñados y construidos de acuerdo a las condiciones ambientales del lugar donde serán instalados, esto lleva el fin de proteger al equipo eléctrico contra las condiciones externas y evitar que las personas tengan contactos accidentales con partes energizadas de los equipos.

A continuación describiremos brevemente los diferentes tipos de gabinetes, según designaciones NEMA:

Designación NEMA:

Tipo 1 Usos generales.- Diseñados para uso en interiores, en áreas donde no existen condiciones especiales de servicio. Su función es prevenir a las personas de contactos accidentales con partes energizadas de los equipos.

Tipo 2 A prueba de goteo.- Diseñado para uso en interiores. Su función es proteger al equipo contra goteo de líquidos no corrosivos y contra la salpicadura de lodos.

Tipo 3 Para servicio intemperie.- Diseñado para uso en exteriores. Su función es proteger al equipo contra tolvaneras y aire húmedo; este tipo de gabinete es resistente a la corrosión.

Tipo 3R A prueba de lluvia.- Diseñado para uso en exteriores. Su función es proteger al equipo contra la lluvia; este tipo de gabinete es resistente a la corrosión.

Tipo 4 Hermético al agua y al polvo.- Diseñado para proteger a equipos cuyas instalaciones se exponen a severas condiciones externas.

Tipo 5 Hermético al polvo.- Diseñado para uso en interiores y para proteger del polvo al equipo que encierra.

Tipo 10 Para uso en minas.- Diseñado para instalarse en el interior de minas, cumple los requisitos necesarios para operar en atmósferas que contienen mezclas de metano y aire. El gabinete es a prueba de explosión con juntas y seguros adecuados.

Tipo 12 Uso industrial, hermético al polvo y al goteo.- Diseñado para uso en interiores y para defender al equipo contra insectos, pelusas, polvos, goteos y condensaciones externas de líquidos.

Tipo 13 Uso industrial, hermético al aceite y al polvo.- Diseñado para uso en interiores y para resguardar al líquido contra escurrimientos de aceite, líquidos refrigerantes y ambientes con polvo.

2.8.4 Generalidades sobre los tableros de distribución conexión a tierra

En los tableros tanto de media como de baja tensión, es necesario montar un colector de tierra para interconectar eléctricamente las estructuras de todas las secciones. Los puntos de conexión del colector con las estructuras deben estar libres de cualquier recubrimiento aislante como pintura, barniz, etc., con el fin de evitar falsos contactos.

El colector de tierra debe ser un conductor con capacidad momentánea igual o mayor a la del interruptor instalado en el tablero y disponer de una adecuada conexión al sistema de tierras de la subestación.

2.8.5 Secuencia de fases y polaridad de barras colectoras

La secuencia de fases de barras colectoras y conductores primarios dentro de los tableros es fase A, fase B, Fase C, contando desde el frente hacia atrás.

De arriba hacia abajo o de izquierda a derecha, visto el tablero desde el lado del mecanismo de operación del interruptor principal..

Los aparatos empotrados en el exterior del tablero se hallan en la misma secuencia o disposición física antes mencionada, para un observador situado frente a los aparatos.

2.8.6 Placa de datos

La placa de datos del tablero de distribución se coloca en un lugar visible y accesible, conteniendo como mínimo la información siguiente:

- Razón social del fabricante.
- Numero de autorización para fabricación, venta y uso.
- Numero de serie.
- Valores nominales de tensión, corriente, frecuencia y nivel de corto-circuito.
- Características especiales.

2.8.7 Tableros de media tensión

Es aquel que trabaja con tensiones superiores a los 1500 volts en corriente directa o en el rango que va de 1000 a 34.5 KV en corriente alterna.

Tensión nominal

Los valores nominales trifásicos de tensión a los que operan los tableros de media tensión, se indican en la tabla siguiente:

Tensiones nominales

Practica americana

4.16 KV
7.2 KV
13.8 KV
23 KV
34.5 KV

Tensiones nominales

practica europea

3.3 KV
6.6 KV
15 KV
22 KV
33 KV

Corriente nominal

Los valores nominales de corriente de los circuitos alimentadores, barras colectoras, etc., Se seleccionan conforme a los siguientes rangos:

400 amperes	2000 amperes
600 amperes	2500 amperes
800 amperes	3000 amperes
1000 amperes	4000 amperes
1200 amperes	5000 amperes
1600 amperes	6000 amperes

Construcción

Los tableros de media tensión se pueden construir de tres formas:

- Como tablero blindado alojando los componentes principales del circuito tales como el interruptor, transformadores, apartarrayos, barras colectoras, dispositivos secundarios y su alambrado, etc. En compartimientos metálicos individuales.
- En compartimientos metálicos por polo o fase incluyendo el interruptor.
- En tableros blindados no compartimentados.

En cualquiera de los tres casos, los tableros se construyen de forma que no permiten contactos accidentales de los operarios con partes energizadas al abrir una puerta de acceso.

2.8.8 Tableros para baja tensión

Es aquel que trabaja con valores de tensión de hasta 1000volts en corriente alterna o 1500 volts en corriente directa.

A continuación haremos un breve estudio de los tableros para baja tensión que comúnmente se usan en las subestaciones eléctricas de hasta 34.5 KV, los cuales caen en los rangos siguientes:

75 KW (200 amperes a 220 volts)
3000 KW (4000 amperes a 440 volts)

Cuando la energía manejada es mayor a los rangos anteriores conviene repartirla en varios tableros, tanto para facilitar su distribución y control, como para obtener economía en el equipo.

Construcción

Los tableros de distribución en baja tensión se fabrican en tres tipos.

- Compartimentados.- Cumplen con las características siguientes:
 - Cada interruptor tiene su compartimiento.
 - Los instrumentos de medición y control, elementos indicadores y otros dispositivos se instalan en compartimientos propios o en las puertas o cubiertas frontales de los compartimientos de interruptores.
 - Las barras colectoras se alojan en el espacio restante del tablero en donde se puedan instalar transformadores de medición y control, fusibles, reactores, cuchillas y condensadores.
 - Las barras colectoras correspondientes a diferentes fuentes de alimentación se colocan en compartimientos propios.

b) No compartimentados.- En estos tableros se monta interruptores en caja moldeada, electromagnéticos o cuchillas fusibles.

c) Mixtos.- Combinan secciones compartimentadas y otras que no lo son.

2.3.8.1 Elementos que conforman un tablero para baja tensión

Gabinete

A los sistemas abastecedores de energía eléctrica que requieren de un centro de distribución para atender alimentadores eléctricos de baja tensión con diferentes capacidades de conducción, les es conveniente agrupar los dispositivos protectores de los circuitos eléctricos dentro de una estructura cubierta llamada gabinete.

El gabinete protege a los dispositivos protectores, barras conductoras y demás accesorios de control que integran el tablero los operarios de contactos accidentales con partes vivas. Los gabinetes se fabrican para servicio interior y para servicio a la intemperie.

Barras de conexión

Las barras son los elementos de conexión entre el interruptor general y los derivados. Existen dos tipos de barras principales:

- Barras verticales.- Son las propias de cada sección y van de arriba abajo conectado a todos los interruptores de una sección.
- Barras horizontales.- Interconectan eléctricamente las secciones adyacentes.

Los tableros de baja tensión disponen de una o dos barras en cada fase, dependiendo de la cantidad de corriente que manejen, son de cobre electrolítico con una conductividad eléctrica mínima del 99%.

Además de las barras principales, se cuenta con una barra de tierra unida mecánicamente a los gabinetes y va instalada en la parte inferior y a todo lo largo de los tableros.

Las dimensiones y número de barras que van en cada polo son las siguientes:

Capacidad máxima	Dimensiones en mm Para barras de cobre	Número de barras por fase
200	6.3 x 25.4	1
400	6.3 x 31.7	1
600	6.3 x 38.1	1
800	6.3 x 50.8	1
1200	6.3 x 76.0	1
1600	6.3 x 101.6	1
2000	6.3 x 76.0	2
3000	12.6 x 76.0	2
4000	12.6 x 101.6	2

En todos los gabinetes, además de las barras de cada fase y de tierra, se puede disponer de una barra neutra.

2.3.8.2 Dispositivos de protección de circuitos a baja tensión

Son la parte principal de los tableros eléctricos que manejan voltajes de hasta 600 volts en corriente alterna o 250 volts en corriente directa. Los dispositivos de protección aquí mencionados, actúan como estaciones de control del tráfico de energía eléctrica dentro de los sistemas de distribución. Generalmente tienen las siguientes funciones:

a) **Protección.**- Detectan condiciones anormales de tensión o intensidad de la corriente en los circuitos eléctricos y en segunda interrumpen automáticamente el flujo de la corriente, con ello se consigue proteger los cables de la instalación y los aparatos de la misma contra una eventual sobreintensidad o sobre tensión.

b) **Conectar y desconectar.**- Se destinan a la conexión o desconexión de circuitos o aparatos en condiciones normales o anormales bajo la acción voluntaria de una persona.

2.8.8.2.1 Tipos de dispositivos protectores

Los diferentes tipos de dispositivos eléctricos que desempeñan las funciones de protección y maniobra en los circuitos a baja tensión, pueden clasificarse en forma general en tres grupos:

- a) Interruptores.
- b) Combinaciones de interruptores y fusibles.
- c) Combinaciones de cuchillas desconectadoras y fusibles interruptores.

2.8.8.3 Selección del dispositivo protector

Al seleccionar el dispositivo protector adecuado, el ingeniero proyectista puede considerar los puntos siguientes:

a) Capacidades requeridas.

- La capacidad continua del interruptor debe ser adecuada para manejar la corriente de carga normal.
- La capacidad interruptiva debe ser adecuada para interrumpir con seguridad la corriente de corto circuito disponible en el punto del sistema donde el dispositivo se encuentre instalado.
- El voltaje nominal del dispositivo no debe ser menor que el voltaje del sistema.

b) Características requeridas.

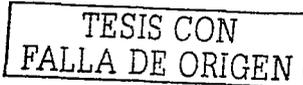
En muchos casos y basándose en las capacidades requeridas del dispositivo protector, puede ser aparente que dos o más tipos de dispositivos satisfagan una aplicación determinada, por tanto el segundo paso para seleccionar el dispositivo de protección es determinarlo de acuerdo a las características requeridas y entre ellas tenemos las siguientes:

- Flexibilidad
- Confiabilidad
- Robustez
- Mantenimiento
- Condiciones de operación
- Economía en la adquisición

2.8.8.4 Interruptores para baja tensión

Los interruptores para baja tensión realizan las funciones de protección y maniobra de circuitos a baja tensión a través de un mecanismo de contactos que abren y cierran y un mecanismo detector que capta las condiciones anormales de carga y dispara al interruptor, el cual abre simultáneamente todos sus contactos cuando dichas condiciones existen. Estos interruptores pueden cerrarse nuevamente restableciendo el servicio sin necesidad de reemplazar ningún elemento.

Hay dos tipos básicos de interruptores en aire para baja tensión:



Interruptor electromagnético

Los interruptores electromagnéticos en aire son dispositivos de protección de alimentadores principales o bien de circuitos secundarios. El mecanismo detector de estos interruptores es un elemento magnético dual que opera por efecto de la intensidad de la corriente eléctrica, por tanto no les afectan los cambios en la temperatura ambiente, de esta forma proporcionan el máximo de continuidad en el servicio que requiera de estas características, así como en aquellos casos donde sea importante proteger con precisión a la carga eléctrica alimentada.

Los dispositivos de disparo de los interruptores electromagnéticos pueden ajustarse a los valores requeridos de disparo por sobrecorrientes, es decir, el dispositivo magnético dual puede operar a tiempo diferido o en forma instantánea según el caso. Esto permite que la calibración del interruptor pueda darse con exactitud conforme a los requerimientos de coordinación de protección de los circuitos. Los interruptores electromagnéticos al acoplarse con relevadores de protección que accionan las bobinas o mecanismos de disparo ofrecen una gama de protecciones que nos permite resolver cualquier situación de falla, además de que nos permite jugar con los tiempos de disparo y conseguir una perfecta coordinación de protecciones.

Están disponibles para montaje fijo o removible si se instalan en tableros de piso.

Mecanismo de operación

Existen dos tipos de mecanismos de operación y ambos pueden aplicarse a todos los tamaños de marco de interruptor. Los mecanismos de operación son el manual para control de accionamiento local y eléctrico que sirve tanto para control de accionamiento remoto, como para accionamiento local. En ambos casos se utiliza la acción de un sistema de energía almacenada para obtener un control efectivo de la velocidad de cierre y apertura, independientemente de que y como opere el interruptor.

El sistema de energía almacenada consiste básicamente de un resorte especialmente diseñado que se carga al ser comprimido y se descarga al ser liberado para accionar el mecanismo de cierre.

Para la operación eléctrica se requiere un motor eléctrico un solenoide de cierre y un solenoide de disparo en derivación. Mediante el motor se carga el resorte para almacenar la energía de cierre. El interruptor se cierra cuando se libera el resorte por la acción del dispositivo de cierre en derivación que opera al activarse su solenoide.

Interruptores termomagnéticos

Los interruptores termomagnéticos en caja moldeada son desconectores con carga de alta capacidad interruptiva con elementos que detectan e interrumpen automáticamente las corrientes anormales o de falla. El mecanismo detector de estos interruptores es un dispositivo termomagnético (o magnético instantáneo solamente). Están armados dentro de una caja aislante que sirve como bastidor, hecha de material fenólico moldeado.

Los interruptores termomagnéticos están integrados por tres componentes básicos: los elementos de disparo, el mecanismo de operación y los supresores de arco.

La función del elemento de disparo es accionar al mecanismo de operación en caso de una sobrecorriente prolongada o de corto circuito. Para efectuar esta operación se ha previsto una acción térmica y magnética combinada.

La acción térmica de disparo se obtiene con un elemento que responde a la corriente de carga. En sobre cargas mantenidas este elemento se flexiona, provocando que el mecanismo de operación abra los

contactos. Debido a que el elemento térmico reacciona por el calor generado durante la circulación de corriente, el tiempo en el que opera es prolongando en sobrecorrientes moderadas y corto en sobrecorrientes altas.

La acción magnética se logra mediante el uso de un electroimán por el que pasa la corriente de carga. Esta acción proporciona un disparo instantáneo cuando la corriente alcanza un valor predeterminado. Generalmente solo se proporcionan elementos de disparo magnético ajustable en los interruptores con valor superior a los 225 amperes de marco. Los demás tienen elemento magnético no ajustable.

Todos los interruptores multipolares tienen elementos de disparo en cada polo y barra de disparo común, por tanto, al prevalecer una condición anormal en alguno de los polos, se provoca que todos los polos se abran al mismo tiempo, esta operación simultánea ocurre también cuando se acciona el interruptor en condiciones normales.

En consecuencia, los interruptores termomagnéticos son apropiados para usarse como interruptores generales o derivados para protección de la alimentación principal (de baja tensión) o sus derivaciones y de los aparatos conectados a ellas.

Se recomienda su uso en tableros de pared, tableros autosoportados, centros de control de motores y gabinetes individuales.

2.8.8.5 Tipos de interruptores termomagnéticos

En el mercado existen tres tipos de interruptores termomagnéticos:

- De capacidad interruptiva normal.
- De alta capacidad interruptiva (tienen las mismas características eléctricas que los de capacidad interruptiva normal, pero se emplean cuando el corto circuito disponible excede la capacidad interruptiva de los interruptores de línea normal).
- Interruptores termomagnéticos limitadores de corriente, cuando se requiere de capacidades interruptivas extremadamente altas, se recomienda el uso de interruptores combinados con fusibles, que adicionan a las características de los interruptores normales la alta capacidad limitante de los fusibles limitadores de corriente.

Datos de capacidades en corriente alterna (60 ciclos, normas NEMA)

	Interruptores en aire a baja Tensión tipo AK	Interruptores en caja moldeada
Corriente normal	15 a 4000 amps.	10 a 1200 amps.
Capacidad interruptiva (corriente simétrica) sistema a		
240 v	25.000 a 130.000 amps.	5.000 a 65.000 amps.
240 v a 480 v	22.000 a 85.000 amps.	10.000 a 35.000 amps.
240 v a 600 v	14.000 a 85.000 amps.	14.000 a 25.000 amps.

Cuando los interruptores se usan en combinación con fusibles limitadores de corriente adecuados, las capacidades interruptivas arriba indicadas pueden ser aumentadas en todos los casos a los siguientes valores:

Interruptores electromagnéticos: 200 000 amps. Simétricos

Interruptores termomagnéticos: 100 000 amps. Simétricos

Capacidades disponibles

Voltaje	Corriente
Capacidades en C.A. 250 v 600 v Capacidad interruptiva:	6 a 400 amps. 6 a 4000 amps. 200,000 amps. simétricos
Capacidades en C.D. 250 v 600 v Capacidad interruptiva:	6 a 200 amps. 6 a 200 amps. 100,000 amps.

2.9 Aisladores Descripción

En las subestaciones eléctricas los aisladores se utilizan como pieza de montaje y sujeción de los elementos portadores de energía eléctrica como barras, conductores, cuchillas desconectoras, etc. Existen básicamente dos tipos de aisladores:

- a) Aisladores tipo soporte
- b) Aisladores tipo suspensión

La decisión de emplear uno u otro tipo de aisladores depende del elemento conductor que se requiera sujetar o apoyar en las instalaciones de la subestación, por ejemplo, para el montaje de barras sólidas el aislador adecuado es de tipo soporte, en cambio para la sujeción de cables es común emplear aisladores tipo suspensión.

Los diferentes tipos de aisladores están manufacturados para uso interior e intemperie, generalmente de vidrio o porcelana vidriada de elevada resistencia dieléctrica, capaz de soportar grandes esfuerzos mecánicos y severas condiciones ambientales. Sin embargo, en instalaciones de tipo interior los aisladores normalmente se fabrican a base de resinas sintéticas fundidas, entre las cuales la resina epoxica o araldita tiene excelentes cualidades dieléctricas y mecánicas, además ofrece gran resistencia a los efectos químicos y climatológicos.



CI



2.9.1 Selección de aisladores

El tipo y las características de los aisladores dependen de los requerimientos de las instalaciones de la subestación, pero las dimensiones de los aisladores están en función de la tensión nominal del sistema y de los esfuerzos mecánicos a que estarán sujetos los aisladores.

Los fabricantes recomiendan en sus catálogos las dimensiones adecuadas en pruebas de laboratorio y normas establecidas.

La siguiente tabla es un ejemplo de la información proporcionada por el fabricante.

TABLA DE SELECCIÓN

TENSION NOMINAL MAXIMA EN KV	CARGA ADMISIBLE A LA FLEXION EN Kgf	TENSION DE PRUEBA IMPULSO DIELECTRICA	
		KV	1 min. KV
7.2	300	75	35
13.8	500	95	45
13.8	1000	95	45
24	500	125	60
24	1000	125	60
34.5	500	170	80

2.10 Restauradores

Para satisfacer la continuidad del servicio eléctrico se ideó un interruptor de operación automática llamado restaurador, que no necesita de accionamiento manual para sus operaciones de cierre o apertura (la operación manual se refiere al mando por control remoto), es decir, construido de tal manera que un disparo o un cierre está calibrado de antemano y opera bajo una secuencia lógica predeterminada que constituye un interruptor de operación automática con características de apertura y cierre regulables de acuerdo con las necesidades de la red de distribución que se va a proteger.

Estos restauradores tienen sus tres contactos dentro de un mismo tanque, opera en forma semejante a un interruptor trifásico, ya que sus contactos móviles son accionados por un vástago común, conectado y desconectado en forma simultánea.

El proceso de apertura y recierre es el siguiente:

- a) Cuando ocurre una falla la bobina de disparo se energiza y actúa sobre un trinquete mecánico que hace caer a los contactos móviles.

- b) Los contactos móviles disponen de resortes tensionados de tal forma que la apertura es rápida. Al caer los contactos móviles energizan la bobina de recierre que se encuentra calibrada para operar con un cierto intervalo.
- c) La bobina de recierre acciona un dispositivo mecánico que opera los contactos móviles conectándose nuevamente con los contactos fijos.
- d) Si la falla es transitoria, el restaurador queda conectado y preparado para otra falla: si la falla permanente repite todo el proceso anterior hasta quedar fuera según sea el número de recierres para el cual se ha calibrado.

La interrupción del arco tiene lugar en una cámara de extinción que contiene a los contactos.

2.11 Capacitores

Son dispositivos eléctricos formados por dos laminas conductoras, separadas por una lamina dieléctrica y que al aplicar una diferencia de tensión almacenan carga eléctrica.

Los capacitores de alta tensión están sumergidos, por lo general, en líquidos dieléctricos y todo el conjunto esta dentro de un tanque pequeño, herméticamente cerrado. Sus dos terminales salen al exterior a través de dos boquillas de porcelana, cuyo tamaño dependerá del nivel de tensión del sistema al que se conectarán.

