

**UNIVERSIDAD LAICA “ELOY ALFARO” DE
MANABI**

ESCUELA DE INGIENERIA ELECTRICA

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO ELÉCTRICO

TEMA:

“CÁLCULO Y DISEÑO DE UN SISTEMA DE
GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA
ACOPLAMIENTO SINCRONIZADO CON REDES DE
MEDIA TENSIÓN”

AUTORES:

Anchundia Delgado Rolando

Burgos Sabando Bolívar

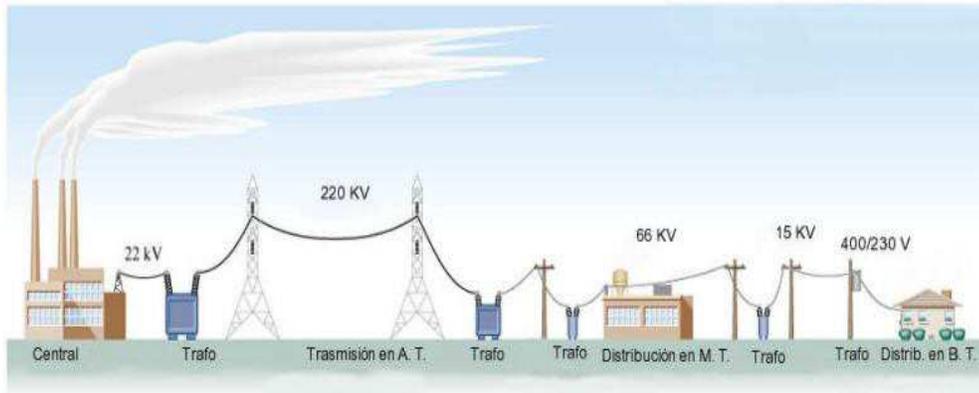
Perero Marcillo Freddy

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Kléber Coronel

Manta – Manabí – Ecuador

2010



CÁLCULO Y DISEÑO DE UN
SISTEMA DE GENERACIÓN
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
PARA ACOPLAMIENTO
SINCRONIZADO CON REDES
DE MEDIA TENSIÓN.

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo investigativo, fue realizado en su totalidad por los egresados de la escuela de Ingeniería Eléctrica, Sr. Freddy Perero Marcillo, Sr. Bolívar Burgos Sabando y Sr. Rolando Anchundia Delgado, como requerimiento parcial a la obtención del título profesional de Ingeniero Eléctrico.

Ing. Kléber Coronel

DIRECTOR DE TESIS

DECLARATORIA

La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta tesis, corresponden exclusivamente a los autores, y el patrimonio intelectual de la tesis de grado corresponderá a la Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí.

Egdo. Freddy Perero Marcillo

Egdo. Bolívar Burgos Sabando

Egdo. Rolando Anchundia Delgado

UNIVERSIDAD LAICA ELOY ALFARO DE MANABI



ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA

Los miembros del tribunal examinador aprueban el informe y proyecto de la investigación sobre “CÁLCULO Y DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA ACOPLAMIENTO SINCRONIZADO CON REDES DE MEDIA TENSIÓN”, a los egresados Sr. Freddy Perero Marcillo, Sr. Bolívar Burgos Sabando, Sr. Rolando Anchundia Delgado, luego de haber sido analizado por los señores miembros del tribunal de grado de la facultad de Ingeniería eléctrica, y en cumplimiento de lo que establece la ley se da por aprobada.

Para constancia firman:

MIEMBROS DEL TRIBUNAL

NOTAS DE CALIFICACIÓN

AGRADECIMIENTO

Queremos manifestar nuestro agradecimiento al Ing. Kléber Coronel, por ser guía esencial en el desarrollo del presente proyecto y darnos la pauta para culminar esta investigación.

A todas las personas que confiaron en nosotros, que nos apoyaron y nos incentivaron al éxito a lo largo de nuestra carrera universitaria, quienes también de manera desinteresada se unieron a nuestros esfuerzos e hicieron posible la realización del presente trabajo.

En fin, nuestro inmenso agradecimiento a todos los que participaron en nuestra formación profesional, compartiendo sus conocimientos y experiencias, para que seamos buenos profesionales y excelentes personas.

Freddy Perero Marcillo

Bolívar Burgos Sabando

Rolando Anchundia Delgado

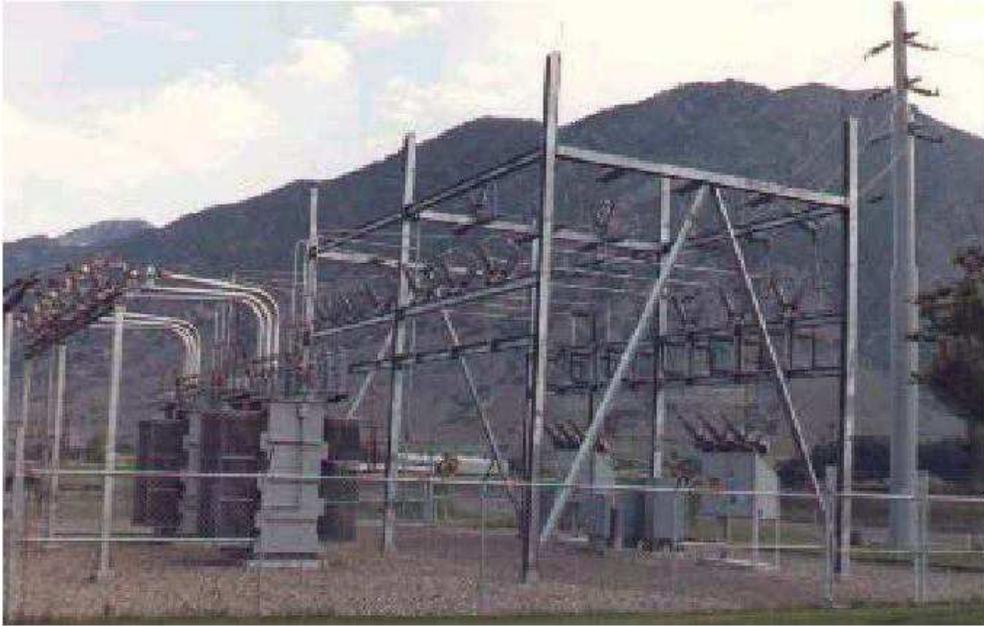
DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado en especial a nuestros padres, quienes con su esfuerzo y esmero inculcaron en nosotros el deseo de superación. A los maestros y compañeros, quienes fueron partícipes en la preparación y colaboraron en el desarrollo de nuestro tema. A Dios, quien nos llenó de valor y perseverancia para sobreponernos ante todos los obstáculos que se presentaron en la realización de este proyecto investigativo.