Se fabrican en unidades monofásicas y en unidades trifásicas. Una de las aplicaciones mas importantes del capacitor es la de corregir el factor de potencia en líneas de distribución y en instalaciones industriales, aumentando la capacidad de distribución de las líneas, el aprovechamiento de la capacidad de los transformadores y la regulación del voltaje en los lugares de consumo.

En las instalaciones industriales y de potencia, los capacitores se instalan en grupos llamados bancos de capacitores.

2.12 Divisor de voltaje

Es un dispositivo utilizado para medición o protección en los sistemas eléctricos como elemento primario de detección. Desde el punto de vista de su construcción estos pueden ser resistivos o capacitivos: aun cuando en aplicaciones específicas en sistemas eléctricos de potencia normalmente se emplean en sistemas de alta tensión (115-400KV) y por lo general son del tipo capacitivo. A estos divisores se les conoce también en algunos lugares como transformadores capacitivos.

2.13 sistema de tierras

Algunos años atrás quienes se encargaban de diseñar, construir y dar mantenimiento a las subestaciones eléctricas, pensaban que cualquier estructura o cubierta metálica conectada a tierra, podía ser tocada con toda seguridad sin riesgo de sufrir una descarga eléctrica, ya que si una línea de cualquier tensión estuviera en contacto con dicha estructura, esta igualaría su nivel de potencial a cero. Sin embargo, este concepto equivocado produjo consecuencias trágicas, pues no se habían considerado los efectos eléctricos que produce la corriente de falla al circular por el terreno.

Unos de los aspectos principales para la protección contra sobretensiones en las subestaciones es la de disponer de una red de tierra adecuada, a la cual se conectan los neutros de los aparatos, los pararrayos, los cables de guarda, las estructuras metálicas, los tanques de los aparatos y todas aquellas partes metálicas que deben estar a potencial de tierra.

Actualmente se han desarrollado diversas técnicas que facilitan el diseño de adecuados sistemas de tierra que limitan los riesgos causados durante las condiciones de falla a tierra. Las técnicas de calculo van

desde las más simples y tradicionales como la descrita en la guía 80 de I EEE Guide for safety in substation grounding, hasta los sofisticados métodos que utilizan programas de computadora.

Con respecto a su funcionalidad los sistemas de tierra se clasifican en:

-Sistemas de tierra de protección.

Tienen la función de limitar el valor de la tensión contra tierra de aquellas partes del sistema eléctrico que no deben ser mantenidas ni en tensión ni aisladas y con las cuales se puede poner en contacto el personal por ejemplo: Herrajes o fierros de sostén de los aisladores, secundario de los transformadores de medida, sostén de la línea eléctrica, etc.)

-Sistema de tierra funcionamiento.

Sirven para poner a tierra, por necesidad de funcionamiento, determinados puntos del circuito eléctrico como son el neutro de generadores y transformadores, apartarrayos, etc.

-Sistema de tierra de trabajo.

Son sistemas de protección con carácter provisional, efectuados para poner a tierra parte de una instalación eléctrica, normalmente en tensión, a los cuales se debe llegar para efectuar un trabajo o reparación.

2.13.1 Funciones del sistema de tierras (1)

Las funciones principales del sistema de tierras son las siguientes:

- a) Proporcionar un circuito de muy baja impedancia para descargar segura y adecuadamente las corrientes resultantes de una falla a tierra o las corrientes de descarga de los apartarrayos.
- b) Evitar que durante la circulación de las corrientes de falla a tierra se produzcan peligrosas diferencias de voltaje y elevados gradientes de potencial.
- c) Ofrecer a las instalaciones eléctricas un sistema con potencial cero, al cual se pueda conectar los dispositivos de protección contra sobrecorrientes, en caso de falla a tierra.
- d) Asegurar la protección del personal en lo que se refiere a los peligros de la corriente eléctrica.
- e) Proteger las máquinas y los aparatos de las sobretensiones.

(1) Sección 603- Sistemas de tierras (NTIE)

2.13.2 Diseño del sistema de tierras

En el caso general, los elementos principales o elementos constitutivos del sistema de tierras son:

a) **Red o malla de conductores:** enterrados a una profundidad que usualmente varía entre 0.50 y 1 metro. Estos son elementos que se emplean en los sistemas de tierra; son cables de cobre de calibre mayor o igual a 4/0 AWG, el calibre del conductor dependerá del sistema de tierra que se emplee. El calibre se elige por razones mecánicas, ya que eléctricamente también se podría emplear cables calibre hasta 2 AWG.

Para sistemas de anillo se emplea el calibre 1000 MCM, y en cambio si se emplea un sistema de tierra de malla basta con emplear el calibre 4/0 AWG.

El cable de cobre se emplea por ser resistente a la corrosión, debido a que es catódico con respecto a otros materiales que pudieran estar enterrados, además de ser buen conductor eléctrico y térmico.

b) Electrodo: Conectados a la red de conductores y enterrados a la profundidad necesaria para obtener el valor mínimo de resistencia a tierra.

Dichos elementos son varillas que se entierran en terrenos mas o menos blandos, el hecho de enterrar los electrodos se realiza para encontrar zonas con mayor humedad y con menor resistencia eléctrica. Estos elementos son de gran importancia en terrenos donde no existe vegetación, por lo que la superficie esta completamente expuesta al sol y por lo tanto la superficie se encuentra siempre seca.

c) Electrodo para pararrayos: Son elementos que se instalan en las partes mas altas de las estructuras de la subestación eléctrica, por lo que son complementos de los hilos de guarda, con lo cual se protege a la subestación de descargas directas de los rayos.

Estos son fabricados con tramos de tubo de fierro galvanizado de 40 milímetros de diámetro aproximadamente, y 3 metros de largo; los electrodos para pararrayos se atornillan a la estructura de la subestación, además son cortados en bisel en su parte superior para producir el efecto punta.

Como las descargas de los rayos son de alta frecuencia se recomienda que las terminales de descarga del pararrayos así como los hilos de guarda sean como mínimo del calibre de los conductores de la red de tierra, idealmente se emplearía un calibre igual al de las barras para atenuar el reflejo de las ondas, las cuales provocan un incremento en la amplitud de la onda de choque

d) Conectores y accesorios: Sirven para unir los conductores de los sistemas tierra, para conectar las varillas a los conductores o bien para realizar la conexión de los equipos por medio de conductores al sistema de tierra.

Los conectores empleados en los sistemas de tierra son generalmente de tres tipos, los cuales son:

- a) Conectores atornillados
- b) Conectores a compresión
- c) Conectores soldados

Conectores atornillados: Se fabrican formando dos piezas, las cuales se unen por medio de un tornillo que al apretarse ejercen una presión sobre los cables que se desean mantener en contacto.

Conectores a compresión: Son fabricados en una sola pieza y se colocan sobre los cables que necesiten estar en contacto; estos elementos son colocados con herramientas especiales, además son diseñados para operar a una temperatura de entre 250° y 350° C.

Tanto para los conectores atornillados como para los de compresión, estos se fabrican en bronce con un alto contenido de cobre. Los tornillos empleados para los conectores atornillados se fabrican en bronce al silicio, lo cual brinda una resistencia mecánica y a la corrosión.

Conectores soldables: Son aquellos que mediante una reacción química exotérmica, los conductores y el conector, se sueldan en conexión molecular, además, por su naturaleza soporta como mínimo la misma temperatura de fusión del conductor.

Cualquier tipo de conector debe de tener las siguientes propiedades:

- Tener las dimensiones adecuadas para absorber el calentamiento que se produce durante la circulación de las corrientes elevadas de las descargas.
- Tener suficientemente asegurados a los conductores para soportar los esfuerzos electrodinámicos originados por fallas, además de no permitir que el conductor se mueva dentro de el.

El empleo del bronce se debe a que es un material no magnético, el cual proporciona una conducción segura para las descargas atmosféricas de alta frecuencia.

Los conectores a presión son más económicos que los atornillados y dan una mayor garantía de contacto entre los conductores. Así mismo los conductores soldables, cadweld, son los más económicos y seguros por lo que se emplean con gran frecuencia.

Los conductores empleados en los sistemas de tierra difieren de los empleados en las barras colectoras. Para los sistemas de tierra se emplean generalmente los siguientes conectores atornillados:

- 1- Del electrodo al cable de cobre de la malla, donde se debe de tomar en cuenta si el cable es paralelo o perpendicular al electrodo
- 2- Del electrodo a dos cables verticales.
- 3- Del electrodo a tres cables verticales.
- 4- De un cable a un tubo o columna.
- 5- De dos cables a un tubo perpendicular a ellos.
- 6- Zapata para conexión a diversos equipos.
- 7- Conector T de cable a cable.
- 8- De un cable a placa.
- 9- De dos cables a placa.
- 10- De tres cables a placa.
- 11- De varilla a placa.

e) **Conductores:** Estos son elementos que se emplean en los sistemas de tierra; son cables de cobre de calibre mayor o igual a 4/0 AWG, el calibre del conductor dependerá del sistema de tierra que se emplee. El calibre 4/0 se elige por razones mecánicas, ya que eléctricamente también se podría emplear cables calibre hasta 2 AWG.

Para sistemas de anillo se emplea el cable 1000 MCM, y en cambio si se emplea un sistema de tierra de malla basta con emplear el calibre 4/0 AWG.

El cable de cobre se emplea por ser resistente a la corrosión, debido a que es catódico con respecto a otros materiales que pudieran estar enterrados, además de ser buen conductor eléctrico y térmico.

El método de cálculo por estudiar, está encaminado a dar una solución práctica al diseño de sistemas de tierra y se basa en la guía para seguridad en la conexión a tierra de subestaciones, publicada por el instituto de ingenieros en electricidad y electrónica (IEEE).

El objetivo principal del presente estudio es mostrar un método de cálculo que permita determinar la longitud, calibre, disposición y características de los conductores que forman el sistema de tierras.

2.13.3 Comportamiento de la malla de tierra bajo condiciones de falla

Al descargarse las corrientes resultantes de una falla a tierra, estas se distribuirán en el terreno circundante creando gradientes de potencial debidos al paso de la corriente de falla por la resistividad del terreno (ϵ) en una longitud (L), que por la ley de ohms resulta $dv = e L di$ de ce ; y arroja una superficie equipotencial representada por la curva siguiente:



Debe observarse que los decrementos de tensión son sumamente importantes en las proximidades del punto de falla ya que a pequeños incrementos de longitud, ocurren grandes incrementos de potencial.

2.13.4 Diferencias de potencial tolerables

Utilizando los valores de corriente tolerables para el cuerpo humano, obtenidos por medio de la ecuación (2) y los circuitos apropiados, es posible calcular las diferencias de potencial soportables entre puntos del cuerpo humano.

En los circuitos equivalentes se incluye la resistencia del sistema de tierras (R_0, R_1, R_2): La resistencia de contacto de la mano que por ser tan pequeña se considera cero, así como la resistencia de los zapatos; la resistencia R_f de la capa del suelo está inmediatamente debajo de cada pie, y la resistencia del cuerpo humano R_k .

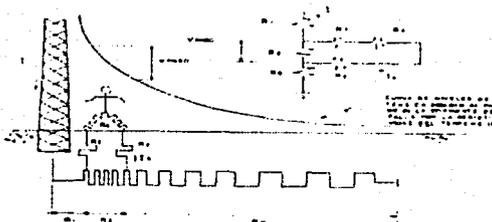
Para propósitos prácticos se considera que cada pie equivale a tener sobre la superficie del terreno un electrodo en forma de disco de ocho cm. de radio, por lo que su resistencia (R_f) puede calcularse en función de la resistividad del terreno cercano a la superficie (ρ_s en ohms-metro). Por tanto, se ha determinado que la resistencia R_f en ohms para cada pie es igual a $3 \rho_s$.

El valor de la resistencia R_f del cuerpo humano es mucho más difícil de establecer, investigadores como Dalziel y Laurent, entre otros, han realizado pruebas con seres humanos en condiciones desfavorables, dichas pruebas dieron como resultado valores que van de los 500 a los 3000 ohms, sin embargo, se consideran que 1000 ohms es un valor muy razonable dentro de los límites de la seguridad por tanto se toma como dato para los propósitos del presente estudio.

2.13.4.1 Voltaje de paso

La primera situación en la que un individuo puede verse sometido a descargas eléctricas, se presenta cuando se encuentra caminando en una superficie bajo tensiones transitorias causadas por una falla de fase a tierra.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Voltaje de paso cerca de una Estructura conectada a tierra

En la figura aparece el circuito que se forma cuando una persona da un paso y mantiene separados los pies (se puede asumir que es un metro) sobre la superficie del terreno de la subestación. Por tanto, entre estos puntos de contacto existirá una diferencia de potencial, cuyo valor podrá obtenerse por medio de la siguiente expresión.

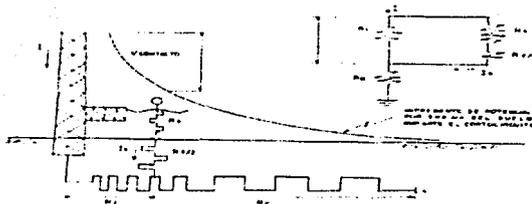
$$\begin{aligned}
 V_{\text{paso}} &= (R_k + 2 R_f) I_k \quad (\text{volts}) \\
 &= \frac{(1000 + 6 \text{ e s}) (0.116)}{\sqrt{t}} = \frac{116 + 0.7 \text{ e s}}{\sqrt{t}} \quad (1)
 \end{aligned}$$

2.13.4.2 Voltaje de contacto

La segunda posibilidad de que un individuo pueda estar sometido a peligrosas diferencias de potencial, se presenta cuando la persona esta parada junto a una estructura conectada a tierra y hace contacto con ella en el momento en que ocurre una falla a tierra.

Es poco más complejo Aquí el problema que en el primer caso, pero la diferencia de potencial puede calcularse con la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned}
 V_{\text{contacto}} &= (R_k + R_f/2) I_k \\
 &= \frac{(1000 + 1.5 \text{ e s}) (0.116)}{\sqrt{t}} \\
 V_{\text{contacto}} &= \frac{116 + 0.17 \text{ e s}}{\sqrt{t}} \quad (\text{volts}) \quad (2)
 \end{aligned}$$



Voltaje de contacto

2.13-4.3 Voltaje de transferencia

El voltaje de transferencia se puede considerar como un caso especial del voltaje de contacto.

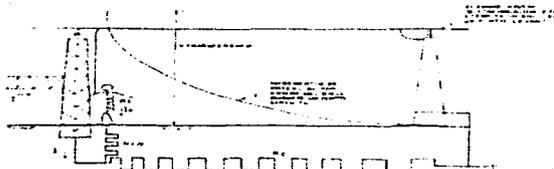


FIG 3 EJEMPLO DEL RIESGO QUE SE CORRE POR EL VOLTAJE DE TRANSFERENCIA

Por tanto:

$$\begin{aligned}
 V \text{ Transf.} &= \frac{(R_f + R_k) I_k}{2} \\
 &= (1.5 \text{ e s} + 1000) (0.116) \\
 &= \frac{0.17 \text{ e s} + 116}{\sqrt{t}} \quad (3)
 \end{aligned}$$

Esta situación se presenta cuando una persona al estar parada dentro del área ocupada por la subestación, toca alguna estructura conectada a tierra en un punto distante, o cuando la persona al estar parada en un punto alejado de la subestación toca una estructura metálica conectada a la malla de tierras de la subestación. Aquí el voltaje de la descarga eléctrica puede alcanzar el máximo incremento de voltaje en la malla de tierra en condiciones de falla.

En teoría se establece en forma casi arbitraria el valor de 150 volts como límite máximo para los voltajes de paso y de contacto debidos a los gradientes de falla, siempre y cuando la duración de una descarga eléctrica no exceda de 1.2 segundos. En un caso real, lograr esta condición ocasiona ciertos problemas.

sin embargo es posible obtener grados de seguridad aceptables a bajo costo si se toman en cuenta los factores apropiados durante el diseño de los sistemas de tierra.

2.13.5 Seguridad y la puesta a tierra

Para lograr que un sistema de tierras cumpla los requisitos de seguridad y sea un medio de protección para el personal y los equipos, es importante tomar en cuenta entre otros, los puntos siguientes:

- a) Limitar la intensidad de las corrientes de falla de tal forma que su magnitud sea adecuada al tamaño y resistividad del sistema de tierras.
- b) Tratar que la resistividad del terreno y la distribución del flujo de las corrientes resultantes de una falla a tierra sean uniformes y así limitar los gradientes de potencial sobre el terreno.
- c) Diseñar sistemas adecuados de protección contra sobrecorrientes en caso de fallas a tierra, considerando los valores de corriente letales para el ser humano, los cuales dependen de la frecuencia, magnitud y duración del flujo eléctrico que puede pasar por partes vitales de su cuerpo.

2.13.6 Procedimiento de diseño del sistema de tierras

Un sistema de tierras puede ser instalado de tal manera que limite el efecto de los gradientes de potencial a tierra, tales como voltaje y corriente a niveles que no pongan en peligro la seguridad de las personas o equipo bajo condiciones normales de operación y de falla, así como asegurar la continuidad del servicio.

Una vez determinados los valores límite de los voltajes de paso y de contacto, es posible diseñar y construir el sistema de tierras para una subestación mediante el procedimiento que se presenta a continuación:

- Investigación de las características del terreno.
- Determinación del valor máximo de la corriente de falla a tierra.
- Diseño preliminar del sistema de tierras.
- Cálculo de la resistencia de la red de tierra.
- Cálculo de los voltajes de paso en la periferia de la red.
- Cálculo del máximo valor de voltaje en la red.
- Corrección o refinamiento del diseño preliminar.
- Medición en campo de la resistencia del sistema de tierras y si es posible, comprobación de los valores esperados de los voltajes de paso y de contacto.

2.13.6.1 Investigación de las características del terreno

Para determinar las características del suelo, normalmente se obtienen muestras hasta una profundidad razonable que pueda permitir juzgar de la homogeneidad y condiciones de humedad o nivel de aguas freáticas. Para determinar la resistividad eléctrica es conveniente hacer mediciones con métodos y aparatos aceptados para estos fines. Las mediciones deben incluir datos sobre temperatura y condiciones de humedad en el momento de efectuarlas, tipo de terreno, profundidad de la medición y concentraciones de sales en el suelo. Sin embargo, en el diseño de redes de tierra el proyectista puede auxiliarse de tablas que indican en forma aproximada los valores de resistividad de diferentes tipos de terreno, por ejemplo:

Resistividades medias del terreno

Tipo de terreno	Resistividad (ohms - metro)
Tierra orgánica mojada	10
Tierra húmeda	100
Tierra seca	1000
Terreno rocoso	10000

2.13.6.2 Medición de la resistividad del terreno

Al estimar la resistividad eléctrica de un terreno por medio de valores tabulados en tablas, se obtiene solo una idea de su conductividad eléctrica, por tanto, para conocer el valor real de su resistividad es necesario realizar mediciones sobre el propio terreno.

El método de medición generalmente utilizado se basa en la ecuación (5) descrita por el doctor F. Wenner de la U.S. BUREAU OF STANDARDS. En la figura siguiente se representa el procedimiento para obtener el valor de los parámetros de la ecuación (5).

$$e = 1 + \frac{4 \Pi A R}{\sqrt{A^2 + 4B^2} - \sqrt{4A^2 + 4B^2}} \quad \text{Ohm - metro} \quad (4)$$

Donde:

e - resistividad del terreno, en ohms - metro.

R resistencia, en ohms, que resulta de dividir el voltaje entre los electrodos de potencial y la corriente que

pasara por los electrodos de corriente.

A distancia o espaciamento entre electrodos, en metros.

B profundidad a la que se entierran los electrodos en metros.

1- Electrodo de potencial.

2- Electrodo de corriente.

Si $B < A$ y considerando que la resistividad del suelo es uniforme, la ecuación anterior puede simplificarse de la siguiente forma:

$$e = 2 \Pi A R \quad (5)$$

En ciertos casos se acostumbra asumir que la resistividad medida con el espaciamento de prueba A, representa la resistividad promedio de una capa del terreno considerada desde la superficie del suelo hasta una profundidad igual al espaciamento A. Con este criterio no se obtienen resultados muy precisos, sin embargo, son aceptables en la mayoría de los propósitos prácticos.

Otros factores que deben tomarse en cuenta para determinar la resistividad eléctrica del terreno son la humedad y la temperatura del suelo.

Por tanto, es recomendable que los electrodos del sistema de tierras estén enterrados a suficiente profundidad para asegurar un contacto permanente con tierra húmeda, no obstante, para conservar la humedad del suelo se aconseja aplicar una capa de 5 a 10 centímetros de grava o roca triturada en la superficie del terreno, la capa de roca ayuda además, a incrementar la resistividad superficial del terreno.

2.13.6.3 Determinación del valor máximo de la corriente de falla a tierra

Existen diferentes técnicas para calcular el valor de la corriente de corto circuito, sin embargo, para determinar la magnitud real de la corriente de falla a tierra utilizada en el diseño de sistemas de tierra, es importante considerar las recomendaciones siguientes:

- a) Determinar el máximo valor rms simétrico de la corriente resultante de una falla a tierra (I''), la cual circula a través de la red de tierras y el terreno circundante a ella.
- b) Aplicar al valor de (I'') un factor de corrección apropiado para determinar la corriente efectiva (I) durante un intervalo de tiempo después de iniciada la falla.
- c) Aplicar al valor de la corriente efectiva de falla (I), un factor que tome en cuenta futuros incrementos de la corriente de falla a causa de las expansiones del sistema.

2.13.6.4 Tipos de fallas a tierra

Principalmente son dos tipos: Falla monofásica y falla polifásica las dos a tierra. Para cualquiera de los dos tipos de falla, se hace primero un diagrama equivalente, que represente la situación real de los circuitos. El diagrama debe incluir todo hilo aéreo neutro que este conectado al sistema de tierras o a los neutros de los transformadores.

2.13.6.5 Factores de corrección considerados en el cálculo de las corrientes de cortocircuito

En el cálculo anterior, se usan factores de corrección para la determinación de la corriente de falla a tierra que se considera para el cálculo del sistema de tierras. Los factores de corrección se usan en los siguientes casos:

- 1- Cuando es necesario tomar en cuenta el efecto del desplazamiento de la onda de corriente por corriente continua y los decrementos en las componentes transitorias de corriente directa y alterna de la corriente de falla.
- 2- Cuando sea pertinente tomar en cuenta los aumentos de las corrientes de falla a tierra debidos al crecimiento del sistema eléctrico.

2.13.6.6 Factor de decremento

Durante la operación de los sistemas eléctricos, es imposible precisar el instante en el que ocurra un corto circuito respecto a la onda de voltaje, además, es probable que en el momento de iniciarse la falla, un individuo se encuentre en contacto con una estructura conectada a tierra y por ello se vea expuesto a sufrir una descarga eléctrica. De ahí que para limitar los efectos de un accidente, es necesario tomar en cuenta las peores condiciones de falla, esto se logra compensando el valor de la onda de la corriente de falla a tierra durante la descarga eléctrica.

Es decir, al multiplicar el valor de la corriente de falla (I'') por el factor D llamado factor de decremento, se consideran los efectos que produce la corriente efectiva de falla instantánea después de su inicio. Si expresamos lo anterior en forma matemática, tendremos las expresiones siguientes:

$$I = D I'' \quad (6)$$

Donde:

I valor rms de la corriente resultante de una falla a tierra compensado para efectos de calculo en el diseño de sistemas de tierra, su valor es en amperes.

D factor de decremento utilizado para determinar la corriente efectiva instantes después de haberse iniciado la falla, su valor puede determinarse con la expresión siguiente:

Formula

$$D = \frac{1}{2} \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T I_f^2 dt} \quad (7)$$

D factor de decremento que toma en cuenta el efecto del desplazamiento de la corriente directa y a la atenuación de las componentes transitorias de corriente alterna y directa de la corriente de falla.

I_f Valor rms máximo de la onda simétrica de la corriente de falla a tierra.

T Duración de la falla y choque eléctrico en segundos.

t Tiempo después del inicio de la falla en segundos.

I_f Valor rms de la corriente de falla a tierra durante un tiempo t.

La solución de la integral en la ecuación anterior depende del grado de atenuación que experimenten la componente de corriente alterna y la componente de corriente directa de la onda asimétrica de la corriente de falla. es por eso que dicha solución resulta un tanto complicada, no obstante, para simplificar los cálculos el proyectista puede tomar las soluciones que aparecen en la tabla siguiente:

DURACIÓN DE LA FALLA T SEGUNDOS	FACTOR DE DECREMENTO (D)
0.08	1.65
0.1	1.25
0.20	1.20
0.25	1.10
0.5 o más	1.00

Los valores intermedios del factor D se pueden obtener por interpolación lineal.

2.13.6.7 Factor de seguridad por crecimiento de la subestación

El tomar un margen adecuado para estimar los aumentos futuros de las corrientes de falla por aumento de la capacidad del sistema eléctrico o por interconexiones posteriores, pues las modificaciones posteriores a la red de tierra resultan costosas y generalmente se omiten dando motivo a introducir inseguridad en el sistema. Este efecto puede tomarse en cuenta disminuyendo la impedancia del sistema o aplicando un factor de seguridad al valor calculado de la corriente de falla.

2.13.7 Método de calculo

Hay dos formas para realizar el diseño de las redes de tierra, el método clásico que es el que se realiza manualmente, y el mecanizado por computadora. Por lo que se vera nomás el método clásico.

2.13.8 Método clásico

Este método proporciona una solución practica en el diseño de sistemas de tierra, en el se establecen los límites seguros de las diferencias de potencial que puedan existir en la subestación, una vez construido se necesita verificar la seguridad mediante los diversos métodos de prueba, en estos métodos se medirá la resistividad mediante instrumentos como el megger.

2.13.8.1 Diseño preliminar

Se empieza a realizar una inspección del proyecto de la subestación, con lo que respecta a la disposición del equipo y estructuras. Debe de colocarse un cable continuo a lo largo del perímetro de la malla, con el

fin de evitar que se tengan grandes concentraciones de corriente y que puedan provocar gradientes altos en los extremos de los cables.

La malla se debe formar colocando cables paralelos a distancias razonables uniformes a todo lo largo de las estructuras o alineación del equipo, esto para hacer mas fácil las conexiones de los equipos; así mismo los conductores de las mallas deben de reforzarse cuando sea necesario, para que puedan conducir las corrientes de falla máximas.

Generalmente un sistema de tierras se encuentra formado por mallas de cable de cobre enterrado a una profundidad de entre 0.3 a 0.5 debajo de la superficie aproximadamente. También consta de varillas verticales coppersveld de aproximadamente 5/8" de diámetro y tres metros de longitud, las varillas de esta longitud se emplean principalmente cuando la resistividad del terreno es alta en su superficie.

2.13.8.2 Calculo del calibre del conductor de la malla.

En los elementos todos del sistema de tierra deben de diseñarse tomando en cuenta los siguientes puntos:

- 1- las uniones eléctricas no deben fundirse aun cuando se presenten las condiciones más desfavorables de magnitud y duración de la corriente de falla, a las que están expuestas.
- 2- Todo elemento debe ser mecánicamente resistente, en alto grado, principalmente aquellos que están expuestos aun daño fisico.
- 3- Los elementos deben tener buena conductividad, de manera que no se produzcan diferencia de potencial locales.

La ecuación de Inderdonk nos sirve para determinar el conductor y la unión adecuada sin que se presente la fusión, dicha ecuación es:

$$I = A \sqrt{\frac{\log_{10} \left[\frac{T_m - T_a}{230 + T_a} + 1 \right]}{33 S}} \quad (8)$$

Si se despeja A se obtiene la ecuación que nos determinara el diámetro del conductor, por lo cual la ecuación quedaria.

$$A = \sqrt{\frac{I}{\frac{\log_{10} \left[\frac{T_m - T_a}{230 + T_a} + 1 \right]}{33 S}}} \quad (9)$$

De donde:

I= corriente en amperes.

A= sección de cobre en circular mils.

S= tiempo durante el cual circula la corriente, en segundos.

T_m= temperatura máxima permisible en grados centigrados.

T_a= temperatura ambiente en grados centigrados.

Por lo que además, los valores que se muestran a continuación son los que se suponen normalmente.

$$T_m = 40^\circ\text{C}$$

$T_m = 1083^\circ\text{C}$, temperatura de fusión del cobre.

$T_m = 450^\circ\text{C}$, temperatura permisible para la soldadura de latón.

$T_m = 250^\circ\text{C}$, temperatura permisible para las uniones con conectores.

En la tabla siguiente nos permite seleccionar la sección de cobre necesaria a partir del tiempo de duración de la falla, basándose en la ecuación anterior.

Tiempo de duración de falla	Circular mils por amperes		
	Cable solo	Con uniones de soldadura de latón	Con uniones de conectores
30 seg	40	50	65
4 seg	14	20	24
1 seg	7	10	12
0.5 seg	5	6.5	8.5

Calibres del conductor de cobre mínimos, que previenen la fusión.

2.13.8.3 Cálculo de las tensiones de paso, de contacto y de la malla de red de tierra.

Inicialmente para poder obtener la longitud adecuada de la malla, se deben de obtener los límites de las tensiones de paso y de contacto, ya que los valores que se tiene, prácticamente, en las instalaciones son habitualmente menores, por lo tanto se tiene que las resistencias en serie con los pies limitan la corriente que circula a través del cuerpo humano, por lo que este tolerara magnitudes de corrientes superiores a través de las extremidades inferiores.

Para efectos de los cálculos se elegirán las tensiones de contacto referidas a estructuras que se encuentren conectadas a tierra en el centro del rectángulo de la malla, en lugar de tomar en cuenta la referencia de 1 metro, esto debido a que las posibilidades de que el objeto sea tocado a distancias superiores a un metro son muchas, y el objeto en cuestión puede estar conectado directamente o indirectamente a la malla.

Si las instalaciones que presenten tamaños de conductores, así como profundidad de enterramiento y de espaciamiento, dentro de los límites usuales, se pueden obtener las tensiones de paso, de contacto y de malla, con las siguientes expresiones:

$$E_{\text{paso}} = 0.1 \text{ a } 0.15 \text{ pl} \quad (10)$$

$$E_{\text{contacto}} = 0.6 \text{ a } 0.8 \text{ pl} \quad (11)$$

$$E_{\text{malla}} = \text{pl} \quad (12)$$

Donde:

E_{paso} = tensión de un paso, de una distancia horizontal de un metro, en volts.

E_{contacto} = tensión de contacto a una distancia horizontal de un metro del conductor de la malla de tierra, en volts.

E_{malla} = diferencia de potencial, en volts del conductor de la malla y la superficie del terreno al centro del rectángulo de la malla.

P = resistividad eléctrica del terreno, en ohms-metro.

i = corriente, en amperes por cada metro de conductor enterrado, que fluye a tierra.

Las formulas presentadas anteriormente son aproximadas, además para tomar en cuenta la profundidad de enterramiento, la irregularidad en el flujo de la corriente en diferentes partes de la red, así como el diámetro de los conductores y su espaciamiento se pueden emplear las siguientes formulas:

$$E_{\text{malla}} = K_m K_i (1/L) \rho \quad (13)$$

Donde:

K_m es un coeficiente que toma en cuenta el efecto del numero de conductores paralelos n , el espaciamiento D , el diámetro d y la profundidad de enterramiento h de los conductores que forman la red.

El valor de K_m se puede obtener con la siguiente expresión:

$$K_m = 1/2\pi \text{ Log}_e D^2/16hd + \text{Log}_e \left[3/4 + 5/6 + 7/8 \right] \quad (14)$$

El numero de factores del Segundo termino será dos menos que el numero de conductores paralelos en la red básica, excluyendo las conexiones transversales.

Donde:

K_i = factor de corrección por irregularidades para tomar en cuenta el flujo de corriente no uniforme de partes diversas de la red.

P = resistividad media del terreno, en ohms-metro.

I = corriente total efectiva máxima, en amperes, que fluye en la red de tierra y la tierra, ajustada por Decremento y crecimiento futuro del sistema.

L = Longitud total del conductor enterrado, en metros.

El valor de K_i varia entre 1.0 y un poco mas de 2.0, como se observa en la figura 1, el valor dependerá de la geometria de la red, así mismo en dicha figura se tiene el producto de K_m por K_i , y se observa que los valores mas altos se tienen en las esquinas de la malla y en la periferia de la malla.

Teniendo los resultados correspondientes de las tensiones de contacto, de paso y de malla, empleando un valor aproximado del diseño preliminar, se deben de comparar estos con los valores que tolera el cuerpo humano para saber si el diseño contiene los valores dentro de los limites de seguridad requeridos. Cuando estos valores son los adecuados se deberá calcular la longitud total del conductor necesaria, para que estos valores queden dentro de los limites permisibles

	1.74	1.74	1.73	1.33	1.33	1.73
1.83			1.33	1.16	1.16	1.33
	1.74	1.74	1.33	1.16	1.16	1.33
			1.73	1.33	1.33	1.73

MALLA A

MALLA B

MALLA C

Donde:

ρ_s = resistividad del terreno inmediato debajo de los pies, en ohms-metro. Toma en cuenta el tratamiento de la superficie (por ejemplo grava en la superficie) la cual puede tener una resistividad diferente a la del terreno natural.

t = duración máxima de la falla, en segundos

En algunas ocasiones se tiene que la longitud calculada es demasiado grande, por lo cual no es económicamente razonable. Cuando se obtienen estos resultados se deben de tomar en cuenta cualquier conductor que se derive de la corriente de falla, como puede ser un tubo, electrodos enterrados, cimentaciones o redes de tierra que no habian considerado por ser muy pequeñas.

Ahora bien, cuando se tenga que los valores de la resistencia del terreno y de la corriente de falla se encuentren bajos, la longitud calculada del conductor resulta ser muy pequeña y no se podrán conectar confiadamente los equipos a esta malla. Para este caso se deberá emplear mas conductor y así tener un mayor control de los gradientes de potencial que se presenten en la malla.

2.13.8.5 Cálculo del potencial máximo presentado en la red y de los potenciales de paso en los Alrededores de la malla

Para calcular el potencial de la red de tierra sobre un punto remoto, podemos obtenerlo empleando la siguiente expresión, la cual corresponde al producto de la resistencia de toda la malla por la corriente de falla total:

$$E = R I \quad (17)$$

Donde:

I = corriente máxima de cortocircuito

De la ecuación anterior podemos observar que para valores bajos de resistencia y corriente, el aumento de tensión E entra dentro de los valores de seguridad requeridos; aunque esto generalmente no ocurre y es necesario comprobar los potenciales locales.

En el interior de la malla se pueden reducir los potenciales de contacto y de paso, inclusive hasta un valor de acero, haciendo las reparticiones adecuadas utilizando una placa sólida; pero fuera de la malla pueden estar presentes los potenciales peligrosos y esto no se soluciona con el uso de la placa sólida, por lo que se puede emplear la siguiente ecuación para calcular dichos potenciales que se encuentran fuera de esta.

$$E_{\text{paso}} = K_s K_i \rho^L \quad (18)$$

Donde:

K_s = es un coeficiente que toma en cuenta el efecto del número de conductores n de la malla, el Espaciamiento D y la profundidad de enterramiento h de los mismos.

El valor K_i puede calcularse con la ecuación siguiente:

$$K_i = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \dots \right] \quad (19)$$

Dentro del paréntesis Habrá el mismo número de términos como números de conductores transversales existan en la malla, dichos conductores son los de menor longitud, y se deben de descartar las conexiones de los conductores paralelos que corresponden a los de mayor longitud; Los términos K_i , I y L son los parámetros definidos en la ecuación 16.

Cuando se tienen resistividades semejantes dentro de la malla como fuera de ella, los potenciales de paso en el contorno de esta no resultan ser peligrosos. En cambio cuando dentro de la malla se coloca roca triturada para tener una mayor seguridad, pero fuera de ella no es colocada, los potenciales que resultan son muy peligrosos.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAPITULO III

DISTURBIOS MAS FRECUENTES EN LA SUBESTACION ELECTRICA

95-A

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

3.1 Disturbios que afectan a los sistemas de distribución

Los sistemas eléctricos están constituidos por distintos elementos que son: generadores, transformadores, líneas de transmisión, interruptores, redes de distribución y aparatos de utilización que por muy bien diseñados o contruidos que estén pueden fallar en cualquier momento. Por lo que estas fallas pueden ser internas (propias del sistema) o externas (descargas atmosféricas) pero en cualquier caso se debe proteger convenientemente al sistema ya que se pueden tener las siguientes consecuencias:

- Una falla no solo puede producir interrupción de servicios en zonas de alimentación reducidas, sino que puede ser de consecuencias tales que provoquen interrupciones mayores como es la pérdida de sincronismo en las plantas generadoras lo que puede conducir a interrupciones generales.
- Además de las interrupciones, se puede destruir parte de las instalaciones y equipos, lo cual resulta muy costoso
- Daños mecánicos en partes de las instalaciones que tienen como causa primaria una falla eléctrica.
- Fallas menores pueden producir solo un mal servicio, como son la variación de frecuencia o caídas excesivas de voltaje.

Desde el punto de vista de la protección es importante disponer de datos estadísticos sobre la ocurrencia de fallas a fin de poder aplicar mejor los criterios de protección.

Una idea de las estadísticas de fallas en un sistema eléctrico se da a continuación:

Parte del sistema	% del total de fallas
Líneas aéreas	% 50
Cables subterráneos	% 10
Interruptores	% 15
Transformadores de potencia	% 12
Transformadores de potencial y corriente	% 2
Equipo de control	% 3
Equipo varios en las subestaciones	% 8
Total	% 100

Es importante notar que el 50% del total de las fallas en un sistema ocurren en las líneas de transmisión. Estas fallas tienen su origen en diferentes causas que van desde las descargas atmosféricas hasta las fallas propias del sistema manifestadas en su mayoría por corto circuito.

Las causas que trastornan el servicio en los sistemas de distribución son muy variadas; enunciaremos solamente algunas de ellas, las que consideramos más importantes:

- a) Perforaciones de los aislamientos, producidas por el inevitable envejecimiento.
- b) Influencias exteriores, tales como descargas atmosféricas, sobretensiones, rebote de los conductores bruscamente liberados de su escarcha o de hielo.
- c) Influencia de animales: Pájaros para las líneas aéreas, roedores para las líneas subterráneas.
- d) Corrosión de los cables que atraviesan suelos de naturaleza agresiva (es decir, que contienen ácidos o sales ácidas).
- e) Aisladores manchados en las regiones húmedas, brumosas o costeras.
- f) Destrucciones mecánicas de las líneas aéreas por la caída de árboles, o de los cables subterráneos por trabajos en el terreno.

- g) Sobrecargas térmicas, especialmente en cables subterráneos.
- h) Ruptura de un conductor con o sin puesta a tierra.
- i) Factores humanos, tales como la apertura de seccionadores bajo carga, o falsas sincronizaciones.
- j) Tiempo demasiado largo de detección del defecto a cargo de los relés de protección.
- k) Exceso de carga conectada a la línea, por lo que los generadores y transformadores han de trabajar en condiciones muy apuradas.

Todos los disturbios que sean enumerados y otras mas que no hemos citado, pueden reducirse en los siguientes grupos principales:

- Sobretension
- Sobrecarga
- Cortocircuito

3.2 Sobretension

Fundamentos de las sobretensiones:

El principal objetivo de los estudios de sobretensiones es el estimar el esfuerzo eléctrico sobre los aislamientos regenerativos de las líneas y de los equipos de maniobra y sobre los aislamientos no regenerativos de los transformadores y reactores con el fin de hacer la coordinación de aislamiento estadístico o determinístico de dichas componentes. Los estudios son por lo tanto enfocados a buscar las condiciones mas criticas dentro de las sobretensiones esperadas con mayor probabilidad como consecuencia de los disturbios que puedan presentarse.

3.2.1 Origen y tipos de sobretensiones

La sobretension en una subestación abastecedora de energia eléctrica es necesario protegerla de tres tipos de sobretension:

1. Sobretensiones debidas a descargas atmosféricas (externo)
2. Sobretensiones debidas a maniobras de interruptores (interno)
3. Sobretensiones debidas a desequilibrios en el sistema, provocadas por fallas a tierra o por perdida súbita de carga.

De estos tres casos, los dos primeros son los más importantes. Para el equipo que trabaja a tensiones inferiores a 230 kv, las sobretensiones que lo afectan mas son las provocadas por las descargas externas, que tienen una duración del orden de decenas de microsegundos.

Para el equipo que trabaja a tensiones superiores a 230 kV, las sobretensiones más peligrosas son las ocasionadas por maniobras de interruptores, que tienen una duración del orden de miles de microsegundos y su magnitud es una función de la tensión nominal.

3.2.2 Descargas atmosféricas

Las cargas eléctricas en la atmósfera se producen por la fricción entre partículas de vapor de agua, cristales de hielo y granizo, en presencia de dos factores: aire húmedo y la incidencia de alta energia solar en la zona, en la inteligencia de que si existe solo uno de estos elementos, no ocurre ninguna descarga. Este fenómeno se observa en los desiertos, donde no hay humedad o en las zonas costeras con poca incidencia solar.

Las cargas se originan dentro de las nubes del tipo cúmulo con una energía térmica en su interior, que provocan corrientes ascendentes, las cuales arrastran los cristales de hielo ligero que en su ascenso chocan con las partículas pesadas de granizo que descienden a gran velocidad. Esto origina que los cristales de hielo desprendan electrones, provocando que la parte superior de la nube se cargue positivamente (cristales de hielo con falta de electrones) y la parte inferior se cargue negativamente.