OBJETIVOS

Los principales objetivos de nuestro trabajo de investigación, se plantean como sigue:

- Estudiar los conceptos de acoplamiento de generadores en redes de energía eléctrica.
- Conocer los procedimientos para la conexión de generadores trifásicos a redes eléctricas de baja y media tensión.
- Analizar las ventajas y desventajas del proceso de acoplamiento.
- Elaborar mediante este trabajo teórico el diseño eléctrico de un sistema de generación de energía, con sus protecciones eléctricas respectivas, para ser acoplado en sincronismo con la red de media tensión, usando un módulo sincronizador Inteligen IG-CU.
- Realizar el cálculo eléctrico de los parámetros de cortocircuito, sistemas de puesta a tierra, selección de los equipos de medida y de seccionamiento tanto en baja como en media tensión.
- Conocer el funcionamiento y programación del módulo de comunicación con puerto Ethernet IG-IB, para la visualización de los parámetros configurados en el módulo sincronizador IG-CU, a través de una página Web.
- Dotar al laboratorio con un módulo de comunicación con puerto Ethernet tipo IG-IB, manual de funcionamiento y software de configuración, para que pueda ser utilizado como equipo y material didáctico, por parte de los estudiantes de la escuela de ingeniería eléctrica de nuestra universidad.



Recuerde siempre...
Recuerde siempre...

Lo escrito refleja,
inequívocamente, la
personalidad de quien lo hace;
y una buena presentación, no
sólo facilita la lectura, sino que
anima a ella.

INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica ha sido desde sus inicios, uno de los factores en el ámbito mundial más importante por su relación directa con el desarrollo de nuevas tecnologías y sistemas, que han influido en el desarrollo y mejoramiento de la calidad de vida de la población, además de ser el sostén de la actividad industrial.

La transmisión de la energía eléctrica, cumple un rol importante dentro del conjunto de etapas desde la generación hasta la distribución.

Para que la energía sea transportada desde los sistemas de generación por medio de las líneas de transmisión hasta las subestaciones, y luego en gran medida a los transformadores de distribución que alimentan las acometidas de los suscriptores, deben existir una gran cantidad de dispositivos de protección que se encarguen de resguardar, la enorme inversión económica de las empresas abastecedoras de energía, sobre todo en momentos críticos o de falla.

Por esta razón, es necesario contar con dispositivos preparados para interrumpir el paso de considerables cantidades de corrientes a niveles de tensión realmente elevados, en condiciones desfavorables, como cortocircuitos y seccionamientos con carga conectada.

Es realmente importante, a la hora de realizar un seccionamiento, tener el dominio del arco eléctrico. Por esta razón, se diseñan equipos capaces de extinguir de manera eficiente el arco eléctrico, para lograr un seccionamiento limpio.

Esta investigación contiene un enfoque de los aspectos más relevantes del fenómeno del arco eléctrico, así como también describe los dispositivos de corte, protecciones y equipos automáticos digitales, que mejoran el buen control, funcionamiento y modo de operación, de las instalaciones de baja y media tensión.

PRESENTACIÓN

En nuestro trabajo exponemos el diseño y cálculo de las protecciones y selección de equipos de accionamiento para subestaciones generadoras de energía eléctrica; además, una variedad de equipos y accesorios de comunicación utilizados para la programación y control de sistemas de generación y acoplamiento en paralelo con redes de distribución de energía.

Para realizar estas tareas, se cuenta con dispositivos electrónicos inteligentes que reciben información de distintos sensores y controlan normalmente equipos primarios como seccionadores, reconectores, disyuntores, bancos de condensadores, transformadores, etc. También hay esquemas que emplean un control coordinado en toda la red, ya sea local o por conexión vía Internet.

El laboratorio contará con un módulo de comunicación IG-IB configurado, que podrá ser conectado al controlador Inteligen IG-CU existente, para la programación y control vía Internet, de los diferentes parámetros de medida y protección que se le asignen a un sistema de energía eléctrica, ya sea acoplamiento de generadores o en funcionamiento con la red.

El módulo de comunicación IG-IB junto con el Inteligen IG-CU, servirán para la preparación de los estudiantes de ingeniería eléctrica y la actualización de los conocimientos en el campo de la comunicación, para brindar un mejor control y mejorar las técnicas en el mantenimiento de redes eléctricas.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
Portada	I
Tema	II
Certificación	III
Declaratoria de Autoría	IV
Aprobación por el tribunal de grado	V
Agradecimiento	VI
Dedicatoria	VII
Objetivos	VIII
Introducción	X
Presentación	XI
Capítulo 1: Descripción del sistema eléctrico.	
1.1	Diseño y planificación: conceptos generales. 17
1.1.1	Organización del proyecto. 17
1.1.2	Materialización del proyecto. 18
1.1.3	La estimación de la ingeniería. 25
1.2	Determinación de la potencia de los centros de transformación. 26
1.3	Niveles de voltaje primario de distribución. 29
1.4	Control de voltaje en las subestaciones. 30
1.5	Automatización: generalidades. 31
1.6	Sincronismo de alternadores. 34
1.6.1	Acoplamiento de un alternador trifásico a la red. 34
1.6.2	Maniobras de acoplamiento y sincronización. 35
Capítulo 2: Normas y condiciones de funcionamiento de las redes de distribución.	
2.1	Redes eléctricas generadoras. 36
2.1.1	Clasificación de las redes generadoras. 36
2.2	Normas técnicas para el funcionamiento y conexión a las redes eléctricas. 36
2.3	Condiciones para la conexión de instalaciones generadoras. 38
2.4	Condiciones específicas para el arranque y acoplamiento de la instalación generadora a la red de distribución pública. 39
2.5	Condiciones a tener en cuenta para la reconexión de centrales a la línea de la empresa eléctrica. 42
2.5.1	Dispositivos y protecciones para centrales de autogeneración y mini centrales. 43
2.6	Equipos de maniobra y medida a disponer en el punto de interconexión. 44
2.6.1	Control de la energía reactiva. 45
2.6.2	Cables de conexión. 45

2.7	Potencias máximas de las centrales interconectadas.	46
2.8	Condiciones de puesta a tierra de las centrales.	47
2.9	Medida de la energía eléctrica recibida y entregada.	48
2.10	Los armónicos y su forma de onda.	51

Capítulo 3: Extinción del arco en corriente alterna.

3.1	Conceptos generales.	52
3.2	Efectos del arco eléctrico.	53
3.3	Proceso de interrupción de una corriente alterna.	53
3.3.1	Tensión transitoria de restablecimiento (TTR).	60
3.4	Métodos de extinción del arco.	61
3.4.1	Ruptura en el aire.	61
3.4.2	Ruptura en el aceite.	62
3.4.3	Ruptura en aire comprimido.	63
3.4.4	Ruptura en hexafluoruro de azufre (SF ₆).	63
3.5	Fenómenos eléctricos de acoplamiento.	63

Capítulo 4: Centrales eléctricas.