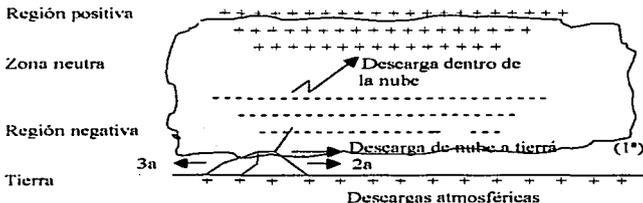
La región negativa, parte inferior de la nube, produce por efecto capacitivo que la superficie terrestre, incluyendo líneas aéreas, buses, etc., que se encuentran debajo de la nube se carguen positivamente.

Cuando el gradiente de tensión entre nube y tierra supera la rigidez dieléctrica del aire, que es de unos 10 kV/cm, se produce la descarga eléctrica de la parte negativa de la nube a tierra con una velocidad aproximada de 1/6 de la luz. La duración de una descarga es del orden de 0.15 segundos. Su energía varía entre 10 y 100 kV-hr.

Entre 60 y 90% de las descargas son electronegativas, es decir, surgen de la parte inferior de la nube. Entre 10 y 40% son descargas electropositivas, surgen de la parte superior de la nube.

La descarga principal (1*) tiene varios puntos de inflexión, en algunos de los cuales se originan descargas secundarias, y a veces en los puntos de inflexión de las secundarias se originan terciarias dependiendo de la energía del rayo. El diámetro del núcleo de plasma de un rayo es de unos 2 cm. La trayectoria de los rayos es determinada por las condiciones del aire y la configuración del campo eléctrico del terreno en la zona. El rayo, que se dirige de nube a tierra, al tocar tierra provoca un flujo de corriente del orden de 1/10 de la velocidad de la luz y de una magnitud que varía entre 1 y 200 kA.

Los rayos que van de tierra a nube suelen tener magnitudes que varían entre 100 y 1000 A.



Los rayos de la parte (-) de una nube que se dirige a la tierra (+) ocurren en forma simultánea con los rayos que se dirigen de tierra (+) a las nubes (-), conectándose en ambos sentidos la región (-) de la nube con la zona (+) de la tierra, de manera que cuando ambas descargas, ascendentes y descendentes se encuentran, se produce el rayo en ambos sentidos. En ese instante se sobrecalienta violentamente el aire adyacente al rayo, generando una serie de ondas de presión (impulso de presión) perpendiculares al eje del rayo. Al conjunto de ondas de presión originadas por un rayo se llama trueno.

Se ha observado que en la descarga de un relámpago se producen hasta 40 descargas múltiples, siendo lo normal un conjunto de tres descargas por rayo.

Las descargas entre zonas de diferentes polaridades, dentro de una nube, se observan desde tierra como relámpagos.

La energía electromagnética de un rayo se transforma en luz (relámpago), sonido (trueno), ondas de radio frecuencia y calor.

Este calor origina temperaturas de hasta 30.000°C que se producen en el centro del canal de descarga del rayo (plasma) en un lapso de millonésimas de segundo.

Los blancos más directos de los rayos son los árboles o salientes del terreno. En terrenos planos y sin árboles (campos deportivos) o donde hay espejos de agua como son los ríos, lagos, piscinas, etc.,

Las tensiones generadas en líneas o cables por descargas atmosféricas se calculan con la formula:

$$V = \frac{Z_0 I}{2}$$

Donde:

V = kV

I = Corriente del rayo en kA

Z₀ = Impedancia característica en ohms

Detallando

$$Z_0 = \sqrt{\frac{L}{C}}$$

Donde:

Para líneas

$$L = 2 \left[\frac{1}{4} + L_n \frac{2h}{r} \right] \times 10^{-4} \text{ H/km}$$

$$C = \frac{10^{-6}}{18 L_n \frac{2h}{r}} \text{ F/km}$$

Para cables

$$L = 2 \left[\frac{1}{4} + L_n \frac{R}{r} \right] \times 10^{-4} \text{ H/km}$$

$$C = k \frac{10^{-6}}{18 L_n \frac{R}{r}} \text{ F/km}$$

h altura sobre el suelo(m)

r radio del conductor (m)

R radio externo del conductor (m)

K constante dieléctrica del aislamiento del cable

En líneas Z₀ varia entre 200 y 500 Ω

En cables Z₀ varia entre 40 y 70 Ω

3.2.2.1 Sobretensiones debidas a descargas atmosfericas

Es la existente entre fase y tierra o entre fase y fase debida a una descarga atmosférica (rayos) específica. Tales sobretensiones usualmente son unidireccionales y de muy corta duración (1-100µs). Una descarga atmosférica puede tomarse como una fuente de corriente, capaz de hacer circular una corriente permanente a través de una impedancia. La tensión dada por la descarga es el producto de la corriente por la impedancia por donde esta circula.

Las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas pueden afectar tanto a la subestación como a las líneas de transmisión. Las subestaciones pueden ser afectadas por descargas directas en ellas como por descargas directas en sus líneas cercanas.

3.2.2.2 Sobretensiones por descargas atmosfericas sobre el conductor fase

Las corrientes debidas a estas descargas circulan en ambos sentidos a partir del punto de incidencia a través de la impedancia impulso del conductor de fase produciendo así una sobretension por falla del apantallamiento.

3.2.2.3 Sobretensiones por descargas directas

Este tipo de sobretensiones produce valores de tensión mucho mas elevados que los producidos por descargas indirectas, por lo tanto son los que pueden causar daños mas graves, no obstante que este tipo de descargas es poco frecuentes

Estas sobretensiones son impulsos unidireccionales de corta duración, pero introducen esfuerzos dinámicos y térmicos en las instalaciones, además de esfuerzos dieléctricos que pueden provocar perforaciones que acarrearán, por consecuencia, otro tipo de fallas. Otros efectos que producen este tipo de descargas son:

- La corriente del rayo alcanza valores muy altos. Sometidos a esfuerzos dinámicos y térmicos a la instalación, para lo cual se debe de realizar un diseño adecuado de la red de tierra.
- Los esfuerzos dinámicos, debidos a la corriente del rayo, someten a los conductores a fuerzas de atracción y repulsión, que pueden ocasionar la ruptura de los aisladores que soportan a estos o bien a la deformación de tableros.

3.2.2.4 Sobretensiones por inducción electrostática (Descargas indirectas)

Este tipo de sobretension se produce cuando existe la presencia de una nube sobre la línea de transmisión; dicha nube induce en los conductores una carga de polaridad contraria, además la carga se va acumulando de manera gradual ocasionada por las corrientes de fuga por la superficie de los aisladores.

Cuando se produce un rayo y este cae en puntos cercanos, por efecto de la inducción electrostática o electromagnética se originan las descargas indirectas, las cuales introducen transitorios en las instalaciones. La gravedad de estas sobretensiones depende de la intensidad de la descarga que puede ser del orden de 100 hasta 200 KV, y con corrientes de 25 hasta 75 KA. Estas descargas afectan principalmente a las instalaciones de mediana y baja tensión que están entre una tensión de 44KV y 4.16 KV, o bien lo que son las líneas de distribución y subtransmisión.

3.2.2.5 Sobretensiones electromagnéticas inducidas

Estas sobretensiones son producidas por inducción electromagnética desde objetos cercanos que se encuentran aterrizados en donde se han presentado descargas atmosféricas.

3.2.3 Sobretensiones temporales

Estas se caracterizan por ser oscilatorias fase-tierra o fase-fase. Son relativamente de larga duración y no amortiguada o débilmente amortiguada a frecuencia industrial. Estas sobretensiones pueden ser provocadas por:

- Ocurrencia de fallas fase a tierra, dos fases a tierra, fase a fase y trifásicas. De estas fallas las que mas problemas ocasionan en la red debido a la asimetría, son las fallas a tierra y el caso mas severo es la falla línea a tierra.

El modo de puesta a tierra del neutro del sistema es un factor determinante en la magnitud de las sobretensiones por falla fase a tierra.

Los modos de puesta a tierra pueden ser clasificados de la siguiente manera:

- Sistema con neutro aislado: Aquellos en los cuales no existe ninguna conexión intencional del neutro a tierra, excepto a través de dispositivos o aparatos de muy alta impedancia.
- Sistemas no efectivamente puestas a tierra: Son aquellos en los cuales el neutro es puesto a tierra a través de una reactancia, teniendo esta un valor tal, que durante una falla monofásica a tierra, la corriente inductiva a frecuencia industrial que pasa a través de la reactancia, neutraliza sustancialmente la componente capacitiva a frecuencia industrial de la corriente de falla a tierra.
- Sistemas efectivamente puestas a tierra: Aquellos en los cuales el neutro es puesto a tierra, en forma sólida a través de una resistencia o una reactancia de bajo valor, suficiente para producir materialmente cualquier oscilación transitoria y para asegurar las condiciones de protección selectiva de falla a tierra.

Las sobretensiones temporales pueden tener varios efectos sobre el sistema: entre los cuales están los flameos en aislamiento externos o perforaciones de aislamientos internos si la magnitud es lo suficientemente alta y el calentamiento de núcleos de transformadores y reactores debido a la saturación que causa.

3.2.4 Sobretensiones por maniobra

Denominadas también sobretensiones internas causadas por defectuosas maniobras en los interruptores. Generalmente son altamente amortiguadas y de corta duración presentando diferentes formas de onda. (La onda normalizada es de 250/2500 μ s).

Las sobretensiones por maniobra son originadas comúnmente por la energización o recierre de líneas, por ocurrencia y despeje de una falla, por modificación de corrientes inductivas o capacitivas, por corrientes circulando por el primario de un transformador sin carga en el devanado secundario y en general por operaciones especiales de condensadores en serie y de circuitos resonantes y ferresonantes.

De estas también se presentan sobretensiones transitorias o de baja frecuencia que son sobretensiones que oscilan a la frecuencia de generación del sistema, tienen una duración relativamente grande (de 4 ciclos a 1 minuto) sin amortiguamiento o con una leve presencia de este. Por tanto, dichas sobretensiones se pueden caracterizar por su amplitud, por su frecuencia de oscilación, por su tiempo de duración, etc.

Las sobretensiones transitorias, generalmente se originan por fallas a tierra, fenómenos no lineales como efectos de ferresonancia, etc.

3.3 Sobrecarga

Se dice cuando el circuito trabaja con mayor intensidad de corriente que aquella para la que esta proyectado.

Esta caracterizada por un aumento de cierta duración y algo mayor de dicha intensidad de corriente. Aunque no tan espectaculares como en el caso de los cortocircuitos los efectos de las sobrecargas pueden resultar también nocivos para maquinas y conductores pues provocan, sobre todo, calentamientos indeseables que, a la larga, pueden producir perforaciones en los aislantes y cortocircuitos; además, las maquinas sobrecargadas trabajan siempre con bajo rendimiento.

3.4 El cortocircuito

Todo proyecto de subestación eléctrica debe contemplar procedimientos de calculo que permitan determinar.

- la intensidad máxima de la corriente que circula por las partes conductoras del sistema durante las solicitaciones del servicio normal y en las condiciones criticas de operación.
- El valor máximo de la corriente de cortocircuito, considerando que esta magnitud aumenta al incrementarse la capacidad de transformación de la subestación.

El corto circuito es una situación indeseable en un sistema eléctrico pero que lamentablemente se puede presentar eventualmente teniendo diversos orígenes como por ejemplo una sobretension por descargas atmosféricas, una falla de aislamiento por envejecimiento prematuro, alguna maniobra errónea, etc.

Y en estas condiciones se debe estar en posibilidad de conocer en todos los puntos de una instalación las magnitudes de las corrientes de cortocircuito.

Al ocurrir un cortocircuito sobre un sistema abastecedor de energía eléctrica se presentan, entre otros, los fenómenos siguientes:

- Los componentes que conducen la corriente de falla se someten a severos esfuerzos térmicos y dinámicos que varían en función de la magnitud y duración de I_{cc}^2 . (I_{cc} es la corriente de cortocircuito). Dichos esfuerzos deterioran el aislamiento de los equipos.
- La caída de voltaje en el sistema es proporcional a la magnitud de la corriente de cortocircuito, por ejemplo, en el punto donde se produce la falla el voltaje casi es cero al alcanzarse la intensidad máxima de cortocircuito.

Los estudios de corto circuito son necesarios en los sistemas eléctricos en todas sus etapas, es decir desde la generación hasta la utilización de la energía eléctrica por lo que es conveniente establecer en primer instancia para que sirva y en que nivel lo debe tratar un proyectista.

En forma general se puede decir que de un estudio de corto circuito da información que permite:

- a) Calcular las corrientes de cortocircuito para diferentes tipos de fallas en distintos puntos de la red.
- b) Determinar las potencias de corto circuito en los términos del inciso anterior.
- c) Calcular las corrientes de cortocircuito para efectos térmicos y dinámicos.

Desde el punto de vista del diseño de subestaciones eléctricas es conveniente saber en que nivel se parte para la realización de estos estudios ya que en cualquier caso una subestación eléctrica es parte integrante

de un sistema eléctrico. Existen desde los elevadores en las plantas generadoras para elevar la tensión hasta las reductoras secundarias en las redes de distribución, entonces es común que se efectúen estudios de cortocircuito a nivel sistema, por ejemplo considerando todas las plantas generadoras subestaciones y las líneas de transmisión hasta de 230 y 400 KV y posteriores a 115 KV.

Estudiando la red por computadora digital para determinar las corrientes y potencias de falla (por lo general para fallas trifásicas y de línea a tierra) en todos los buses del sistema con lo que a partir de estos niveles mediante equivalentes de Thevenin se pueden calcular las corrientes y potencias de falla en los niveles inferiores de tensión de tal forma que por ejemplo un proyecto de una subestación de 400 KV no requiere de hacer un estudio de cortocircuito para todo el sistema, basta con que se pregunte a la compañía suministradora de energía eléctrica o a la oficina de estudios de redes eléctricas (si el proyecto es la propia compañía) cuales son las corrientes y potencias de cortocircuito (para las fallas deseadas) en el punto de la instalación y a partir de esta información se hace el estudio de cortocircuito propio de la subestación.

El procedimiento descrito anteriormente es válido para cualquier nivel de tensión y así por ejemplo si se desea hacer el estudio de cortocircuito para una subestación industrial que se conectará a un sistema de distribución de 34.5 ó 23 KV solo se debe preguntar a la empresa que suministra la energía eléctrica cuales son las potencias de cortocircuito en el punto de la instalación, refiriéndose desde luego a la red y circuito al cual se conectará y a partir de esto se desarrolla el estudio correspondiente.

Medidas para reducir los efectos

Partiendo de la base de que es imposible evitar en un cien por ciento la ocurrencia de fallas, es necesario adoptar medidas tendientes a reducir los efectos de las mismas.

El estudio del cortocircuito proporciona la información necesaria para controlar y limitar los efectos nocivos que provocan las corrientes de cortocircuito, es decir, ayuda al ingeniero proyectista a:

- Dimensionar y elegir los aparatos de maniobra y dispositivos de protección utilizados en las subestaciones. Además, el valor máximo de la corriente de cortocircuito es un parámetro importante en el diseño de sistemas de tierra.
- Analizar los efectos térmicos y dinámicos causados por las corrientes de cortocircuito en los diferentes elementos que forman la subestación.
- Relacionar los efectos de cortocircuito con otros estudios, como es el de estabilidad

3.4.1 Elementos necesarios para su representación

Un estudio de cortocircuito se inicia siempre con un diagrama unifilar del sistema para estudiar en donde se indiquen todos los elementos que van a intervenir, especialmente las fuentes y elementos pasivos dando los valores de potencias, tensiones e impedancias siempre que sea posible.

Es conveniente recordar que en un sistema eléctrico las impedancias de los distintos elementos referidos a sus valores de potencias y tensiones denominados sus valores base, por lo que es necesario cambiar estos valores a una base común de potencias y tensión con el objeto de que se puedan hacer combinaciones entre ellos cuando se requiera obtener las impedancias equivalentes, para tal propósito se emplean las siguientes expresiones:

Normalmente las impedancias de las máquinas eléctricas como generadores, transformadores, convertidores sincrónicos, motores sincrónicos y motores de inducción están expresadas un porcentaje referidas a sus propias bases de potencia y tensión y en ocasiones es necesario o conveniente expresar estas cantidades en por unidad la relación entre una cantidad expresada un porcentaje y otra en por unidad esta dada por:

$$Z \text{ O/1} = Z \text{ O/O} / 100$$

$$\text{O bien: } Z \text{ O/O} = Z \text{ O/1} \times 100$$

Siendo: $Z \text{ O/O}$ la impedancia expresada en porciento.
 $Z \text{ O/1}$ la impedancia expresada en por unidad.

Cuando una impedancia esta expresada en ohms como ocurre con las líneas de transmisión y se desea expresar en porciento refiriéndola a una potencia base expresada en KVA y a una tensión base expresada en KV se emplea la expresión:

$$Z \text{ O/O} = \frac{Z (\Omega) \times \text{KVA base}}{(\text{KV base})^2 \times 10}$$

Siendo: $Z (\Omega)$ la impedancia expresada en ohms.
 KVA base la potencia base expresada en KVA.
 KV base la tensión base expresada en KV.

Otro problema común es referir las impedancias de los diferentes elementos de un sistema a una base común de potencia y tensión, es decir hacer un cambio de base en los valores de impedancia expresadas en ($\%$) o en por unidad (O/1). para esto es necesario considerar que:

a) La potencia base es única en un sistema y su valor se puede seleccionar en forma arbitraria, pudiendo ser por ejemplo la potencia nominal mayor de los elementos del sistema, la suma de las potencias nominales o alguna cantidad cualquiera.

b) Existen tantas bases de tensión como relaciones de transformación en cada nivel de tensión se tenga en un sistema.

Si se designa con indice uno (1) a los valores de impedancia, tensión y potencia referidos a la propia base de una maquina, aparato o elemento en un sistema eléctrico y con indice dos (2) a los valores de impedancia, tensión y potencia a los cuales se deben referir estas cantidades la relación para el cambio de base en una impedancia es:

$$Z_2 = Z_1 \left(\frac{\text{KVA base 2}}{\text{KVA base 1}} \right) \left(\frac{\text{KV base 1}}{\text{KV base 2}} \right)^2$$

Siendo Z_2 la impedancia a la base deseada expresada en porciento o en por unidad.

Z_1 la impedancia a su propia base expresada en porciento o en por unidad.

$\text{KVA}_{\text{base 2}}$ base de potencia a la cual se desea referir las cantidades.

$\text{KVA}_{\text{base 1}}$ es la base de potencia a la cual están expresadas las impedancias Z_1 .

$\text{KV}_{\text{base 1}}$ base de tensión a la cual están expresadas las impedancias Z_1 .

$\text{KV}_{\text{base 2}}$ base de tensión a la cual se desean referir las impedancias Z_1 para obtener los valores Z_2 .

En las líneas de transmisión o en cualquier otra parte del sistema el cortocircuito puede ser de acuerdo a lo mencionado en el estudio de cortocircuito.

1- De una fase a tierra.

2- Entre dos fases

3- Entre dos fase y tierra

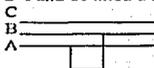
4- Trifásico

La distribución de ocurrencia de fallas de cortocircuito tiene aproximadamente la forma siguiente:

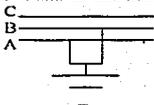
1- Falla de línea a tierra, con una probabilidad de ocurrencia del orden del 85%.



2- Falla de línea a línea, con una probabilidad de ocurrencia del orden del 8%.



3- Falla de dos líneas a tierra, con una probabilidad de ocurrencia del orden del 5%.



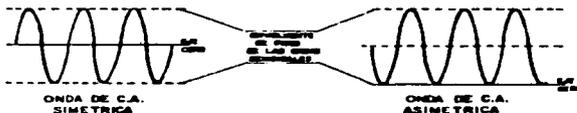
4- Falla trifásica, probabilidad de ocurrencia del orden del 2% o menor.



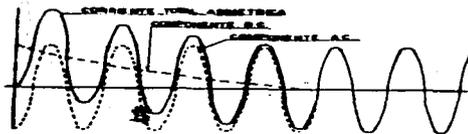
Las fallas de línea a tierra son muy comunes y pueden ser causadas en distintas formas, no así la falla trifásica cuyo principal origen son los errores humanos.

3.4.2 Corrientes simétricas y asimétricas de cortocircuito

Los términos de corrientes simétricas y asimétricas son utilizados para describir la proporción que guarda la onda de corriente alterna respecto a un eje de simetría, si la envolvente de los picos de la onda de corriente es simétrica respecto del eje cero se tendrá una corriente simétrica, pero si la envolvente de los picos no mantiene la simetría entonces se llamará corriente asimétrica.