4.1	Conceptos generales.	66
4.2	Aspectos importantes para tener en cuenta en el diseño de las centrales.	66
4.3	Condiciones a satisfacer en el diseño.	67
4.4	Características de carga de una central.	67
4.5	Tipos de centrales eléctricas.	70
4.6	Componentes de la estación eléctrica.	71
4.6.1	Características de los equipos.	72
4.6.2	Número de polos de los equipos.	73
4.7	Análisis de esquemas eléctricos y su conveniencia.	73
4.8	La continuidad del servicio eléctrico.	76
4.8.1	Sistemas eléctricos formados por redes radiales.	76
4.8.2	Puesta en paralelo de la red “BANKING”.	77
4.9	Estudios de corrientes normales y de falla.	79
4.9.1	Los niveles de cortocircuito.	80
4.9.2	Relación entre corrientes.	80
4.9.3	Características en función de la tensión nominal.	80
4.9.3.1	Factor de puesta a tierra.	81
4.9.3.2	Nivel de aislamiento nominal.	81
4.9.4	Características en función de la corriente.	82
4.9.5	Impacto ambiental de los sistemas eléctricos.	84

Capítulo 5: Perturbaciones en las centrales y redes eléctricas.

5.1	Causas y alteraciones de las perturbaciones.	85
5.1.1	Perturbaciones en los valores de tensión.	87
5.1.2	Perturbaciones en los valores de corriente.	87
5.1.3	Perturbaciones en los valores de potencia.	88

5.1.4	Perturbaciones en los valores de frecuencia.	89
5.2	Tipos de perturbaciones en las redes eléctricas.	89
5.2.1	Cargas perturbadoras.	91
5.2.2	Equipos sensibles.	92
5.2.3	Diseño e instalación.	93
5.2.4	Adecuación en las instalaciones para evitar la producción y transmisión de perturbaciones.	93
5.2.5	Actuación en las instalaciones para reducir las repercusiones de las perturbaciones.	94
5.3	Sobretensiones en redes eléctricas: Introducción.	95
5.3.1	Sobretensiones en los sistemas eléctricos.	96
5.3.2	Clasificación de las sobretensiones.	97
5.3.3	Causas de sobretensiones en sistemas eléctricos.	102
5.4	Principios básicos de coordinación del aislamiento.	104
5.4.1	Coordinación de la aislación (relación entre valores).	105
5.5	Protección de los sistemas de potencia: Generalidades.	108
5.5.1	Defectos en las redes eléctricas.	110
5.5.2	Análisis de la protección en redes de baja y media tensión.	111
5.5.3	Campo de aplicación de las protecciones en media tensión.	112
5.5.4	Protección contra sobretensiones.	114
5.5.5	Protección contra sobreintensidades.	115
5.5.6	Protección de generadores trifásicos síncronos.	116
5.5.6.1	Causas que pueden producir averías en los generadores.	117
5.5.6.2	Clasificación de los dispositivos de protección de los generadores.	117
5.5.6.3	Protección contra cortocircuitos entre fases.	119
5.5.6.4	Protección contra sobrecargas y cortocircuitos exteriores.	119
5.5.6.5	Protección contra sobretensiones debidas a maniobras normales de explotación.	120
5.6	Selección de los pararrayos.	121
5.6.1	Instalación de pararrayos en los centros de transformación.	124
5.7	Medidas de protección contra tensiones peligrosas.	125

Capítulo 6: Aparatos de corte y conexión.

6.1	Características generales.	128
6.2	Condiciones de funcionamiento de los aparatos de corte.	128
6.2.1	Tensiones nominales.	128
6.2.2	Servicio nominales de corriente y corrientes nominales correspondientes.	129
6.2.3	Capacidad de ruptura de los aparatos de corte.	130
6.2.4	Poder de conexión de los aparatos de corte.	132
6.2.5	Sobreintensidades admisibles en caso de cortocircuito.	132
6.3	Clasificación de los aparatos de corte según su función.	133
6.3.1	Seccionadores.	133
6.3.1.1	Seccionadores de puesta a tierra.	134
6.3.2	Interruptores.	134
6.3.3	Disyuntores.	135

6.3.4	Fusibles.	137
6.4	Combinaciones de los cortacircuitos fusibles con los aparatos de corte.	137
6.5	Consideraciones sobre la elección de los disyuntores según las características del sistema.	138
6.6	Dispositivos automáticos de corte por corriente de falla asociados con una puesta a tierra de protección.	140

Capítulo 7: Puestas a tierra de protección y servicio.

7.1	Puesta a tierra: Introducción.	142
7.1.1	Objetivos de la puesta a tierra.	142
7.2	Diseño de puestas a tierra en subestaciones de potencia.	144
7.3	Derivaciones a tierra.	145
7.3.1	Consecuencias de derivaciones a tierra en una instalación con neutro aislado.	146
7.3.2	Protección contra derivaciones a tierra.	147
7.4	Clasificación de las puestas a tierra.	149
7.4.1	Puesta a tierra de protección.	149
7.4.2	Puesta a tierra de servicio.	150
7.4.3	Interconexión de las instalaciones de tierra.	151
7.5	Prescripciones generales de seguridad.	151
7.6	Resistencia eléctrica de la puesta a tierra.	153
7.6.1	Resistencia de tierra del electrodo.	155
7.6.2	Mantenimiento y revisión de las tomas de tierra.	156
7.6.3	Valores recomendados de la resistencia eléctrica de las tomas de tierra.	156
7.7	Puesta a tierra en los centros de transformación.	157
7.8	Consideraciones sobre la conexión a tierra del neutro de generadores trifásicos.	158
7.8.1	Puesta a tierra a través de una reactancia.	159
7.8.2	Conexión del neutro a través de una resistencia.	159
7.8.3	Conexión a través del primario de un transformador 1 \emptyset con el secundario cerrado sobre una resistencia.	160
7.8.4	Conexión del neutro a tierra a través del primario de un transformador de medida de tensión.	160

Capítulo 8: Transformadores de medida y fallas en los sistemas eléctricos.