Generalmente, la corriente de cortocircuito casi siempre es asimétrica durante los primeros ciclos posteriores al cortocircuito. Tal fenómeno puede apreciarse en el siguiente oscilograma, en la cual se muestra como es máxima la asimetría de la corriente en el instante que ocurre el cortocircuito y como va disminuyendo hasta llegar a ser simétrica en unos cuantos ciclos más.

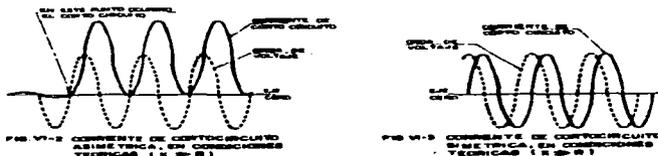


3.4.2.1 Asimetría de la corriente de cortocircuito

En un sistema eléctrico de distribución industrial del tipo ordinario, la resistencia R , de los circuitos de alta tensión, es despreciable comparada con su reactancia X y como el factor de potencia de cortocircuito (F.P.cc) se determina con la formula:

$$F.P.cc = R / \sqrt{R^2 + X^2}$$

(X y R existentes a lo largo de la trayectoria de la corriente de falla), por tanto, $F.P.cc = 0$ para $X \gg R$; si el cortocircuito ocurre cuando la onda senoidal de voltaje está en su valor cero, se presentará la máxima asimetría en la onda de corriente la cual se atrasa 90° respecto a la onda de voltaje. es decir, la corriente empezará en cero, pero no podrá seguir una onda senoidal simétrica respecto del eje cero porque dicha corriente estaría en fase con el voltaje, siendo que la onda toma la misma forma que la del voltaje pero 90° atrás y esto solo puede ocurrir si la onda de corriente se desplaza del eje cero como se muestra a continuación. Fig 1



Si en ese mismo sistema se produce el cortocircuito cuando la onda de voltaje alcanza su valor máximo, la corriente de cortocircuito empezará de cero y seguirá una onda senoidal simétrica respecto al eje cero, tal como se muestra anteriormente. fig 2

Las situaciones anteriores de asimetría y simetría son casos extremos. Si la falla ocurre en cualquier otro punto, entre cero y el valor máximo de la onda de voltaje, la onda de corriente tendrá un grado de asimetría intermedio.

3.4.2.2 Componente de corriente directa de la corriente asimétrica de corto circuito

El comportamiento de la corriente de cortocircuito asimétrica puede analizarse en términos de una componente de corriente alterna simétrica y una componente de corriente directa. Es decir si ambas componentes fluyen simultáneamente por un circuito, la suma de ellas en un instante cualquiera es igual a la magnitud total de una onda asimétrica de corriente en ese mismo instante.

La componente de corriente directa referida aquí es generada dentro del sistema de corriente alterna, es decir, no se considera ninguna fuente externa de corriente directa.

La magnitud de la componente de corriente directa depende del instante en que sucede el cortocircuito respecto a la onda de voltaje, por ejemplo si la falla ocurre cuando la onda de voltaje alcanza su máximo valor, la magnitud de la componente de C.D. vale, en cambio si la falla se presenta cuando la onda de voltaje pasa por cero, el valor inicial de la componente de C.D. es igual al pico de la componente simétrica de corriente alterna.

Relacion X/R

La relacion X/R es la relacion que existe entre la reactancia (x) y la resistencia(r) del circuito.

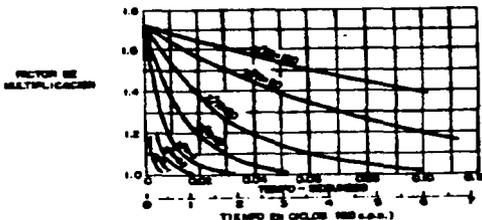
Se mide a lo largo de la trayectoria de la corriente de falla y su valor afecta el comportamiento de la componente de corriente directa, es decir, si $X/R = \infty$, la componente de C.D. no sufrirá decaimiento alguno, pero si $X/R = 0$, la caída de dicha componente será instantánea. Normalmente en los circuitos eléctricos industriales, la componente de C.D. cae a cero en el intervalo de uno a seis ciclos.

Factor de multiplicación

De los puntos anteriores podemos concluir que la magnitud de la corriente de cortocircuito asimétrica, depende del comportamiento de la componente de corriente directa y su valor inicial es determinante para seleccionar los dispositivos de protección contra corrientes de cortocircuito. Por tanto, para facilitar el cálculo de la componente de corriente directa, se ha desarrollado un método simplificado que mediante factores de multiplicación, convierte el valor rms de la corriente alterna simétrica en amperes rms de una onda asimétrica de corriente que incluye a la componente de corriente directa.

Para conocer la intensidad de la corriente efectiva de cortocircuito instantes después de haber ocurrido la falla, basta calcular el valor de la corriente simétrica de cortocircuito usando la reactancia subtransitoria (X''_d) equivalente del circuito en estudio y en seguida aplicarle el factor de multiplicación adecuado, es decir, podremos conocer el valor de la corriente asimétrica de cortocircuito que se utiliza para seleccionar los dispositivos de protección o interruptores (esto solo se aplica para seleccionar equipo en alta tensión.)

Los factores de multiplicación pueden tomarse de la grafica siguiente. Obsérvese que el máximo valor que puede alcanzar la componente de C.D. es 1.732 veces el valor rms de la componente alterna simétrica de corriente.



3.5 Efectos que producen los disturbios

Los efectos de los disturbios que sean descrito anteriormente son los siguientes:

1- Corrientes de cortocircuito en caso de cortocircuito bifásicos o trifásicos, o de doble puesta a tierra en las redes aisladas, o bien en caso de cortocircuito monofásico, bifásico o trifásico, en las redes con neutro a tierra. Además de las repercusiones directas en el sitio del defecto, quedan peligrosamente solicitadas dinámica y térmicamente, otras partes de la instalación y los conductores que alimentan el punto afectado por el cortocircuito.

Además, la disminución instantánea de la tensión en toda la red, provoca el funcionamiento de los desconectadores de tensión nula, lo que puede ocasionar graves perjuicios en instalaciones delicadas (por ejemplo, las hilaturas).

En el caso de cortocircuitos multipolares, quedan frenados todos los motores en servicio; cuando después de la eliminación del defecto, reaparece la tensión sobre la red, el arranque simultáneo de todos estos motores puede producir una nueva desconexión, provocada por la elevada corriente de arranque, que hace entrar en funcionamiento los fusibles o los interruptores automáticos. Además, en los casos de líneas aéreas dobles, soportadas por los mismos postes, el efecto de un viento transversal puede propagar el arco a la línea sana.

2- En las redes aisladas pueden producirse además puestas a tierra. Comparativamente a los efectos provocados por los cortocircuitos, las repercusiones en el sitio de la avería son desdeñables solamente en el caso de corrientes a tierra capacitivas del orden de 30 a 60 A- lo que es posible en las redes con cables- pueden producirse importantes destrucciones locales.

La consecuencia directa de una puesta a tierra es un desplazamiento de la tensión que puede afectar a la tensión de fase. Frecuentemente, el aumento de la tensión respecto a tierra de las 2 fases sanas, provoca una puesta a tierra de estas fases, a veces a alguna distancia del primer defecto. Entonces se tiene una doble puesta a tierra, con consecuencias idénticas a un cortocircuito.

Si la puesta a tierra esta originada por la rotura de una línea aérea, donde el conductor roto toca al suelo, puede producirse peligrosos gradientes de tensión.

3- En un caso extremo, una oscilación de la red puede provocar el desenganche de los alternadores. La maquina afectada presenta, con relación a las otras maquinas de la red, una diferencia de velocidad. Si su rueda polar esta decaída 180° , circula una corriente de compensación que tiene todas las características de una corriente de cortocircuito que hubiera sido producida por una tensión aproximadamente doble de la nominal.

Simultáneamente, en algunos puntos de la red, la tensión baja hasta un valor nulo. Si los reles de protección de la maquina considerada no entran en funcionamiento, la línea de acoplamiento quedara desconectada por otros reles, interrumpiéndose el intercambio de energía.

CAPITULO IV

SOLUCION DE LOS DISTURBIOS EN LA SUBESTACIÓN ELECTRICA

108-A

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

4.1 Medios para evitar los disturbios y eliminar sus efectos

Algunos de los medios que pueden evitar los disturbios son, por ejemplo: aislantes y distancias de aislamiento apropiadas, montaje bien protegido de las líneas contra las influencias exteriores, armadura de los cables suficientemente resistentes, etc.

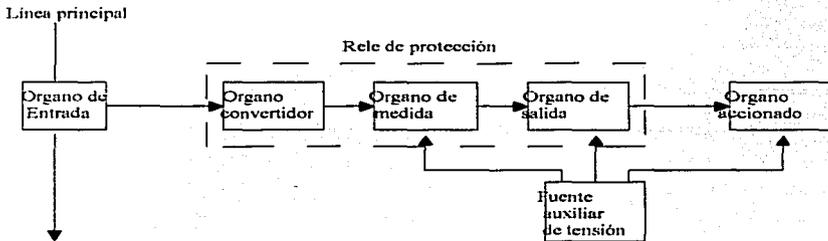
Los efectos de los disturbios pueden atenuarse reduciendo el valor de la corriente de cortocircuito (por seccionamiento en redes parciales, bobinas de autoinducción de cortocircuito, etc.), eliminando el desplazamiento de la tensión en las redes de alta tensión por puesta a tierra del punto neutro, eliminando rápidamente el disturbio por medio de reles y disyuntores extrarrápidos, reconexión rápida de los disyuntores para evitar las interrupciones no necesarias de las líneas, especialmente de las líneas de acoplamiento.

Particularmente, pueden disminuirse las consecuencias de una desconexión, por medio de una configuración apropiada de las líneas (alimentaciones múltiples, líneas en bucle o paralelas, redes malladas, etc.), así como mediante la rápida conmutación sobre un elemento de reserva.

4.2 Dispositivos de protección contra disturbios

Puede deducirse que para evitar los disturbios o, al menos, para disminuir los efectos de estos disturbios, son necesarios dispositivos de protección apropiados.

Cualquier dispositivo de protección consta de los elementos indicados en la figura siguiente, es decir:



Esquema de la disposición general de un rele de protección.

4.3 Protección contra sobrecarga

Cuando ocurre cualquier condición anormal en la operación de los sistemas eléctricos, es necesario tomar acciones para aislar la condición anormal instantáneamente o bien algunos casos después de un cierto tiempo de retardo predeterminado. Tal acción debe ser automática y selectiva, es decir debe segregar la falla en secciones o partes del sistema de manera que solo se aislen las partes en falla, conservándose en operación las partes que no tienen falla.

En la práctica, esta protección se utiliza solamente en cables subterráneos. Como indica su nombre, protege la línea contra las sobrecargas y los calentamientos perjudiciales que son la consecuencia de dicha sobrecarga. Las causas de todas las sobrecargas son exteriores al cable: generalmente, proceden de la conexión de un número inadmisiblemente de abonados y de una puesta fuera de servicio de las alimentaciones

paralelas. No existen causas internas que puedan provocar una sobrecarga ya que los defectos interiores de los cables conducen muy rápidamente a cortocircuitos, que son detectados por protecciones apropiadas.

Las sobrecargas en los cables disminuyen la duración de vida de su aislamiento. En caso de una sobrecarga de larga duración, el calentamiento producido puede ocasionar una perforación del aislante provocando su destrucción total. Por lo tanto, es necesario la protección contra las sobrecargas.

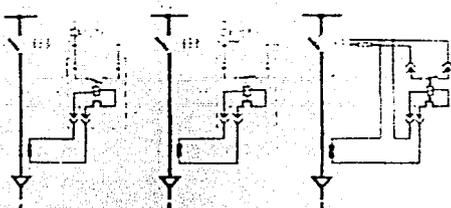
Esta protección puede asegurarse por medio de reles o desconectores térmicos que presentan una imagen térmica del cable protegido. Su alimentación puede realizarse directamente a partir de la corriente de la línea, o bien a partir de una corriente proporcional a la corriente de la línea.

En el primer caso, se utilizan desconectores térmicos, instalados sobre los disyuntores, a los que mandan por medio de varillas aisladas. En el segundo caso se emplean reles térmicos secundarios, alimentados por transformadores de intensidad.

En ambos casos, la capacidad térmica de la línea está representada por una imagen térmica incorporada al aparato de protección. La constante de tiempo térmico de este se elige aproximadamente igual a la del cable protegido, de forma que el calentamiento del cable sea reproducido fielmente. Siendo iguales las inercias térmicas del objeto protegido y de su imagen, resultará que el cable no se desconecta para sobrecargas admisibles de corta duración. Por el contrario, gracias a la memoria térmica propia de los reles utilizados, el cable queda fuera de servicio en caso de sobrecargas intermitentes que le lleven a su temperatura máxima admisible; la temporización arranca para cada sobrecarga y vuelve a cero entre una y otra sobrecarga y, por lo tanto, no se produce desconexión en el caso de sobrecargas intermitentes.

Hay que tener en cuenta que, de acuerdo con lo anterior, para la protección contra sobrecargas, no resultan apropiados los reles temporizados de máxima corriente; por lo que estos se utilizan para protección contra cortocircuitos.

El esquema de una protección contra las sobrecargas por relevadores térmicos, está representado en la figuras siguientes:



Si se dispone de una fuente auxiliar de tensión que sea segura (por ejemplo, una batería de acumuladores), se aconseja utilizar la desconexión por corriente de trabajo fig.(a). Si en caso de perturbación, la tensión auxiliar pudiese anularse (por ejemplo, si es suministrada por un transformador de tensión), es necesario elegir la desconexión por corriente de reposo fig.(b).

Si como sucede frecuentemente en estaciones no vigiladas, no se ha previsto ninguna fuente auxiliar de tensión, entra en consideración la desconexión por corriente del transformador de intensidad fig.(e).

Para un circuito que comprenda un disyuntor con una bobina con una bobina de desconexión cuyo consumo propio sea débil, es decir de pequeña resistencia, es posible un reparto incorrecto de la corriente, entre la bobina del disyuntor y el contacto del rele conectado en paralelo, que provoque desconexiones instantáneas intempestivas; este peligro puede eliminarse por medio de una pequeña resistencia (indicación 5 de la fig.(e)).

Para todos los cables protegidos cuya carga sea simétrica, basta con prever un solo rele o, en su caso, un solo desconectador térmico. Si la carga es asimétrica, en ciertas circunstancias, será necesario prever un dispositivo trifásico de protección. Tanto los desconectores como los reles térmicos secundarios, están equipados con una desconexión instantánea (4b de la fig. (a)).

No existiendo causas de origen interno en las sobrecargas de los cables, los reles térmicos de las estaciones vigiladas accionan solamente una señalización. Después del funcionamiento de estos reles, el personal de servicio puede tomar las medidas necesarias para que la carga del cable vuelva a un valor admisible, por acoplamiento de una red paralela o desconexión de los consumidores no prioritarios.

Solamente los reles térmicos de las estaciones no vigiladas provocan la desconexión del ramal de cable sobrecargado.

La protección contra sobrecargas se logra por medio de los relevadores principalmente; para esto un sistema de protección por relevadores debe satisfacer los siguientes requerimientos:

Selectividad:

El sistema de protección debe seleccionar correctamente la parte en falla del sistema eléctrico de potencia y desconectar la misma sin producir disturbio en el resto del sistema. Esta propiedad de discriminación es muy importante para un sistema eléctrico.

Sensibilidad:

Un sistema de protección debe ser tan sensible como sea posible, es decir debe operar también con valores de falla bajos.

Confiablez:

Un sistema de protección debe operar en forma definitiva bajo condiciones predeterminadas.

Rapidez:

El sistema de protección debe responder tan rápido como sea posible para mejorar la calidad del servicio, aumentar la seguridad de la vida de las personas y del equipo y mejorar la estabilidad de la operación.

No-interferencia con ampliaciones futuras:

Una instalación inicial debe ser realizada en tal forma que se pueda hacer ampliaciones futuras sin que se interfiera a la original.

4.3.1 Tipos de protección

Existen dos tipos de protección principalmente, las denominadas principal y de respaldo o secundaria. La protección principal constituye la primer línea de defensa y asegura una acción rápida y selectiva liberando las fallas dentro de la frontera de la sección del circuito o elemento que protege. La protección principal como una regla esta provista para cada sección de una instalación eléctrica.

La protección de respaldo es importante para el funcionamiento propio de un buen sistema de protección dado que no se tiene un 100% de confiabilidad no solo en los elementos de protección sino también en los

transformadores de instrumento (potencial y corriente) y entonces no se puede garantizar la operación de los interruptores. Constituye esta protección una segunda línea de defensa que opera para aislar una sección fallada en la misma forma que lo hace la protección primaria, una falla en el sistema primario de protección se puede deber a cualquiera de las causas siguientes:

- Falla en el suministro de la alimentación de corriente directa a los circuitos de disparo.
- Problemas en el suministro de voltaje o corriente a los relevadores.
- Falla en el mecanismo de disparo del interruptor.
- Falla de operación del interruptor.
- Falla en el relevador principal de protección.

Todos los relevadores tienen tres elementos esenciales para su operación y que son los siguientes:

Elementos sensores:

También llamados elementos de medición, responden a los cambios en la confiabilidad actuante, por ejemplo la corriente en un sistema protegido contra sobrecorrientes.

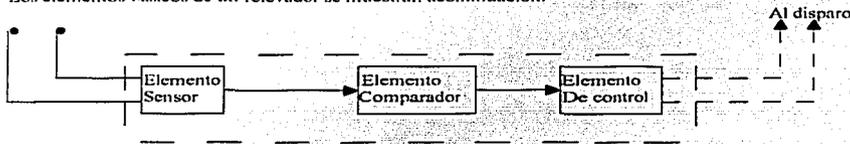
Elementos comparadores:

Sirven para comparar la acción de la cantidad actuante sobre el relevador con el valor preseleccionado para el relevador.

Elemento de control:

En el disparo de un relevador se puede tener un súbito cambio en la cantidad de control, tal como un cierre del circuito operativo de corriente, los elementos de control permiten controlar esto.

Los elementos básicos de un relevador se muestran a continuación:



4.3.2 Características funcionales de los relevadores

Las principales características funcionales de los relevadores usados en la protección de subestaciones eléctricas son las siguientes:

a) Bajo voltaje, baja corriente y baja potencia:

En los cuales la operación tiene lugar cuando el voltaje, corriente o potencia cae debajo de un valor especificado

b) Sobre voltaje, sobre corriente o sobre potencia:

Estos relevadores operan cuando el voltaje, corriente o potencia sobrepasa un valor determinado.

c) Direccionales o de corriente inversa:

En estos la operación se presenta cuando la corriente que circula por el toma un desplazamiento angular. Con respecto al voltaje aplicado y el relevador se compensa para caída de voltaje.

d) Direccional o de potencia inversa:

En estos relevadores se presenta la operación cuando la corriente y el voltaje aplicado toma un Desplazamiento de fase específico y no tienen compensación para la caída de voltaje.

c) **Diferencial:**

Se presenta la operación en una fase específica o se presenta una diferencia de magnitud entre dos o más cantidades eléctricas.

f) **De distancia:**

En estos relevadores la operación esta gobernada por la relación del voltaje a la corriente o a la Componente de corriente que tiene alguna relación específica con el voltaje.

4.3.2.1 **Tiempo de operación**

Otra característica importante de los relevadores es su tiempo de operación. Esta característica se puede definir como el tiempo transcurrido entre la señal al relevador y la operación de sus contactos de disparo. Desde el punto de vista de su tiempo de operación los relevadores pueden ser:

- **Instantáneos.**

Se considera dentro de este tipo a los relevadores que operan en tiempos menores de 0.1 segundo.

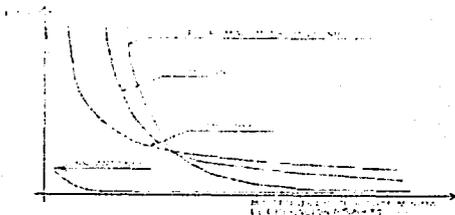
- **Tiempo de alta velocidad.**

Son los que operan en menos de 0.05 segundo.

- **Tiempo de retraso en el tiempo.**

Son los que tienen mecanismos de tiempo de ajuste variable. Dentro de este tipo están los de inducción, que mediante un imán permanente producen un freno en el giro del rotor.

Respecto a la curva corriente-tiempo estos relevadores se dividen según la figura:



Característica tiempo-corriente

- **Tiempo inverso**

Se usan en sistemas con amplias variaciones en las corrientes de cortocircuito, o sea en sistemas donde hay variación en el número de fuentes de alimentación. La curva tiempo corriente es relativamente lineal, lo que se traduce en una operación relativamente rápida, ya sea con una o varias fuentes de alimentación simultáneas. Se utilizan donde el valor de la corriente de cortocircuito depende principalmente de la capacidad de generación del sistema.

- **Relevadores de tiempo muy inverso.**

Tienen una curva con pendiente muy pronunciada, lo cual los hace lentos para corrientes bajas y rápidos para corrientes altas. Se utilizan donde el valor de la corriente de cortocircuito depende de la posición relativa al lugar de la falla y no de la cercanía al sistema de generación.

- Relevadores de tiempo extremadamente inverso.

Tienen una curva con una pendiente aún más pronunciada que los anteriores. Se utilizan en circuitos de distribución primaria, que permiten altas corrientes iniciales producidas por los riecerres, y no obstante ello, suministran una operación rápida cuando se necesita la operación de cortocircuito.

4.3.2.2 Principio de operación

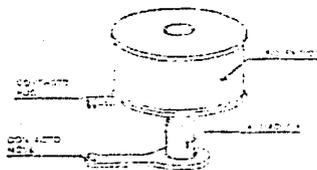
Todos los relevadores usados en la protección de los sistemas eléctricos de potencia operan con cualquiera de los tres principios fundamentales:

- Atracción electromagnética
- Inducción electromagnética
- Estado sólido

Atracción electromagnética: Están formados por una bobina con un núcleo magnético, que en uno de sus extremos tiene el contacto móvil que, al desplazarse junto con el núcleo, cierra el circuito de disparo a través de un contacto fijo. Los relevadores son de dos tipos: de bisagra y de núcleo o embolo.



Relevador tipo bisagra



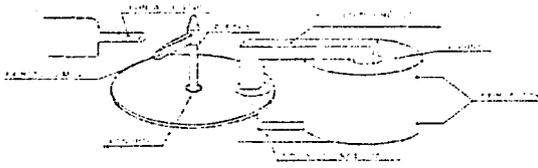
Relevador tipo embolo

Es decir de otra manera, son relevadores que operan por atracción magnética mediante un solenoide en el tipo embolo, o mediante una armadura magnética embisagrada en el tipo bisagra.

Suelen tener derivaciones en la bobina de operación para permitir el ajuste de la corriente mínima de operación pick-up, que es el valor presiso de corriente a partir del cual el relevador empieza a moverse.

Este tipo de relevador se afecta por la componente de corriente directa que aparece en los cortocircuitos asimétricos. Pueden operar con corriente alterna o directa.

Inducción electromagnética: Este relevador utiliza el principio del motor de inducción donde el estator tiene bobinas de corriente o de corriente y potencial, y los flujos creados por las corrientes de las bobinas inducen corrientes en el disco.



Relevador tipo disco de inducción

La interacción entre el estator y el rotor crea un par que hace girar el rotor en oposición a un resorte espiral, y cierra los contactos del circuito de disparo. Estos relevadores operan solo con corriente alterna, por tanto, no les afecta la componente de corriente directa del cortocircuito asimétrico. El rotor (que es el elemento que lleva el contacto móvil) trabaja contra un resorte de restricción calibrado que regresa el disco al cesar la fuerza del par.

De estado sólido: Esta formado por unidades lógicas de estado sólido, que son componentes de baja corriente y trabajan con señales de voltaje de corriente directa. La unidad lógica solo tiene dos estados cero y uno, generalmente trabaja con una tensión de operación de 20 volts.

Estos relevadores con relación a los electromagnéticos equivalentes son más pequeños, más rápidos, y tienen menor carga burden: la mayor parte de esta carga se debe a la fuente de poder. En su forma general este relevador esta formado por tres partes.

- Fuente de tensión de corriente directa, con regulador, que hace autosuficiente la alimentación de energía.
- Rectificador de onda completa o fuente de la señal de disparo, que suministra una corriente de aproximadamente 0.001 del valor de la corriente secundaria del transformador de corriente.
- Bobina que actúa sobre el contacto de disparo instantáneo y de la bandera de advertencia.

Estos relevadores con ajustes bajos en la corriente de operación, en que la carga burden es de mayor peso, producen menor saturación en los transformadores de corriente que el relevador convencional, mientras que para ajustes altos en la corriente de operación, en que la carga es de poco peso, la carga del relevador estático excede a la del relevador convencional equivalente.

Son más resistentes a los impactos y sacudidas. La menor carga provoca que los transformadores de potencial y de corriente sean más baratos que los ya mencionados. Son más precisos, debido a la mayor resolución en sus derivaciones. Como tienen menor sobrecarga, debido a que no tienen la masa del disco, los márgenes de coordinación pueden ser menores, y el tiempo de libramiento de una falla se reduce. Tiene poca inercia debido a un mínimo de partes móviles. El tiempo entre operaciones de mantenimiento excede el ya de por sí largo tiempo de los relevadores electromagnéticos. El costo es mayor que el de los convencionales, por eso su uso depende del análisis técnico y económico más adecuado.

4.4 Protección para evitar sobretensiones

La protección de un sistema contra las sobretensiones puede realizarse por medio de varios métodos y la coordinación de protección con los aislamientos de los equipos debe estudiarse para así realizar una selección técnico-económica adecuada de las protecciones del sistema.

4.4.1 Protección contra descargas atmosféricas

Para efectuar una evaluación de la protección contra descargas atmosféricas es necesario determinar el nivel cerámico de la región, el cual da el número de días en el año en que probablemente haya tormentas. El nivel cerámico es en general más bajo cerca de los polos terrestres, y más alto en los trópicos.

Para proteger la subestación contra descargas directas de los rayos se utilizan cables de guarda cuando el nivel cerámico es medianamente alto, o simples sobre los soportes cuando la probabilidad de rayos es muy reducida.

La protección de los equipos de la subestación contra rayos que caen en las líneas y penetran en la subestación, consiste en instalar explosores o cuernos de arco en los equipos de la subestación. Esta medida se justifica en regiones con moderados niveles cerámicos o instalaciones en las que no se justifica económicamente adoptar otros medios de protección más completos y costosos.

La protección más completa y segura para limitar sobretensiones de origen atmosférico a valores no peligrosos para el aislamiento del equipo, se obtiene con la instalación de pararrayos.

Los pararrayos son especialmente empleados:

- Para protección de los transformadores de potencia y de bobinas de reactancia especialmente cuando tiene un aislamiento reducido
- En instalaciones en extra-altas tensiones para reducir el nivel de aislamiento de los interruptores.
- Para protección del neutro de los transformadores de potencia cuando operan con el punto neutro aislado y los arrollamientos tienen aislamiento gradual.

4.5 El pararrayos sistema de seguridad que evita las sobretensiones.

Las características de los pararrayos se selecciona de acuerdo con las condiciones específicas de cada sistema, como son:

- Tensión nominal. Que depende del grado de aterrizamiento del sistema.
- Corriente de descarga. Que circula a través del pararrayos, al operar este, y a su vez debe coordinarse con el aislamiento de los transformadores o cables de potencia.

La tensión nominal, indicada en la placa de un pararrayos, se refiere va la tensión máxima, a frecuencia nominal, a la cual se puede interrumpir la corriente permanente de una descarga transitoria, quedando a continuación el pararrayos como si fuera un aislador. Con estos valores se obtienen otras características indicadas en los catálogos de los fabricantes.

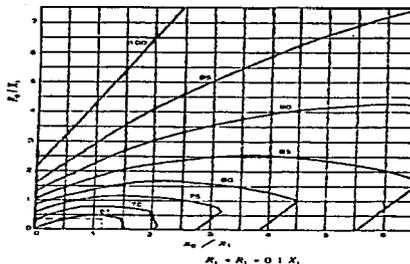
Para instalar físicamente un pararrayos se parte de:

- Tensión nominal, relacionada con la coordinación del aislamiento en los equipos por proteger.
- Distancia máxima a los equipos que protegen, dentro de un margen de protección que puede variar desde 20% para impulsos por maniobra, hasta 35% para descargas atmosféricas, se acostumbra escoger en términos generales un valor promedio de 25%.

Para seleccionar la tensión nominal de los pararrayos, uno de los puntos por considerar son las sobretensiones por fallas en el sistema, siendo la más importante la falla a tierra que es la que produce las sobretensiones, a frecuencia nominal, de mayor magnitud. La magnitud de estas sobretensiones depende de las características del sistema y especialmente de la forma en que están conectados los neutros de los transformadores y generadores.

Los dos parámetros principales que definen la magnitud de las sobretensiones son las relaciones X_0/X_1 y R_0/R_1 donde X_0 y X_1 son respectivamente las reactancias positivas y cero del sistema y R_1 y R_0 son también las resistencias de secuencia positiva y cero, respectivamente.

En la fig. siguiente se muestra la magnitud de las sobretensiones a tierra durante un cortocircuito monofásico a tierra, expresado en % con respecto a la tensión nominal entre fases, antes de ocurrir la falla, en función de X_0/X_1 y de R_0/R_1 y para un valor dado de R_1 y R_2 .



Tensiones máximas entre fase y tierra en el lugar de la falla, para sistemas con neutro conectado a tierra, bajo cualquier condición de falla.

Los números colocados sobre las curvas indican la tensión máxima de fase a tierra que puede aparecer en cualquiera de las fases, expresada en por ciento de la tensión normal entre fases.

Estas relaciones son las que determinan la tensión nominal por seleccionar y a partir de la cual se especifican los pararrayos adecuados.

De acuerdo con normas, los pararrayos se denominan de 100, 80 y 75%, considerando que a medida que los pararrayos disminuyen su porcentaje de tensión, baja su precio. Los de 100% se utilizan en sistemas con neutro aislado o con alta impedancia a tierra, su tensión nominal es de un 5% mayor que la tensión nominal del sistema.

Los pararrayos menores de 100% se utilizan en sistemas conectados directamente a tierra, variando su valor nominal en función de la relación de las impedancias, según se observa en la figura anterior. Es decir, si el sistema tiene como parámetro $X_0/X_1 = 3$ y $R_0/R_1 = 1$, el punto está entre las curvas de 80 y 75%, por lo que puede solicitarse un pararrayos de 80%.

Una consideración importante en la selección de un pararrayos es que al utilizar uno de tensión inferior al 80%, este será más barato, pero va a operar con mayor frecuencia, exponiéndose a una mayor posibilidad de fallas.

Por el contrario, si se utiliza un pararrayos para una tensión superior a la adecuada (10% arriba) puede que nunca opere y, además, debido a que su tensión de operación se acercaría a los niveles límite del aislamiento del equipo por proteger, podría ocurrir que este se dañara.

Por lo anterior y atendiendo a las estadísticas, se recomienda que para sistemas con el neutro conectado directamente a tierra, la tensión nominal del pararrayos puede ser de hasta un 10% mayor que el valor indicado en la figura anterior.

4.6 Pararrayos para proteger sobretensiones por maniobra

El conocimiento de estas sobretensiones es de especial interés para establecer el nivel de aislamiento de líneas largas en alta y extra-altas tensiones y para determinar las exigencias que deben satisfacer los interruptores de potencia en los procesos de maniobra sin que se produzcan reencendidos del arco.

La protección por maniobra en líneas largas en vacío mediante pararrayos de tipo de soplado magnético puede en algunos casos suministrar protección adecuada. Para limitar las sobretensiones producidas por la desconexión rápida de las líneas a valores de 2,5 a 3. p.u., se incorporan a veces a la instalación de transformadores de potencial del tipo inductivo en vez de los del tipo capacitivo. También se instalan resistencias de preinserción entre los contactos de los interruptores para limitar los reencendidos en los mismos, evitando así grandes sobretensiones.

Para seleccionar la tensión de operación de un pararrayos para la protección por maniobra se deben coordinar los tres conceptos siguientes:

- El nivel de aislamiento que va a soportar, por maniobra de interruptor, el equipo por proteger. Según las normas ANSI este valor debe ser 0.83 de nivel básico de impulso del aislamiento protegido.
- La sobretensión máxima generada por la maniobra de interruptores.
- Tensión de operación de los pararrayos que soporte la operación de los interruptores.

4.7 Localización del pararrayos.

La correcta protección de un equipo altamente sensible a las sobretensiones eléctricas, como pueden ser los transformadores o los cables de potencia depende de la distancia entre el punto en que se localizan los pararrayos y el punto donde se localiza el equipo por proteger.

Entre los factores principales que afectan la separación de los pararrayos y el equipo por proteger se consideran los siguientes:

- Magnitud y pendiente del frente de la onda de tensión incidente
- Características de protección del pararrayos
- Magnitud y forma de la onda de tensión que puede resistir el transformador
- Impedancia característica de líneas y buses

Los pararrayos producen la máxima protección en el punto donde se encuentran localizados, y su nivel de protección disminuye en ambos sentidos a partir del punto máximo; la protección del equipo disminuye a medida que este se va alejando del pararrayos.

La tensión originada por una onda que aparece en un punto, a una distancia determinada del pararrayos, esta dada por la expresión

$$V_p = V_0 + 2 \left[\frac{dv}{dt} \right] \frac{D}{300}$$

Donde:

V_p tensión que aparece en punto p a una distancia D entre el punto y el pararrayos, originada por una Sobretensión transitoria

V_0 tensión de máxima descarga del pararrayos, en kV

$\frac{dv}{dt}$ pendiente del frente de onda incidente en kV/ μ s

D distancia en metros entre el pararrayos y el punto por proteger

300 velocidad de propagación de la onda en metros/ μ s en conductores aéreos.

Por norma se considera que la distancia D del pararrayos al objeto por proteger ya tiene incluido un margen de protección de 20%.

En la realidad, las distancias de los pararrayos no deben exceder de unos 15 metros del equipo por proteger.

4.8 Protección por blindaje:

Es una malla formada por cables de guarda que se instala sobre la estructura de la subestación.

Cable de guarda. Se entiende por cables de guarda una serie de cables desnudos, generalmente de acero, que se fijan sobre la estructura de una subestación, formando una red que actúa como un blindaje, para proteger las partes vivas de la subestación de las descargas directas de los rayos. La red de cables de guarda actúa como contraparte del sistema de tierra.

Sobre las líneas de transmisión importantes que tienen una alta incidencia de descargas atmosféricas es una practica común e importante prevenir de igual manera las descargas directas a los conductores de fase mediante el empleo de los conductores para blindaje, conocidos anteriormente como cables de guarda que tienen como objetivo interceptar las descargas por rayo y conducir las a tierra.

A veces se complementa o se sustituye por una serie de bayonetas de tubo de acero galvanizado, también conectadas a la red de tierra de la instalación, que se fijan en la parte superior de los remates de las columnas de la estructura de la subestación.

La altura de los hilos de guarda es máxima en el punto donde un 60% de los rayos suelen caer en las torres y un 40% en el claro.

La tensión mecánica normal de trabajo en un cable de guarda, de acero, es de un 25% de la carga de ruptura del cable, mientras que para los cables conductores (ACSR), la tensión mecánica inicial es de un 33% de la ruptura y la final se considera de un 25%.

El número de descargas atmosféricas que ocurren sobre un cable de guarda depende del nivel cerámico de la región.

El potencial se crea por la corriente que fluye a través de las partes conectadas a tierra de una línea, es mucho menor que los debidos a las descargas directas, pero una corriente suficientemente grande puede causar flameos por reflexión.

Dependiendo del tamaño de la subestación se pueden emplear hilos de guarda o bayonetas o ambos, las bayonetas cubren las zonas que no se encuentren protegidas por el cable de guarda o en particular algunos equipos.

-Para el caso de un solo hilo de guarda:

la altura H del cable de guarda estará en función de la altura del objeto por proteger y de la distancia de la estructura de montaje del cable de guarda, es decir:

$$H = f(L, S)$$

Por lo tanto:

$$H = 1/3 (2S + \sqrt{3}L) + 1/3 (S^2 + 4\sqrt{3}LS)^{1/2}$$

Para el caso de dos hilos de guarda:

$$H = 2/3 S + \sqrt{1/9 S^2 + 1/3 (LS)^2}$$

Blindaje por bayonetas

Las bayonetas son electrodos generalmente de tubo de hierro galvanizado, con su extremo superior cortado en diagonal, terminado en punta, de una longitud variable que depende de la zona que va a proteger, y con un diámetro que depende de la longitud del tubo.

Las bayonetas constituyen un medio adicional contra las descargas atmosféricas directas, aunque no siempre son necesarias, si la red de cables de guarda esta correctamente calculada. Estas actúan como electrodos, provocando mediante el efecto de punta, la concentración de cargas atmosféricas durante la descarga de un rayo.

Las bayonetas se colocan sobre las partes mas altas de la estructura, sobre los capiteles de las columnas, protegiendo un área igual a la sección del cono que corta. El ángulo de protección máxima del cono se ha determinado, en forma experimental, de 30° respecto a su eje, aunque se acostumbra en algunos cálculos llegar a utilizar ángulos de hasta 45°

La zona de protección de una bayoneta se determina a partir de la distancia llamada radio crítico de flameo r_c .

Por otra parte aunque no lo comentare por razones de que para el calculo del blindaje, es para diseño de la subestación eléctrica se pueden utilizar en forma mas o menos aproximada los siguientes métodos analíticos: Método de Bewley, método electro geométrico y método de bayonetas.

CAPITULO V

COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO EN LA SUBESTACIÓN ELECTRICA

120-A

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

5.1 Coordinación de aislamiento

La coordinación de aislamiento en una subestación eléctrica debe de realizarse de tal manera que se apliquen adecuadamente los niveles de aislamiento para todos los equipos y aisladores, el objetivo de esto es tratar de evitar la posibilidad de que ocurra algún flameo y de reducir dicha posibilidad a un valor aceptable para obtener una buena protección del equipo.

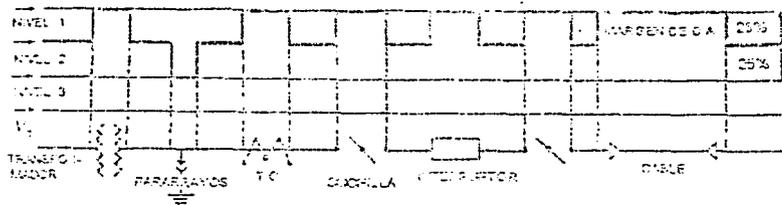
El empleo de apartarrayos en las subestaciones eléctricas reduce la magnitud de las tensiones que se presentan, lo cual permiten emplear niveles de aislamiento menores. Para determinar la coordinación de aislamiento para un sistema eléctrico se debe de tomar en cuenta algunos aspectos como el que el equipo tenga una máxima confiabilidad de protección y el costo que implique, la implementación de los elementos así como los elementos mismos para la realización de la coordinación de aislamiento, sea mínimo.

Lo que diferencia la coordinación del aislamiento de las líneas de transmisión de la coordinación de aislamiento de las subestaciones es que una subestación contiene elementos como los transformadores, los cuales se deben de encontrar mas protegidos de manera que en el transformador no se produzca ninguna ruptura dieléctrica interna, tratando de que el riesgo de falla sea mínimo; en un caso extremo se puede decir que es preferible que la falla deje fuera de servicio una línea de transmisión a que dañe algún equipo de una subestación como los transformadores, interruptores, etc. Ya que los equipos que se encuentran dentro de esta tienen un mayor costo.

Para la prevención de fallas que se puedan producir a través del aislamiento, el nivel de aislamiento a seleccionar debe encontrarse por arriba de la magnitud de la sobretensión que se presente en el sistema, con el fin de tener un margen de seguridad. Para el nivel de aislamiento al impulso debe de tener un valor del 20 al 25% arriba del nivel de protección, verificándose mediante pruebas de sobretensión al impulso (onda 1.2/50 μ sec).

La coordinación del aislamiento depende de varias características como es la magnitud constancia y polaridad de la sobretensión aplicada, así como la magnitud de la onda de la corriente y la distancia a la cual se localiza el dispositivo de protección del equipo o instalación a proteger.

En un sistema eléctrico es de gran importancia la coordinación del aislamiento en el equipo de la instalación, para lo cual se pueden emplear tres niveles de aislamiento, los cuales se observa en la figura siguiente.



En la figura anterior podemos observar, un diagrama unifilar con los elementos principales de una subestación, donde se definen los niveles de aislamiento para obtener una protección contra las sobretensiones para cada elemento del sistema; dichos niveles se definen a continuación:

NIVEL 1. Este nivel es llamado nivel alto. Se debe de emplear para aislamientos internos, no autorrestaurables de elementos como transformadores, cables o interruptores que son elementos de mayor costo y con un aislamiento que no recupera totalmente sus propiedades dieléctricas.

NIVEL 2. Es determinado como nivel de seguridad. Se encuentra constituido por los aislamientos autorrecuperables de las partes vivas de los diferentes equipos, los cuales se encuentran en contacto directo con el aire. Para la implementación de este nivel se deberán realizar las correcciones necesarias para adecuarlo a la altura sobre el nivel del mar correspondiente de cada zona geográfica. Este nivel es empleado para los aisladores de los apartarrays, buses y pasa muros, de la subestación que se encuentre en contacto con el aire.