8.1	Transformadores de medida: Conceptos generales.	163
8.2	Ubicación de los dispositivos de medición.	164
8.3	Características particulares de los transformadores de corriente.	165
8.4	Características particulares de los transformadores de tensión.	169
8.5	Error de magnitud (tensión) y error de fase en los transformadores de medida.	170
8.5.1	Error de magnitud en los TC y TT.	170

8.5.2	Error de fase en los TC y TT.	171
8.5.3	Condicionantes de los errores.	172
8.6	Carga de un transformador de tensión o de corriente.	172
8.7	Fallas en los sistemas eléctricos.	175
8.7.1	Cortocircuitos en redes eléctricas.	175
8.8	Características de los cortocircuitos.	177
8.9	Cálculo de corrientes de cortocircuito.	179

Capítulo 9: Comunicación de módulos controladores.

9.1	Conceptos generales.	181
9.1.1	Conexión local - RS232.	181
9.1.2	Conexión local – USB.	182
9.1.3	Conexión vía módem.	183
9.1.4	Conexión a Internet vía Ethernet IG-IB.	184
9.1.5	Conexión a Internet vía Dial-up.	187
9.1.6	Parámetros de salida para aviso de fallas.	188
9.2	Puente Internet Bridge (IG-IB).	189
9.2.1	Configuración del modulo Internet Bridge (IG-IB).	192
9.2.2	Conexión del IG-IB a Internet (vía Ethernet).	192
9.2.3	Activación del e-mail.	192
9.2.4	IG-IB Interface.	193
9.2.5	IG-IB Dongle.	193
9.3	Conexiones externas de una LAN.	194
9.3.1	Protocolo de Internet IP.	194
9.4	Controlador modular Inteligen IG-CU.	195
9.4.1	Aplicaciones predefinidas.	196
9.4.2	Botones pulsadores.	197

Capítulo 10: Memoria de cálculo.

10.1	Potencia y corrientes de cortocircuito: Introducción.	199
10.2	Características de las máquinas y equipos de una central de generación de energía eléctrica.	199
10.3	Cálculo de diferentes parámetros.	200
10.4	Datos para calcular las resistencias y reactancias.	201
10.5	Requisitos de una malla a tierra.	211
10.5.1	Diseño de una malla de puesta a tierra.	211
10.6	Esfuerzos provocados por las corrientes de cortocircuito	221
	CONCLUSIONES.	225
	RECOMENDACIONES	226
	BIBLIOGRAFIA	227

CAPITULO 1

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

1.1 Diseño y planificación: Conceptos generales.

Desde el punto de vista del diseño y la planificación del sistema, la selección óptima del voltage y la disposición del sistema, están íntimamente ligadas con el tamaño de las subestaciones y el nivel de voltage de la distribución primaria.

En cualquier momento dado, se logra la disposición más económica cuando la suma de los costos de todos los elementos para dar servicio a un sistema determinado, es mínimo durante el tiempo de instalación. En la práctica, el número, tamaño y disponibilidad de las fuentes voluminosas para alimentar al sistema, pueden también ser factores significativos.

Un sistema de distribución se debe diseñar de modo que pueda dar servicio al crecimiento anticipado de la carga con una mínima inversión. Se necesita esta flexibilidad para adsorber el crecimiento en la carga del sistema ya existente, así como del crecimiento en la carga de instalaciones futuras.

En el diseño y planificación, debemos tomar en consideración requisitos que nos permitan brindar la confiabilidad y eficiencia en la elaboración de un sistema de generación:

- Debe funcionar de acuerdo a las condiciones especificadas.
- El circuito será lo suficientemente seguro incluso en caso de falla.
- No existirán circuitos parásitos que provoquen perturbaciones en el sistema.
- Se tendrá el menor número de componentes.
- Se deberá tener repuestos o componentes de fácil adquisición en los mercados locales.

1.1.1 Organización del proyecto.

El diseño de una estación generadora y transformadora es una tarea multidisciplinaria, que implica desarrollar las acciones necesarias para definir, por medio de documentación técnica adecuada, todas las etapas a cumplir a partir de la decisión de construirla, hasta su puesta en servicio.

Esta decisión, tomada generalmente en áreas de planeamiento y estudio, involucra también la definición de otros parámetros básicos, como son los niveles de tensión, las potencias de transformación, los niveles de cortocircuito, la coordinación de los niveles de aislación, los límites de estabilidad del sistema, etc., y que junto con la información sobre la evolución prevista de la demanda y la zona de ubicación tentativa de las instalaciones, son los datos de partida para la tarea de diseño.

Las etapas de diseño pueden subdividirse de acuerdo al orden cronológico natural, que surge del desarrollo de la idea básica, hasta la definición de todos los detalles de ejecución.

Evidentemente, esta subdivisión así como el grado de detalle hasta el que se llegue en cada etapa, dependen de las modalidades y particularidades de cada empresa o grupo, que deba acometer la tarea de diseñar una estación eléctrica. Así por ejemplo, el diseño podría consistir solamente en la definición de la ingeniería básica o bien extenderse hasta la definición de los mínimos detalles del equipamiento y la obra, digamos exagerando prácticamente hasta "el último tornillo".

En el primer caso se deja para el grupo que ejecuta las obras, la definición de aspectos muy amplios, referidos al equipamiento, la instalación o el conexionado; en el segundo, prácticamente sólo se requerirá mano de obra.

Para finalizar, diremos que la tarea de diseño no se agota con la entrega de la documentación técnica necesaria para construir físicamente la estación eléctrica, sino que comprende la asistencia técnica a las etapas de adquisición de equipamiento, obras, pruebas y puesta en servicio y aún suele prolongarse hasta la explotación y mantenimiento de las instalaciones.

1.1.2 Materialización del proyecto.

Un proyecto es la ejecución de una idea volcada en documentación (planos) que se materializa finalmente con la obra y su explotación. Contempla las siguientes etapas:

- Ingeniería básica.
- Ingeniería de detalle.
- La obra.

La **Ingeniería básica** define los lineamientos generales e ideas básicas del proyecto. Estas ideas y definiciones del proyecto son los pilares en que se basará la ingeniería de detalle, para la ejecución de los planos constructivos.

La ingeniería básica es desarrollada por un grupo pequeño de ingenieros (en comparación con la ingeniería de detalle que requiere más personas dedicadas), que elaboran planos, especificaciones técnicas, y si corresponden documentación de licitación.

El proyecto en la etapa de ingeniería básica elabora los objetivos, que se buscarán en el proyecto, éstos son:

- Confiabilidad, ligada a equipos y tecnología que garanticen un servicio largo y precisamente confiable.
- Seguridad, la disposición física, y el diseño eléctrico deben proveer la máxima seguridad para el personal de operación y para el servicio público.
- Flexibilidad, que permite enfrentar las condiciones de emergencia, las que exigen una operación que aproveche al máximo la capacidad de los equipos.
- Simplicidad, que brinde máxima protección, facilite los ensayos y requiera mínima instrucción.
- Normalización (Standarización) haciendo máximo uso de equipos y construcciones intercambiables para minimizar repuestos y simplificar el mantenimiento.