NIVEL 3. Es el mas bajo o de protección mínima. Se encuentra constituido por el nivel de operación de los explosores de los apartarrays de protección..

En cada intervalo de los niveles de tensión, se debe de considerar una diferencia entre los niveles medio y alto de un 25%, y para la diferencia entre los niveles medio y bajo seria suficiente con solo un 15%, pero debido a que las distancias a la que son instalados los apartarrays a veces son mayores a las necesarias para la protección de los equipos, las sobretension que llegan a los equipos pueden ser mayores a las de operación del apartarray, por lo que también es conveniente fijar una diferencia del 25% entre estos dos últimos niveles.

Aplicación:

La coordinación de aislamiento comprende la selección adecuada de la resistencia dieléctrica del equipo de acuerdo a sus tensiones nominales de operación y valores de sobretension previstos en el diseño, tomando en cuenta las características de los dispositivos de protección y reduciendo a un costo razonable la probabilidad de que los esfuerzos eléctricos y mecánicos (producidos por elevados valores de voltaje lesionen el aislamiento del equipo o perjudiquen la continuidad del servicio.

5.2 Aislamientos

Los materiales aislantes tienen la característica de que presentan gran resistencia, por lo tanto tienen gran oposición al paso de la corriente eléctrica; existen muchos materiales y cada uno de ellos posee diferente rigidez dieléctrica, ósea, soportan en mayor o menor proporción un cierto voltaje, sin que dicha rigidez dieléctrica se rompa y entonces se convierta en un medio o elemento conductor.

El aislamiento de una instalación debe soportar la tensión o esfuerzo dieléctrico que se le aplica. Por lo tanto los aislamientos son materiales o arreglos de materiales capaces de cumplir con esta función. Los materiales aislantes se dividen en tres grupos:

- Líquidos
- Sólidos
- Gaseosos

Dentro de los niveles de extra y ultra alta tensión, el aislamiento que desempeña un papel predominante es el aire, y este cambia de características dependiendo de la contaminación que exista en las diferentes zonas geográficas.

De los aislantes líquidos el más importante es el aceite, el cual se caracteriza por que su relación de impulso es muy elevada, aun cuando las ondas tengan larga duración. El aceite en paralelo con el aire presenta grandes ventajas, en lo que a la tensión de choque se refiere, lo cual se observa claramente en los transformadores. Además, los aislantes impregnados de aceite presentan gran rigidez dieléctrica.

5.2.1 Aislantes líquidos

Estos se caracterizan por tener una rigidez dieléctrica muy alta, por lo que los hace buenos aislantes, y su función principal es la de proteger a los aislantes sólidos de la humedad, aire y la transmisión de calor por convección.

Los aislantes líquidos presentan dos tipos de características que son: físicas y dieléctricas.

Dentro de las características físicas que tienen los aislantes líquidos se tiene: la viscosidad, el coeficiente dieléctrico, conductividad térmica, calor específico y constante dieléctrica; todas ellas dependen de la constitución química de los elementos aislantes que integran al aislante.

Y las dieléctricas son: su rigidez dieléctrica que dependerá de las impurezas disueltas en el líquido, sustancias fibrosas o gotas de agua que aparezcan durante la fabricación o uso.

Dentro de los aislantes líquidos se tienen los siguientes:

- a) Hidrocarburos: Aceites de metano, aceites de nafta y aceites naftametanos.
- b) Hidrocarburos aromáticos clorados: Asearel, pyramol y aceites pesados.
- c) Hidrocarburos fluorados.
- d) Aceites de silicona
- e) Aislantes líquidos como el aceite de ricino.

5.2.2 Aislantes sólidos

Estos son de suma importancia en las instalaciones eléctricas de transmisión y distribución, sin dejar aun lado su aplicación en baja y media tensión. Su importancia radica en que la vida de una maquina se ve afectada por la vida de sus aislamientos.

Dentro de los aislamientos sólidos tenemos:

- Materiales cerámico, vidrio y cuarzo.

Porcelana: Se emplea en aisladores de alta y baja tensión, para alta y baja frecuencias, en piezas aislantes, condensadores, tubos de protección para aislamientos térmicos y también en bujías de encendido.

Compuestos de titanio: Se emplea en la fabricación de condensadores de alta frecuencia, su característica principal es su alta constante dieléctrica, lo cual depende del predominio de bióxido de titanio.

Oxicerámica: Su uso es principalmente en la fabricación de bujías de encendido, como tubos aislantes y protección de elementos térmicos.

Vidrio: Sus aplicaciones más importantes son en los aisladores, electrofiltros, componentes, tubos de descarga, rectificadores y aparatos de alta frecuencia.

- Materiales fibrosos papel, tejidos y madera.

Papel: Dentro de la alta tensión los materiales fibrosos más utilizados son el papel de celulosa y sus similares como papeles a base de otras materias primas, combinación de papel con otros aislantes y papel en aceite mineral.

Fibras textiles: En las altas tensiones se emplean elementos como tejidos de algodón, seda poco gruesa, fibras sintéticas, poliéster (el cual es más resistente a la humedad y al envejecimiento), tejidos de vidrio para soportar temperaturas superiores a 120° y también se emplean papeles y telas barnizadas.

Madera: Se emplea como material aislante por sus cualidades mecánicas y facilidad de ser trabajada, se emplea barnizada o cocida con aceites.

Mica: Su empleo se debe a las ventajas que posee, como son sus excelentes características dieléctricas y su gran resistencia al calor.

Barnices aislantes: Son empleados por su gran resistencia al envejecimiento, al agua, a agentes químicos y a su flexibilidad.

5.2.3 Aislamientos gaseosos

Para que la corriente eléctrica circule en cualquier medio, es necesario que dentro de estos medios existan portadores de electricidad. El vacío carece de portadores de electricidad y solo existirá circulación de corriente si por medio externos se proporcionan dichos portadores.

Los factores generales que determinan la ruptura de la rigidez dieléctrica de los gases son:

- Tipo de gas
- Tipo de tensión
- Forma y material de los electrodos
- Parámetros atmosféricos

Quando se tiene como aislante eléctrico al aire, se puede presentar algo que se conoce como efecto corona y se origina cuando el campo eléctrico excede la rigidez dieléctrica y por lo tanto dicha rigidez se rompe: la ruptura dependerá de ciertos factores como la tensión, temperatura, densidad relativa del aire presencia de vapor de agua, etc. Este fenómeno también se puede presentar en cualquier tipo de gas.

Dentro de las altas tensiones el gas más empleado es el aire, pero existen otros gases que tienen una mayor rigidez dieléctrica que este, los gases deben satisfacer ciertos requisitos para emplearse como aislantes algunos de estos son: ausencia de elementos corrosivos, incombustibilidad, buena conductividad térmica, entre otros. Dentro de los gases más empleados como aislantes, además del aire, son:

- Tetracloruro de carbono y
- Hexafloruro de azufre

5.3 Tipos de aislamientos

Los aislamientos se pueden clasificar de dos formas, dependiendo sus características o de su ubicación: dentro de la primera se pueden agrupar como Aislamientos autorrestaurables y Aislamiento no autorrestaurables, y para la segunda como Aislamientos internos y Aislamientos externos.

5.3.1 Aislamientos autorrestaurables

Pertencen al grupo de los materiales aislantes, que después de una descarga disruptiva recuperan totalmente sus propiedades dieléctricas. Dicho concepto se ha tomado, generalmente, para los aislamientos externos como son: el aire, las boquillas de los transformadores, interruptores, etc. Pero también se aplican para algunas cavidades cerradas como aquellas llenas de hexafloruro de azufre, que son equipos encapsulados.

Las fallas en dichos elementos ocurren, principalmente, como consecuencia de la contaminación de los aisladores: la ruptura del aislador ocurre a través del aire y a lo largo del aislador, sin perforar la superficie del mismo.

Estos aislamientos están sujetos a variaciones y casualidades de tipo estadístico. Si es necesario saber si un aislante específico soporta una tensión determinada, es necesario exponer al objeto en cuestión a diferentes pruebas, que se encuentran dictaminadas por las normas de cada país.

5.3.2 Aislamientos no autorrestaurables

Estos se caracterizan porque después de una falla no recuperan totalmente sus propiedades dieléctricas.

Estos tipos de aislamientos se encuentran en los devanados de un transformador, de un generador, o bien en las cadenas de los aisladores de porcelana, vidrio, etc. Este tipo de aislamiento, por lo general, es de tipo interno pero y también hay de tipo externo.

Este tipo de aislamiento no se puede exponer a los ensayos de fundamento estadístico, lo cual resulta imposible establecer una tensión estadística de ruptura. Para obtener información confiable se deben de someter a ciertos ensayos realizados, de acuerdo con diferentes normas, aplicándole un número reducido de impulsos de maniobra o atmosféricos.

5.3.3 Aislamientos externos

Son aquellos aislamientos que sus características dependen de las condiciones atmosféricas que son: presión, temperatura y humedad. Estos se encuentran expuestos a la intemperie por lo que se deben especificar sus características tanto para ambiente seco, como para condiciones de lluvia. Otro factor importante que se debe tomar en cuenta es la contaminación ya que los aislamientos se deterioran por causa de este, así como en los lugares donde existan depósitos de sales, como es la proximidad el mar.

Los conductores de las líneas de transmisión y las barras colectoras se encuentran aislados por el aire y en los puntos de soporte y sujeción es donde encontramos estos aislamientos, que pueden ser de porcelana, vidrio, etc.

5.3.4 Aislamientos internos

Las características de estos aislamientos son independientes de las condiciones atmosféricas. A este grupo pertenecen los aislamientos sumergidos en aceite de los transformadores de potencia y el aislamiento sólido a base de resina epoxíd usado en cierto tipo de transformadores de corriente y de potencia.

Estos aislamientos se dividen en dos categorías:

- a) Son materiales orgánicos como el algodón, papel, seda, etc. Estos pueden ser impregnados o sumergidos en un dieléctrico líquido.
- b) Son materiales inorgánicos como la mica, la fibra de vidrio, el asbesto, y algunos aglutinados a base de materiales orgánicos.

5.4 Clases de aislamiento

Las clases de los materiales aislantes se dividen de acuerdo a su temperatura permisible.

Clase	Temperatura máxima
90	90°C
105	105°C
120	120°C
130	130°C
155	155°C
180	180°C
mas de 180	mas de 180°C

5.5 Nivel de aislamiento nominal

Se establece en función de la tensión máxima de diseño del equipo y se especifica en tablas de las diferentes normas para equipo eléctrico, por ejemplo, para los equipos con tensión de diseño menor de 300 KV, el nivel de aislamiento nominal estará especificado de acuerdo a la tensión de impulso nominal por rayo y por la tensión resistente de corta duración a la frecuencia del sistema.

Cuando el nivel de aislamiento nominal tiene una probabilidad de falla del 10%, se le conoce como nivel básico de aislamiento al impulso (NBAI o BIL) en el caso de impulso por rayo y se conoce como nivel básico de aislamiento por maniobra (NBAM o BSL) en el caso impulso por maniobra de interruptores.

En la siguiente tabla 1 se indican los niveles de aislamiento normalizados para equipo:

Tensión nominal de sistema KV (eficaz)	Tensión máxima de diseño KV (eficaz)	Nivel básico de aislamiento al impulso (BIL) de fase a tierra ⁽¹⁾ KV (cresta)		* Tensión resistente nominal a 60 Hz de fase a tierra KV (eficaz)
		Hasta 500 KVA	Arriba de 500 KVA	
		60	75	
6,9 ⁽¹⁾	7,2	75	95	26
13,8 ⁽²⁾	15,5	95	110	34
24 ⁽²⁾	26,4	150 ⁽¹⁾		50
34,5 ⁽²⁾	38	200 ⁽¹⁾		70
52 ⁽³⁾	52	250		95

(1) Tensiones congeladas según especificaciones CFE L0000-02.

(2) Tensiones normalizadas preferentes según especificaciones CFE L0000-02.

(3) Tensión no normalizada en la especificación CFE L0000-02.

(4) Para sistemas de 3 fases 4 hilos (sistemas multiaterrizado) úsese 125 KV.

(5) Para sistemas de 3 fases 4 hilos (sistemas multiaterrizado) úsese 150 KV.

(6) Para esta categoría los niveles básicos de aislamiento al impulso de fase a fase son los mismos que los de fase a tierra.

- * Tensión resistente nominal de corta duración a la frecuencia del sistema (60Hz).- Es el valor eficaz de una tensión senoidal a la frecuencia del sistema, que el equipo debe soportar en las pruebas realizadas bajo condiciones específicas y con un tiempo también especificado que generalmente no excede a un minuto.

5.6 Nivel de protección y coordinación de aislamiento

El nivel de protección es el valor máximo de tensión que no debe excederse entre diferentes puntos de las instalaciones de un sistema abastecedor de energía eléctrica cuando se aplican impulsos por maniobra, impulsos por rayo y valores nominales de tensión bajo condiciones previamente especificadas.

En consecuencia, la coordinación de aislamiento se basa en la correlación que existe entre la rigidez dieléctrica del equipo eléctrico, el valor de las posibles sobretensiones y las características de los dispositivos de protección.

5.7 Distancias de no flameo en aire

5.7.1 Aislamiento de fase a tierra

Se refiere al aislamiento de una fase cualquiera con relacion a los puntos conectados a tierra y se caracteriza por una tensión relacionada con una distancia a tierra verificable mediante procedimientos mas o menos convencionales y reproducibles, la cual se indica en normas como una distancia de aislamiento en aire necesaria para definir los aspectos de seguridad.

5.7.2 Aislamiento de fase a fase

El aislamiento entre fases debe garantizar un comportamiento dieléctrico que relacione la tensión con la distancia en aire, sin considerar ningún elemento a tierra entre los conductores de fase.

En las subestaciones, la distancia de aislamiento entre fases resulta de las condiciones de la instalación y frecuentemente se refiere a los equipos aunque no dependa de estos.

La relacion de aislamiento de fase a tierra y de fase a fase, estos aislamientos no son independientes uno del otro. En los equipos que tienen sus fases separadas por algún elemento conectado a tierra, por ejemplo en subestaciones blindadas, el esfuerzo dieléctrico entre fases resulta de la suma de los esfuerzos dieléctricos de fase a tierra.

5.7.3 Distancias mínimas recomendadas

Los valores de distancia dieléctrica mínimas en aire hasta 1000 m.s.n.m. para ser usados como base en los proyectos de instalaciones abastecedoras de energía eléctrica del tipo exterior, se indican en la tabla 2 siguiente.

En la siguiente Tabla 2 se muestra lo siguiente

Tensión Nominal KV	Tensión Máxima KV	NBAI Fase-tierra KV	NBAM Fase-tierra KV	NBAI De fase a Fase KV	NBAM Fase-fase KV	Distancia de fase a tierra mm	Distancia de fase a fase mm
4.4	4.4	75	-	75	-	120	120
6.9	7.2	95	-	95	-	160	160
13.8	15.5	110	-	110	-	220	220
24	26.4	150	-	150	-	320	320
34.5	38	200	-	200	-	480	480

Estas distancias deben ser afectadas por las correcciones necesarias por condiciones ambientales y diseño físico.

Nota:

NBAI o BIL.- Nivel básico de aislamiento al impulso por rayo

NBAM o BSL.- Nivel básico de aislamiento por maniobra

5.7.4 Dimensionamiento dieléctrico en subestaciones eléctricas

El dimensionamiento dieléctrico de las subestaciones eléctricas en principio se hace siguiendo los mismos métodos utilizados para la determinación de las distancias de fase a tierra y de fase a fase empleados en líneas de transmisión y redes de distribución, pero además se consideran otros factores de diseño relacionados con las distancias de seguridad y dimensionamiento del equipo, es decir, para el caso de las subestaciones eléctricas se han realizado una serie de investigaciones con el fin de establecer las distancias

de diseño más convenientes de fase a tierra y de fase a fase, basadas en configuraciones de electrodos, llegándose a identificar de esta manera tres tipos principales de distancia en aire:

- Distancias entre conductores.
- Distancias de aislamiento entre conductores y aparatos.
- Distancias entre aisladores y aparatos.

El primer tipo de distancia se encuentra entre las fases de los conductores de llegada o salida a la subestación y en las barras de la misma, el segundo tipo abarca las distancias en aire entre conductor y elementos de desconexión y el tercer tipo considera las distancias en aire entre polos de interrupción, entre polos de transformadores de corriente, etc.

5.7.4.1 Distancias de diseño

Se entiende como tales a las distancias entre centros de fases de las subestaciones, a las distancias mínimas de no flameo de fase a tierra y a las distancias de seguridad.

Las distancias mínimas de fase a fase y de fase a tierra hasta 1000 m.s.n.m. se indicaron en la tabla 2 anterior, para alturas superiores se debe considerar 1.25 por cada 100 mts. En exceso, para lo cual se puede aplicar la expresión siguiente:

$$d_h = d_{1000} + (0.0125 \frac{(h - 1000)}{100}) d_{1000}$$

Donde:

d_h = distancia de fase a tierra a la altura h (en m.s.n.m.).

d_{1000} = distancia de fase a tierra hasta 1000 m.s.n.m., obtenida de la tabla 2

h = altura de la instalación (m.s.n.m.)

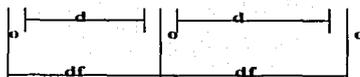
Las distancias de aislamiento entre fases están indicadas también en la tabla 3, pero en general se pueden tomar de un 10 a 15 % mayores que las distancias de fase a tierra hasta tensiones de 230 KV.

5.7.4.2 Distancias entre centros de fases

Las distancias entre centros de fases en las barras colectoras de las subestaciones eléctricas se calcula para dos casos:

- a) subestaciones con barras y/o conexiones rígidas.

En este caso, las distancias entre centros de fase se obtienen a partir de las distancias dielectricas de fase a fase, tomando en consideración el diámetro de las barras o conectores adicionalmente a las distancias dielectricas



d = distancia dieléctrica

df = distancia de diseño

Para las distancias de diseño se deben considerar también otros aspectos adicionales como los efectos electrodinámicos por corrientes de corto-circuito, la configuración de las barras, las distancias mínimas por mantenimiento y las dimensiones generales de los equipos. En base a lo anteriormente expuesto se puede obtener la tabla 4.

Tabla 3 distancia mínimas entre fases y a tierra, en conductores desnudos rígidos.

Tensión nominal entre fases KV	Nivel básico de aislamiento al impulso KV		Distancia mínima en			
	Interior	Exterior	Entre fases		De fase a tierra	
			Interior	exterior	Interior	exterior
2,4 - 4.16	60	95	12	18	8	15
6.6	75	95	14	18	10	15
13.8	95	110	19	31	13	18
23	125	150	27	38	19	26
34.5	150	150	32	38	24	26
	200	200	46	46	33	33

Aplicables a condiciones normales de operación

Tabla 4 distancias de diseño recomendadas para subestaciones con barras y conexiones rígidas

Clase de aislamiento	Distancias entre centros de fases
24 KV o menor	1.70 veces la distancia mínima de fase a tierra a la altura correspondiente
34.5 hasta 115 KV	1.80 veces la distancia mínima de fase a tierra a la altura correspondiente

b) Subestaciones con barras colectoras flexibles (cables).

Las distancias entre centros de fases para las subestaciones con cables no solo dependen de los aspectos dieléctricos, si no también de los arreglos adoptados para las subestaciones, de los claros entre soportes, así como de las dimensiones y disposición de los equipos. Deben considerarse también como elementos de dimensionamiento, las condiciones atmosféricas del lugar de la instalación como son cargas por viento y y hielo, temperatura ambiente y el nivel sísmico.

A manera de recomendación se pueden adoptar como distancias de diseño, las indicadas a continuación, validas hasta los 1000 m.s.n.m. y 25°C.

Tensión nominal KV	Distancias entre centros de fase
34.5 a 115	1.80 a 2.0 veces la distancia mínima de fase a tierra a la altura correspondiente

5.7.4.3 Alturas mínimas de las barras sobre el nivel del suelo

Para tensiones menores de 115 KV, la altura mínima de los sistemas de barras colectoras deben ser inferior a 5 metros, pero no menor menor de 3 metros. (Para el caso de instalaciones, donde se restringe el paso de vehículos).

5.7.4.4 Alturas de los equipos

La altura de otras partes bajo tensión tales como en transformadores de potencia, interruptores, transformadores de instrumento, conexiones entre estos aparatos y en general para los elementos energizados con tensiones menores a los 69 KV, la altura no debe ser inferior a 3 metros. Cuando la subestación no cuenta con barreras de protección.

5.7.4.5 Llegada de líneas a subestaciones

La altura de las líneas que alimentan a la subestación eléctrica, deben cumplir con la expresión siguiente:

$$H_1 > 5.0 + 0.006 \text{ KV (metros)}$$

Donde:

H_1 = altura mínima de la llegada de líneas a subestaciones.