Algunos de estos objetivos son contrapuestos. Para cada uno, el límite depende de lo que se desea alcanzar en los restantes.

En la disposición de la solución constructiva se debe también considerar el acceso para mantenimiento, ampliaciones, y todo esto sin sacrificar las restantes cualidades.

En general la ingeniería básica define:

- 1.- Estudios de la red: corrientes nominales, sobretensiones, futuras ampliaciones.
- 2.- Ubicación física, y orientación de la estación eléctrica respecto de las líneas, y otras exigencias.

- 3.- Esquemas unifilares (de la estación, de los servicios auxiliares): sistemas de barras, corrientes nominales (barras), tensiones de servicio (máximas y mínimas), tensiones de servicios auxiliares.
- 4.- Disposición de equipos (lay out): distancias entre fases, y fases a tierra, altura de las conexiones, tipos de pórticos, y soportes.
- 5.- Dimensiones de los edificios (en particular edificio de comando): definición de niveles, definición de locales.
- 6.- Definición y especificación de equipos: interruptores (medio de interrupción), seccionadores (forma, tipo, dos o tres columnas, polos en fila india, o paralelos, de seccionamiento vertical, pantógrafo), tipos de protecciones (características especiales, combinación con comando y señalización), paneles de comando, medición, protección, telecomando, tele protección.
- 7.- Definición del cableado: kioscos, armarios de conjunción, borneras de interconexión, tipos de cables a utilizar en las distintas funciones (multipolar simple, blindado, con armadura).
- 8.- Esquemas funcionales básicos.
- 9.- Eventual pliego de licitación.

La ingeniería básica no es constructiva, con los planos disponibles en esta etapa no se pueden construir ni montar los equipos. Esta documentación es suficiente para evaluar la obra y los trabajos de montaje, con suficiente aproximación para lograr una cotización válida.

La **ingeniería de detalle**, se ajusta en un todo a valores y especificaciones técnicas de la ingeniería básica (admitida correcta), es siempre conveniente antes de iniciar esta etapa, someter la ingeniería básica a una cuidadosa revisión, detectando las observaciones que merezca, y proponiendo las mejoras que correspondan.

La ingeniería de detalle, se debe realizar conforme a normas aceptadas por las partes, reglas de arte, y criterios de seguridad, todo esto debe ser también discutido convenientemente al inicio de este trabajo.

El trabajo consiste en convertir la información de la ingeniería básica en el diseño detallado de la estación eléctrica, de manera de que se pueda comprar y /o construir los elementos constitutivos, para que puedan ser montados en forma lógica cumpliendo los requerimientos técnicos de la instalación.

Integran la ingeniería de detalle: planos, planillas, croquis, memorias de cálculo, especificaciones técnicas, en forma y con alcance tal que permitan realizar a un tercero (el contratista) todos los trabajos detallados.

El proyecto constructivo de las instalaciones es en distintas disciplinas: electricidad, arquitectura, obras civiles.

La ingeniería de detalle se fundamenta en la ingeniería básica, tomando los lineamientos indicados, y desarrollando planos constructivos, la nueva variable es la definición y documentación precisa de los equipos a montar; es decir se debe contar con planos que reflejen los equipos adquiridos (se debería contar con los planos conforme a fabricación de los equipos), tratándose de:

- Interruptores o disyuntores.
- Seccionadores.
- Tableros.
- Transformadores de potencia.
- Transformadores de medición (corriente, tensión) y otros aparatos.

A partir de esta información se desarrollan, reelaborando todos los planos definidos con precisión, de especialidad eléctrica:

- Esquemas unifilares.
- Esquemas trifilares.
- Esquemas funcionales de comando, protección, enclavamiento.
- Disposición de equipos (lay out) en playa.
- Ubicación física de la obra en relación a líneas y otras obras exteriores.
- Dimensiones del edificio de comando.
- Ubicación de tableros, y paneles dentro de los edificios.
- Segregación de tensiones.
- Planillas de borneras.
- Cableados de paneles (pueden corresponder al proveedor de tableros).
- Cableados entre paneles y equipos de playa.
- Listas de cables.
- Cómputos de materiales.
- Tablas de tendido de barras (conductores flexibles).
- Planos de puesta a tierra.
- Especificaciones técnicas de construcción, provisión y montaje.

Planos de Arquitectura y obras civiles:

- Planos de replanteo, nivelación, y movimiento de tierra.
- Planos de arquitectura del edificio de comando y otros edificios (plantas, frentes, detalles constructivos, carpintería, etc).
- Planos de instalaciones de edificios (agua, gas, electricidad, desagües, etc).
- Planos de caminos y pavimentos.
- Planos de desagües pluviales y sanitarios.
- Planos de pilotaje (cuando necesarios).
- Planos de encofrados, armaduras de fundaciones y estructuras de hormigón armado.
- Planillas de doblado de hierros.
- Planos de estructuras metálicas (pórticos, soportes de equipos, etc.).
- Especificaciones técnicas de construcción, provisión y montaje.
- Planillas de cómputos de materiales.

Los documentos que se emiten en la ingeniería de detalle son:

- a) Planos.
- b) Memorias de cálculo.
- c) Especificaciones técnicas.
- d) Planillas de materiales.

Cabe mencionar que generalmente a todos los documentos se los denomina genéricamente como "planos". Siguen comentarios para cada tipo de documento:

Los Planos: Con ellos la obra se construye. Es el producto final de la ingeniería. Deben ser claros y autosuficientes, o sea que no sea necesario recurrir a otros planos para su entendimiento (comprenderlos), salvo en lo necesario.

No deben dejar margen de creación a la obra, salvo en detalles menores de montaje, que quien hace la obra (el montador) conoce generalmente mejor que el proyectista. Y para cubrir esta necesidad se hacen a veces planos de detalles denominados típicos de montaje.

Los planos deben ser, en lo posible, de un mismo tamaño, lo que facilita su archivo y manejo de los mismos en la obra. Se recomienda el tamaño A1 que corresponde a 600 x 845 mm, y el A4 210 x 297 mm, o el tamaño que más se aproxime si se debe respetar otra norma.

Al iniciar la ejecución de cada plano, un croquis a mano alzada del mismo es muy útil para cubrir las consideraciones básicas y ver lo que se quiere mostrar.

Un plano puede sufrir varias revisiones hasta que llega la aprobación, esto obliga a definir en forma clara y adecuada para reconocer las diferentes revisiones.

Estos planos son de suma importancia ya que de ellos se valdrá el personal de explotación, para la operación y mantenimiento, y serán documentos que se utilizarán eventualmente en el futuro para el desarrollo de la ingeniería de eventuales modificaciones o ampliaciones.

Los planos para aprobación no se deben emitir para la obra, solo causan confusión, solo deben llegar al comitente, cuando se emiten Aptos para ejecución, deben ir a la obra y al comitente, las actualizaciones posteriores es indispensable que la obra las reciba y tome nota de su importancia sustituyendo las versiones superadas.

Las memorias de cálculo: El objeto es conservar documentadas las razones de las decisiones tomadas al adoptar una determinada solución, a veces se tienen varias opciones y se debe optar por una de éstas.

Las memorias no se emiten para obra ni al contratista. En cuanto a revisiones, referencias, reciben el mismo tratamiento que antes se detalló para los planos.

Las memorias deben ser claras separando lo que se quiere señalar en puntos, por ejemplo:

- Objeto.
- Alcance.
- Premisas de cálculo (hipótesis).
- Desarrollo del cálculo (metodología).
- Conclusión.

Los gráficos deben ser claros, y los dibujos esquemáticos deben ser simples y simplificados.

Las especificaciones técnicas: En lo que corresponde valen las mismas consideraciones que para las memorias de cálculo. Las especificaciones técnicas deben definir con claridad como se deben realizar técnicamente las tareas

especificadas a cargo del contratista, o como se debe ejecutar la provisión de determinado equipo.

Las especificaciones deben definir la función, no son un manual constructivo del equipo o del procedimiento, se debe tener en claro que la responsabilidad del producto, o de la construcción es del contratista o del proveedor.

El ingeniero de proyecto no es ingeniero de producto, y para obtener la calidad deseada se basa en las normas, la sola mención de las mismas debe definir correctamente la calidad deseada del producto. Las especificaciones técnicas deben tener un desarrollo claro de sus puntos, similarmente a las memorias de cálculo, por ejemplo:

- Objeto.
- Alcance.
- Características generales.
- Características particulares.
- Ensayos.

Frecuentemente el proveedor debe anticipar con documentación las características detalladas de su provisión, el alcance, necesidad e importancia de esta documentación debe ser claramente transmitida al momento del contrato.

Las planillas de materiales: En estas se detallan los materiales requeridos con una especificación precisa y breve, eventualmente en algunos casos la planilla debe contener sólo materiales de cierto tipo, y en una especificación complementaria detallar características especiales que son necesarias en la obra.

En general es preferible que el material a utilizar este definido con características normales (de norma) ya que esto permite adquirir material que no debe ser especialmente tratado.

La cantidad de material debe surgir de los planos, y debe documentarse el cómputo, es decir, las cantidades que se compran por mayor, para tener en cuenta la calidad del trabajo de cómputo, las pérdidas, los recortes, eventuales robos, etc.

Hay materiales muy menores y de consumo, que no se computan, a nivel de ingeniería, pero quienes hacen la obra (contratista de montaje) deben a su vez

computarlos y adquirirlos en cantidad y de calidad adecuada, estos materiales son por ejemplo:

- Borneras.
- Anillos indicadores.
- Prensacables.
- Terminales de cableado de baja tensión, etc.

También en este caso, las revisiones, referencias, reciben el mismo tratamiento que antes se detalló para los planos.

En lo que a la obra se refiere, es importante que quienes ejecutan la ingeniería de detalle, realicen periódicas visitas a obra, brinden asesoramiento de interpretación correcta de los documentos, y recojan aciertos y errores de las soluciones propuestas en los planos. La mejor obra es aquella en la que nadie se acuerda del proyectista.

1.1.3 La estimación de ingeniería.

Este es un trabajo de organización que debe desarrollarse antes de iniciar el proyecto, y que permanentemente se actualiza para controlar el avance, emitiendo documentos que se llaman situación de ingeniería.

Se trata del cálculo estimado de horas-hombre (o meses-hombre), que ocupará el proyecto. La estimación parte de la lista de documentación (planos), pero debe también incluir reuniones y tareas que no se ven normalmente reflejadas en los documentos de ingeniería (informes).

La lista de planos contiene el detalle de todos los planos que se prevé ejecutar, lógicamente es una lista que varía a medida que el proyecto avanza, mientras van quedando mas claros los alcances del detalle.

Es fundamental que esta lista identifique los planos, y que el nombre de cada uno sea representativo (muestre lo que uno espera al leer el titulo).

Es buena norma asociar los planos correspondientes a una determinada tarea, esto es útil a los fines de síntesis, de cronogramas, de evaluación de lo faltante.

Preparada la lista de planos, se estima para cada uno las horas-hombre que corresponden a las distintas categorías de personas que intervienen en el trabajo:

- Dibujante.
- Proyectista.
- Ingeniero.

De la suma se obtiene el total de horas-hombre; del plazo estimado de ingeniería surge la cantidad de personas requeridas. Además, se debe desarrollar un cronograma de avance del trabajo y analizar el orden de las distintas tareas.

No debe olvidarse que para poder desarrollar el trabajo, las tareas se deben hacer en cierto orden, y en cada momento se debe disponer de la documentación que permite trabajar sobre bases sólidas (deben evitarse las modalidades de trabajo que arriesgan la necesidad de repetir tareas. Digamos una frase que merece algo de meditación al respecto: "nunca hay tiempo para hacer bien las cosas, siempre hay tiempo para hacerlas dos veces").

Los resultados de estas evaluaciones, deben ser analizados a la luz de las características particulares de cada proyecto, y de la experiencia disponible.

Generalmente, a medida que el proyecto avanza, se debe revisar esta estimación; corregirla e informarla en forma sincera, para evitar desagradables sorpresas.

1.2 Determinación de la potencia de los centros de transformación.

La potencia de un centro de transformación, es la de su transformador o bien la suma de las potencias si tiene varios transformadores. Se expresa en KVA o MVA. Puede suceder que la potencia consumida por la instalación a alimentar, (expresada en potencia aparente KVA) le venga ya dada al proyectista. En este caso, le corresponde elegir entre asignar toda la potencia a un solo transformador o bien repartirla entre varios y a continuación determinar la potencia nominal del o de los transformadores. Para ello se hacen a continuación algunas recomendaciones:

Conviene elegir la potencia del o los transformadores de forma que éstos funcionen normalmente a un régimen de carga del orden del 65% al 75% de su

potencia nominal (S_n); es decir, siendo (S_c) la potencia de la carga a alimentar, que sea:

$$S_n = S_c/0,65 \text{ a } S_n = S_c/0,75.$$

Con ello, por una parte, las pérdidas en carga del transformador se reducen notablemente (entre un 58% y un 44%) con lo cual, su régimen de temperatura es más bajo, especialmente favorable para la vida del transformador y, por otra, representa un margen de reserva ante eventuales aumentos de carga más o menos duraderos.