KV = tensión máxima de diseño.

La expresión anterior es válida hasta 1000 m.s.n.m., para alturas mayores se debe corregir por altitud el segundo término del segundo miembro.

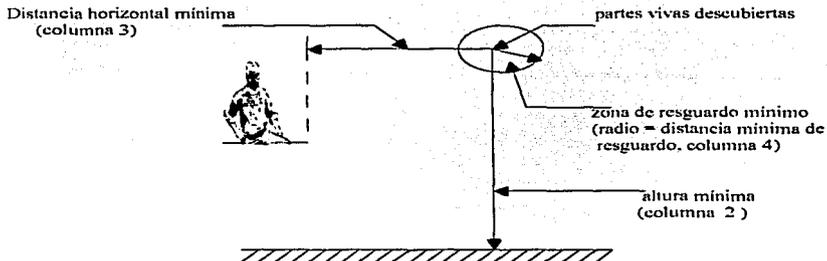
5.7.4.6 Distancias y equipo de seguridad

Además de las distancias dielectricas de fase a tierra y de fase a fase, se recomienda la adopción de distancias de seguridad para la operación y mantenimiento de la subestación, partiendo de la base de que las partes energizadas deben quedar siempre fuera del alcance del personal, para lo que se recomienda adoptar las consideraciones siguientes:

- Las partes vivas se deben colocar fuera del alcance del personal usando distancias suficientemente grandes para evitar contactos eléctricos en las zonas de trabajo y circulación.
- Las partes energizadas pueden hacerse inaccesibles por medio del uso de barreras de protección para aislarlas físicamente.

Tabla 5 Distancias mínimas a partes vivas descubiertas.

1 Tensión nominal entre Fases, volts.	2 altura mínima mts	3 distancia horizontal mínima mts	4 distancia mínima de resguardo a partes vivas mts
Hasta 600	2.40	1.00	0.05
Más de 600			
Hasta 6600	2.50	1.00	0.15
13800	2.70	1.10	0.20
23000	2.80	1.10	0.25
34500	2.90	1.20	0.35



Distancias mínimas a partes vivas descubiertas

Las distancias indicadas en la tabla 5 anterior no establecen un requisito para diseñar el equipo, sino que fijan una norma mínima para las distancias de seguridad. Por ejemplo, las distancias de resguardo de la columna 4 no pueden aplicarse a espacios entre partes vivas y paredes de celdas metálicas, ni al espacio entre barras colectoras y sus soportes, ni entre cuchillas y sus bases, ya que en estos casos intervienen múltiples factores que deciden el diseño de cada fabricante.

CONCLUSION

Es importante tener en mente la existencia de disturbios en los sistemas eléctricos de potencia, tomando en cuenta que las sobretensiones transitorias presentadas en alta tensión (transmisión) estresan a los aislamientos en ese nivel de tensión llegando muy atenuados a los sistemas de distribución y aun más a los sistemas industriales.

Los sag's originadas por fallas temporales en alta tensión, tienen influencia en los sistemas de distribución y en los industriales, pero lo que más afecta a las instalaciones industriales son los disturbios en los sistemas de distribución por lo que ahí es necesario dar una iniciativa de protección en dichos sistemas de distribución.

En la coordinación de aislamiento, las consideraciones importantes se basan en la probabilidad, a que nos referimos a la posibilidad de que algunos fenómenos se presenten como son: la frecuencia con que se presentan las lluvias en las diferentes zonas y regiones, además de estas la periodicidad con que se presentan las descargas de rayos directos sobre las líneas o indirectos, entre otros factores.

El conocer todas esas características determinan ciertos factores de protección, en lo que corresponde a la implementación de los hilos de guarda, pararrayos, y apartarrayos.

Los valores de protección de los equipos ya se encuentran determinados en la normatividad y la elección de ellos, para implementarse en los equipos, se basa en la aplicación de algunas ecuaciones.

La altitud de la localidad, en metros sobre el nivel del mar, determina drásticamente las dimensiones que debe tener la subestación, ya que a mayor altitud mayores deberán ser las distancias dielectricas que se implementen en esta..

En los sistemas de protección se deben de brindar la seguridad necesaria y la prioridad que se debe de establecer es primeramente hacia el personal que labora dentro de alguna instalación eléctrica, ya sea esta de cualquier nivel de tensión y con mayor razón cuando se trata de alta tensión, pues los gradientes que se suscitan son mas peligrosos.

Por otro lado de la protección del personal que labora dentro de la subestación eléctrica, sigue la protección de los equipos; podemos decir que es preferible que la línea de transmisión se dañe pues el costo de los equipos de las subestaciones eléctricas, son de un precio considerable.

Se menciono un caso extremo anteriormente, pero debemos de realizar con la implementación de los sistemas de protección, que los sistemas eléctricos de cualquier instalación incluyendo a la subestación no sufra daño alguno.

Por lo que se debe de tratar de proveer de los medios necesarios a las instalaciones eléctricas, para que tengan un funcionamiento correcto y que la protección contra diversas fallas que se presenten en los sistemas eléctricos de potencia de distribución sean adecuados, por lo tanto para el equipo como para el personal deben ser realmente las correctas; Y así convertir con esto a las instalaciones eléctricas en recintos con gran seguridad para laborar.

Analizados los factores y fenómenos que nos llevan a la coordinación de aislamiento, es innegable que se requiere de la participación de una diversidad de profesionistas que conjuntamente aporten su conocimiento para la realización de esta tarea, a fin de desarrollar proyectos de manera económica, con calidad y excelencia.

La mejora de los sistemas se refleja directamente en un menor costo para la aplicación de nuevas tecnologías, siendo un beneficio directo la generación, transmisión, subtransmisión y distribución de energía eléctrica.

ANEXOS

Energía eléctrica

De todas las formas de energía conocidas en la actualidad, la que más se emplea para la economía de cualquier nación, es la energía eléctrica.

La posibilidad de explotar distintos tipos de fuentes de energía como corrientes de ríos, combustóleo, gas, Uranio, carbón, la fuerza de los mares y vientos, géiser, etc. de sitios alejados de los centros de consumo, hace posible que la energía eléctrica se transmita a grandes distancias, lo que resulta relativamente económico, ya que es necesaria en la gran mayoría de procesos de producción de la sociedad actual.

Las bases de la energía eléctrica fueron cimentadas a mediados del siglo XIX, cuando el científico inglés, Michael Faraday, en el año de 1831, descubrió el fenómeno de la inducción electromagnética. Las posteriores investigaciones de la interacción de los conductores de corriente eléctrica con el campo electromagnético posibilitaron la creación de generadores eléctricos, que transforman la energía mecánica del movimiento giratorio en energía eléctrica, lo que formó la base de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP).

Principales parámetros de los sistemas de distribución

El conocimiento de las características eléctricas de un sistema de distribución y la aplicación de los conceptos fundamentales de la teoría de la electricidad son quizá los requisitos más esenciales para diseñar y operar en forma óptima un sistema de esta naturaleza, por esta razón es necesario que el ingeniero que diseña dicho sistema posea los conocimientos claros de las características de carga del sistema que va a alimentar.

Desafortunadamente, aunque el ingeniero que planea un sistema de distribución tiene la libertad de seleccionar los diversos parámetros que intervienen para el diseño del mismo, existe uno importante y decisivo para diseñar y operar dicho sistema, el cual queda fuera del entorno del sistema de distribución y es la carga.

El estudio de las cargas y sus características abarca no solamente los diversos tipos de aparatos que se usan y su agrupación para conformar la carga de un consumidor individual, si no también del grupo de consumidores que integran la carga de una zona o del sistema de distribución.

Por lo que es necesario analizar las diferentes clases de cargas de tipo residencial combinadas con otros tipos de carga; para observar la influencia que tendrán en la carga general de un alimentador y éste a su vez en la carga total de una subestación.

En la ingeniería de los sistemas de distribución existen algunos parámetros que explican claramente las relaciones de cantidades eléctricas que pueden determinar los efectos que puede causar la carga en el sistema de distribución.

A continuación se presenta una definición de los parámetros más importantes y útiles para el diseño de un sistema de distribución

Carga instalada

La carga de cada usuario se clasificara de acuerdo con su localización geográfica, destacando peculiaridades típicas en cada zona. Así como por ejemplo en la zona urbana central de cualquier ciudad se tendrá una elevada densidad de carga, con consumidores constituidos por edificios de oficinas y comercios, asimismo, en una zona urbana habrá densidades de carga menores, predominando las cargas de tipo residencial; hay algunas zonas que originan cargas de tipo de valor elevado con cargas de tipo industrial medio.

A continuación se presentan algunos valores de densidades características por zona:

Zonas Densidad
MVA Km²
Urbana central 40-100
Semi urbana 3-5
Urbana 5-40
Rural

Las aplicaciones que da el usuario de la energía eléctrica pueden servir como parámetros para clasificar las cargas en:

- Cargas residenciales.
- Cargas de iluminación en predios comerciales.
- Cargas de fuerza en predios comerciales.
- Cargas industriales.
- Cargas de municipios o gubernamentales.
- Cargas hospitalares.

Considerando los perjuicios que se pueden causar por las interrupciones de energía eléctrica, las cargas se clasifican en:

- Sensibles.
- Semisensibles.
- Normales.

Se entiende por cargas sensibles a aquellas en que una interrupción aunque sea momentánea en la alimentación de energía eléctrica, causa perjuicios considerable

Se consideran como cargas semisensibles a aquellas en que una interrupción de corto tiempo (no mayor de 10 minutos) de energía eléctrica, no causa grandes problemas en la producción o servicios en general.

Finalmente las cargas normales son aquellas que en una interrupción de energía eléctrica en un tiempo más o menos largo (1 h. a 5 h) no causa mayores perjuicios a la producción o al servicio.

La carga es la suma de las potencias nominales de las maquinas, aparatos y equipos conectados a un circuito eléctrico en una área determinada y se expresa en kW. o kVA.

- Potencia eléctrica

La potencia eléctrica representa la razón a la cual el trabajo se efectúa en un circuito eléctrico, la unidad que por lo regular se usa es el watt o kilowatt. El término "razón a la cual el trabajo se efectúa" introduce un elemento de tiempo en la definición de potencia eléctrica, de tal manera que un kilowatt para un periodo definido representa una razón específica a la cual el trabajo se puede efectuar. El kilowatt-hora representa la potencia eléctrica de un kilowatt actuando en un intervalo de una hora, así pues, este representa una medida de trabajo total que realiza un circuito eléctrico. Si por ejemplo, un circuito eléctrico entrega 60 kW en un minuto, esa misma cantidad de trabajo realizará un kilowatt-hora, es decir:

$$1 \text{ kWh} = 60 \text{ kW} \times 1/60 \text{ h.}$$

Sin embargo, la razón a la que el circuito está haciendo el trabajo será sesenta veces mayor. En consecuencia, la potencia eléctrica define la razón a la cual se requiere que el sistema de alimentación efectúe el trabajo.

Demanda

La demanda de una instalación o sistema de distribución es la carga en las terminales receptoras tomadas en un valor medio en determinado intervalo, con esta definición se entiende por carga la que se mide en términos de potencia (aparente, activa, reactiva o compleja) o de intensidad de corriente. El periodo durante el cual se toma el valor medio se denomina intervalo de demanda y es establecido por la aplicación específica que se considere, la cual se puede determinar por la constante térmica de los aparatos o por la duración de la carga.

La carga puede ser instantánea, como cargas de soldadoras o corrientes de arranque de motores. Sin embargo los aparatos pueden tener una constante térmica en un tiempo determinado, de tal manera que los intervalos de demanda pueden ser de 15, 30, 60 o más minutos, dependiendo del equipo de que se trate, se puede afirmar entonces que al definir una demanda es requisito indispensable indicar el intervalo de Demanda ya que sin esto el valor que se establezca no tendrá ningún sentido práctico.

Por ejemplo, si se requiere establecer el valor de demanda en amperes para la selección o ajuste de fusibles o interruptores se deben utilizar valores instantáneos de corriente de demanda, sin embargo, esta situación no se presenta en la mayoría de los equipos eléctricos, ya que su diseño en cuanto a capacidad de carga se basa en la elevación de temperatura que pueden alcanzar dentro de los márgenes de seguridad, y este cambio de temperatura no es instantáneo ni depende simplemente de la carga que se aplique sino también del tiempo.

Como ejemplos de lo anterior se pueden mencionar los cables y transformadores, que tienen una constante de tiempo térmico digno de tenerse en cuenta y por lo tanto poseen una capacidad de almacenamiento térmico y de sobrecarga considerable, por lo que las cargas varían entre picos comparativamente agudos y valles profundos.

Si la carga consiste principalmente de un motor de inducción el valor instantáneo de la corriente de arranque será cinco veces la corriente normal de plena carga y probablemente muchas veces mayor que la corriente que por lo regular tome el transformador que lo alimente sin embargo, se sabe que durará un intervalo muy pequeño, usualmente menor que un segundo.

Dado que la capacidad de carga de un transformador se basa en la elevación de temperatura con carga continua, y esta última está determinada por energía calorífica que se puede medir en watt-hora o kilowatt-hora, los valores altos de corriente de corta duración no producirán elevaciones de temperatura considerables y consecuentemente será antieconómico determinar la capacidad del transformador que se requiere debido a estas altas corrientes de corta duración.

Como ya se mencionó los intervalos en los que usualmente se mide la demanda son de 15, 30 o 60 minutos, siendo los intervalos de 15 o 30 minutos los que se aplican por lo general para la facturación o determinación de capacidad de equipo.

La demanda promedio en cualquier periodo es igual al número de kilowatt-hora consumidos, divididos entre el número de horas en el periodo considerado.

- Demanda máxima

Las cargas eléctricas por lo general se miden en amperes, kilowatts o kilovolt-amperes; para que un sistema de distribución o parte de éste se planee eficientemente se debe conocer la "Demanda Máxima" del mismo.

Como ya se ha mencionado, en general las cargas eléctricas rara vez son constantes durante un tiempo apreciable, o sea que fluctúan de manera continua, en una curva de carga de 24 horas de un transformador de distribución, la carga varía entre un máximo a las 19.30 horas y un mínimo a las 3.30 horas, aunque los valores cambien, este tipo de curva se repetirá constantemente, así se presentarán variaciones similares de máximo y mínimo en todas las partes del sistema de distribución, el valor más elevado se denomina pico o demanda máxima.

El valor de la demanda anual es el más utilizado para la planeación de la expansión del sistema de distribución, el término de demanda a menudo se usa en el sentido de máxima demanda para el periodo de se especifique, por supuesto es necesaria la determinación exacta de la máxima demanda de una carga individual cuando en la facturación del cliente se incluye el valor que tome la demanda máxima.

El conocimiento de la demanda máxima de un grupo de cargas y su efecto en el sistema de distribución es también de gran importancia, dado que la demanda máxima del grupo determinará la capacidad que requiera el mismo sistema, de igual modo, la demanda máxima combinada de un grupo pequeño de consumidores determinará la capacidad del transformador que se requiere, así las cargas que alimenta un grupo de transformadores dan por resultado una demanda máxima, la cual determina el calibre del conductor y la capacidad del interruptor o del regulador que formen parte de un alimentador primario. La máxima demanda combinada de un grupo de alimentadores primarios determinará la capacidad de la subestación hasta llegar a determinar en forma consecuente la capacidad de generación necesaria para todo el sistema eléctrico de potencia.

Como se puede observar, en todos los casos la determinación de la demanda máxima es de vital importancia, y si no se pueden obtener medidas precisas de la demanda es necesario estimar su valor de la mejor manera posible para utilizar estos datos correctamente en el proceso de la planeación del sistema de distribución.

La "Carga Conectada", es la suma de los valores nominales de todas las cargas del consumidor que tienen posibilidad de estar en servicio al mismo tiempo para producir una demanda máxima. La carga conectada se puede referir tanto a una parte como al total del sistema de distribución y se puede expresar en watts,

kilowatts, amperes, caballos de potencia, kilovolt-amperes, etc., dependiendo de las necesidades o requerimientos para su estudio.

- Factor de carga

Es la relación entre la demanda promedio en un intervalo dado y la demanda máxima que se observa en el mismo intervalo, basándose en lo anterior se puede expresar el concepto en forma matemática:

$F_c = D_m \div D_m \times D_d =$ energía absorbida en el intervalo D_d

$D_{ms} \div D_d \times D_m \times D_d$

El pico de carga puede ser el máximo instantáneo o el máximo promedio en un intervalo (demanda máxima), en esta definición el pico de carga por lo regular se entiende como la mayor de todas las cargas promedio en un intervalo específico

El promedio y las cargas máximas instantáneas se deben expresar en las mismas unidades para que el factor de carga sea adimensional, la definición del factor de carga debe ser específica en el establecimiento del intervalo de la demanda así como el periodo en que la demanda máxima y la carga promedio se apliquen.

Para una carga dada, excepto una en que el ciclo de carga este compuesto de ciclos idénticos, un periodo mayor dará un factor de carga más pequeño, dado que el consumo de energía se distribuye en un tiempo mayor, el factor de carga anual influido por las estaciones del año será considerablemente menor que el de un factor de carga diario o semanal, asimismo, el factor de carga semanal será menor que un factor de carga diario

Por lo tanto, es importante observar que cuando se quieran comparar diversos factores de carga característicos esto se debe o puede hacer siempre y cuando los intervalos sean idénticos

Una carga constante durante un periodo tendrá un factor de carga de 1.0 debido a que la carga promedio y el pico de carga son iguales, por lo general el factor de carga es mucho menor

El factor de carga indica básicamente el grado en que el pico de carga se sostiene durante un periodo. Ciclos de carga de varias formas y diferentes picos de carga pueden tener factores de carga iguales, siendo el único requisito cuando la relación de los respectivos promedios a los picos de carga sean iguales

En cuanto a los problemas concernientes de los sistemas de distribución, el factor de carga por si solo no es usualmente tan importante como la curva de carga de la cual se deriva, la curva muestra las fluctuaciones de la carga de hora a hora o de día a día a través del periodo que se considere

El factor de carga es un índice de la eficiencia del sistema o parte del sistema de distribución, siendo el 100% de factor de carga o el pico de carga constante de las 24 horas por día el máximo posible

Factor de demanda

El factor de demanda en un intervalo d de un sistema de distribución o de una carga, es la relación entre su demanda máxima en el intervalo considerado y la carga total instalada. Obviamente el factor de demanda es un número adimensional, por tanto la demanda máxima y la carga instalada se deberán considerar en las mismas unidades, el factor de demanda generalmente es menor que 1 y será unitario cuando durante el intervalo d todas las cargas instaladas absorban sus potencias nominales.

Por lo tanto, el factor de demanda se expresa:

$F_d = D_{ms}$

P_{ins}

Donde:

$F_d =$ Factor de demanda del sistema de distribución.

$D_{ms} =$ Demanda máxima del sistema de distribución en un intervalo (d).

$P_{ins} =$ Carga total instalada en el sistema de distribución.

BIBLIOGRAFÍA:

- RAUL MARTÍN, JOSE.
Diseño de subestaciones eléctricas.
México, Ed, McGraw Hill, 1996.
- ENRIQUE HARPER, GILBERTO.
Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión.
México, Ed Limusa, 1980.
- VIQUEIRA LANDA, JACINTO.
Redes eléctricas
México, Ed. Alfaomega, 1993.
- ENRIQUE HARPER, Gilberto Elementos de diseño de subestaciones eléctricas.
México, Ed. Limusa, 1996.
- ENRIQUE HARPER, GILBERTO
El ABC de las instalaciones eléctricas industriales.
México, Ed Limusa, Noriega, 1985c1994
- Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEMP-1994:
Relativa a las instalaciones destinadas al suministro y uso de la energía eléctrica.
México, Instituto Politécnico Nacional, 1995.
- WILLIAM D. STEVENSON
Análisis de sistemas eléctricos de potencia.
Mc. Graw Hill, 1984
- Selmeq equipos industriales, S.A de C.V
equipos eléctricos y subestaciones
- WEEDY B M
Sistemas eléctricos de gran potencia
Mexico DF. Ed Numancia.
- D José Ramírez-Vázquez
Estaciones de transformación y distribución
Protección de sistemas eléctricos
Ediciones ceac.
Barcelona España
- <http://www.conaltec.gov.ec/legislacion/legal/regulaciones/reg.htm>
- http://www.litreg-imp.unlp.edu.ar/estudios/cav-el/papers_revista/2000-n3-cuarta%20terna.pdf.
- <http://www.sdmr.si.com/prod/usp-nota1.html>
- <http://www.member.tupod.com/jaume.y.n.electricidad/calidadj.htm#k>.
- <http://www.tcehrc.unim.es/~pux/ligadas.0.10019020353-objetivo.html>
- <http://www.escolar.com/user.phpPs?op=userinfo&uname=cesar>