Según sea la naturaleza, condiciones de explotación y/o exigencias de continuidad de servicio de la instalación a alimentar, puede ser conveniente repartir la carga total entre dos o más transformadores que no trabajen acoplados en paralelo, sino que cada uno alimenten independientemente una parte de la instalación.

Ventajas: Corriente de cortocircuito en las salidas en BT, más reducidas y por tanto, menores efectos térmicos y dinámicos del cortocircuito, pues disminuyen cuadráticamente con la corriente.

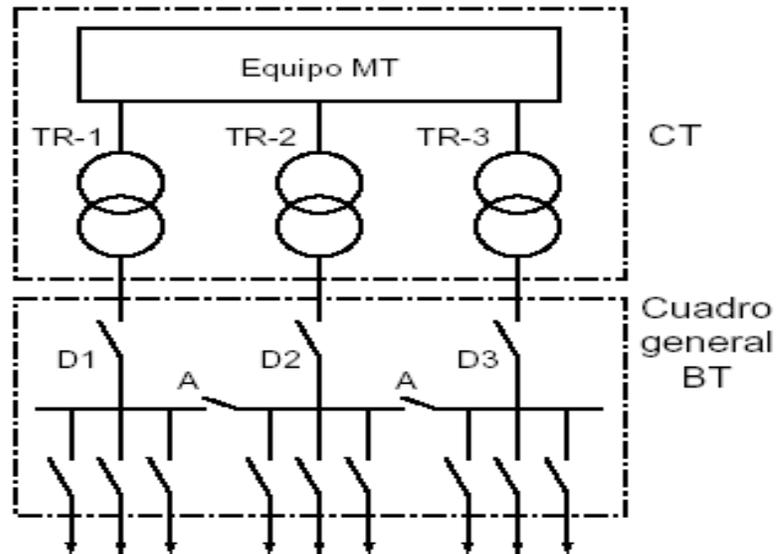
A partir de cierta potencia, este aspecto puede ser por sí mismo determinante para repartir la potencia entre dos o más transformadores.

Mayor seguridad de servicio: En efecto, si hay un solo transformador, en caso de indisponibilidad de la misma (por ejemplo avería), el centro de transformación queda totalmente fuera de servicio. Si por ejemplo la carga está repartida entre dos o tres transformadores, en caso de indisponibilidad de uno de ellos, el centro de transformación, aunque en régimen reducido, mantiene el servicio con el otro o los otros dos transformadores.

Si además se ha previsto que los transformadores trabajen normalmente con carga inferior a su potencia nominal, según lo antes recomendado, este margen de potencia disponible puede aprovecharse para alimentar una parte de la carga correspondiente al transformador fuera de servicio; por ejemplo, los receptores más prioritarios. Desde luego, el esquema del cuadro general de baja tensión debe estar diseñado para permitir este traspaso de cargas.

En régimen normal los interruptores “A” están abiertos. En caso de indisponibilidad, por ejemplo del transformador TR-3, se abre su interruptor de

baja tensión (D3) y se cierran los dos interruptores A, con lo cual toda o parte de la carga del TR-3 pasa a ser alimentada por los transformadores TR-1 y TR-2, aprovechando el margen de potencia disponible entre su carga y su potencia nominal. Las barras generales del cuadro deben estar adecuadamente dimensionadas para las corrientes de traspaso de carga. Ver figura adjunta:



Véase que en esta circunstancia, los transformadores TR-1 y TR-2 quedan acoplados en paralelo. Si bien no conviene que los transformadores del centro de transformación funcionen acoplados en paralelo por el incremento de la corriente de cortocircuito que esto representa, son inevitables situaciones como la anterior y también otras circunstancias puntuales que requieren la marcha momentánea en paralelo; por ejemplo, para el arranque directo de un motor de potencia elevada.

En este caso, una vez realizado el arranque, se abren los interruptores de acoplamiento y se retorna al régimen normal de transformadores separados. En consecuencia, los transformadores de un centro de transformación deben poder acoplarse en paralelo.

Los requisitos son:

- 1) Tener igual tensión secundaria.
- 2) Ser del mismo grupo de conexión.

- 3) Además para un correcto reparto de la carga entre los transformadores, se requiere que tengan la misma tensión de cortocircuito.
- 4) Para asegurar más el correcto reparto de la carga, es muy recomendable que los transformadores sean de la misma potencia nominal.

1.3 Niveles de voltage primario de distribución.

Dentro de los sistemas de distribución, en forma gradual se están utilizando voltajes cada vez más elevados, aún cuando predominan los voltajes primarios de la CLASE de 15 KV, las encuestas indican que en los últimos años, alrededor del 78% de las adiciones de líneas aéreas están en los siguientes porcentajes:

15 KV	(13.8 KV)	78.0 %
25 KV	(24.9 KV)	11.0 %
35 KV	(34.5 KV)	7.5 %

Para lograr economía, los voltajes primarios más elevados también exigen cargas más altas en los alimentadores, lo que podría implicar una reducción en la confiabilidad en el servicio, en virtud de que más consumidores resultarán afectados por las fallas del primario. La mayor utilización de equipo automático de conmutación y protección, puede lograr mucho por preservar un nivel de confiabilidad del sistema. La mayor parte de los sistemas actuales en la CLASE de 15 KV no son de caída de voltage limitada, el costo de los circuitos laterales y equipo asociado de voltage más alto necesario para cubrir el área de carga es mayor.

La ventaja económica de los voltajes más elevados, por lo común no es lo suficientemente grande como para justificar las conversiones masivas de las instalaciones existentes de voltajes más bajos hacia los de nivel más elevado. Las zonas de voltage más bajo están delimitadas y se van reduciendo con el transcurso de los años, conforme lo van determinado los aspectos económicos, la obsolescencia y la conveniencia.

Las ventajas principales de orden económico que se obtienen al utilizar niveles de distribución primario más alto son:

- Subestaciones mas grandes, lo que significa una reducción de éstas.

- Posibilidad de eliminar un nivel de transformación de voltage del sistema en los casos en que el nuevo voltage primario es de nivel anterior de su transmisión.

Otras ventajas que no se pueden evaluar en términos económicos son:

- Pérdida reducida en las primeras etapas del desarrollo.
- Reducción en la regulación del voltage.
- Distancia o cobertura del área mucho mayores.
- Descongestión de rutas; esto es menor número de circuitos por ruta.
- Menor número de posiciones del circuito en las subestaciones.
- Menor número de espacios para subestaciones.
- Mayor flexibilidad en la alimentación de grandes cargas.

1.4 Control de voltage en las subestaciones.

Normalmente, en la subestación de distribución se realiza el control del voltage mediante un conmutador de tomas de cargas en los transformadores de potencia, en la barra general de distribución o en reguladores de voltage del alimentador. Estos equipos de regulación sólo pueden controlar el nivel de voltage del sistema o lado primario; no pueden tener efecto sobre la diseminación del voltage entre el primero y el último de los usuarios del alimentador.

Existen varios procedimientos que se pueden aplicar para corregir las caídas presentes del voltage, conforme crece la carga, a lo largo de los alimentadores; entre ellos se encuentran: los capacitores y las instalaciones suplementarias de reguladores de voltage de los alimentadores.

El capacitor produce una elevación en el voltage por su corriente adelantada en términos de sus microfaradios que fluye a través de la reactancia inductiva del alimentador. Cuando se combina el perfil de elevación de voltage del capacitor con el perfil original del alimentador, se obtiene un perfil neto resultante.

El capacitor ha incrementado el nivel de voltage a todo lo largo del alimentador, lo que da como resultado una reducción en la diseminación del voltage.

En las aplicaciones prácticas, el banco de capacitores puede estar conectado de manera permanente, denominándose también “Banco fijo” o bien puede estar montado de manera que se conmute en forma automática. El tamaño del banco

fijo queda limitado por la elevación permisible del voltage durante las condiciones de carga ligera y, por lo tanto, no puede producir una elevación suficiente durante las condiciones de carga pesada.

Un alimentador primario típico da servicio a cargas distribuidas, así como a cargas concentradas, pudiendo tener también capacitores en derivación y regulación suplementaria de voltage.

En las subestaciones de distribución, la regulación del voltage se suele realizar mediante reguladores individuales del alimentador, o bien por medio de equipo automático de conmutación de tomas de carga en los transformadores de la subestación.

Estos reguladores individuales de voltage del alimentador resultan ventajosos en aquellos casos en que de la misma barra común de distribución de la subestación, se da servicio a alimentadores de longitudes diferentes y de condiciones de carga diferentes.

El equipo automático de conmutación de tomas de carga en el transformador de potencia, proporciona control de voltage en la barra común de distribución de la subestación; o sea, regulación del grupo, en los casos en que las longitudes de los alimentadores y las características de carga son razonablemente homogéneas.

El control del voltage es necesario no sólo para compensar la regulación del voltage en el sistema de subtransmisión y el transformador de la subestación que se puede medir en ésta última, sino también la regulación del voltage que se tiene en los transformadores de distribución y en los sistemas primarios y secundarios que se encuentran más allá de la subestación.

La última parte de la regulación total del voltage, es función del flujo de carga y de las impedancias del propio sistema, y no se puede medir de modo directo en la subestación. Por lo tanto, los sistemas de control de los reguladores de voltage o del equipo de conmutación de las tomas de carga no sólo detectan el voltage de la subestación, sino también, suelen contener un compensador de caída en la línea.

1.5 Automatización: Generalidades.

Con la importancia creciente que se le da a la confiabilidad del servicio, se ha iniciado una tendencia a realizar un uso mucho mayor de equipos de protección y seccionamiento en los sistemas primarios, con el objetivo de reducir o minimizar

el número de sectores que se pueden ver perjudicados por una paralización del servicio, así como también reducir el tiempo de duración en caso de presentarse la falla.

Los esquemas propuestos recorren la escala, desde los dispositivos de operación manual hasta los automáticos de control que se ubican distantes a los centros de distribución. Los esquemas de control a distancia varían desde algún tipo de control o supervisión, hasta los sistemas controlados por computadoras, para hacer frente con rapidez a los diferentes problemas que puedan surgir.

La fabricación automatizada surgió de la íntima relación entre fuerzas económicas e innovaciones técnicas como la división del trabajo, la transferencia de energía y la mecanización de las fábricas, y el desarrollo de las máquinas de transferencia y sistemas de realimentación.

Los sistemas automatizados han sido diseñados con el fin de usar la capacidad de las máquinas para llevar a cabo determinadas tareas anteriormente efectuadas por seres humanos, y para controlar la secuencia de las operaciones sin intervención humana. A medida que evoluciona la tecnología de transferencia de energía, estas máquinas especializadas se motorizaron, aumentando así su eficacia productiva. En general, la automatización tiene las siguientes ventajas:

- Incrementa la confiabilidad de los sistemas y equipos. Rápido diagnóstico de equipos y eventos.
- Mayor flexibilidad en las maniobras operacionales, de mantenimiento y de reconexión. Mejora los tiempos de respuesta.
- Obtención de facilidades para disponer de señales de medición, alarmas y control remoto.
- Alto grado de flexibilidad para extensiones futuras.
- Disminución de los costos de operación y mantenimiento.

Las cuatro principales funciones a desarrollar dentro de un proyecto de automatización de sistemas de energía eléctrica, es como sigue:

- Control y supervisión del sistema eléctrico.
- Automatización del sistema de distribución.
- Sistema de comunicaciones asociado.
- Gestión y protección del sistema eléctrico.

Entre los aspectos principales de la automatización del sistema eléctrico, se persigue, entre otras cosas:

- Sincronización de todos los componentes del sistema eléctrico.
- Operación, medición y monitoreo a distancia de dispositivos eléctricos (mando, control y señalización).
- Secuenciación de eventos en el sistema eléctrico.
- Racionamiento de cargas.
- Reconexión y reacceleración de cargas rotativas (motores de inducción).

Actualmente, se está llevando a cabo un importante desarrollo en el área de la tecnología del Internet y de la comunicación sin cables. Esto abre las puertas a un nuevo enfoque del control remoto y del control de redes de distribución. Las subestaciones secundarias que cuenten con servidores de Internet integrados y comunicación GSM sin cables, permitirán a las compañías eléctricas vigilar y controlar los nodos críticos en la red a un costo razonable, pues no será necesario realizar más inversiones, ni en comunicaciones ni en la central.

Dado que la comunicación se basa en la infraestructura existente, los costos se limitan al uso propiamente dicho, sin más inversiones substanciales. Un navegador de Internet, no demasiado familiar para muchas personas, es lo único que necesita el operario para vigilar y controlar la subestación secundaria.

De cara a los clientes, esto representa un gran paso adelante, sobre todo porque se reducen mucho las inversiones en sistemas a pequeña escala. Además, esta nueva tecnología permite el acceso prácticamente desde cualquier lugar, desde un vehículo de mantenimiento, desde un centro de control o incluso desde un domicilio privado. Por último, el hecho de que esta tecnología se esté desarrollando para el mercado de los consumidores, tiene grandes ventajas al interactuar con otros sistemas, con el desarrollo de hardware y software, con la asistencia, etc.

Además, las nuevas soluciones con aparatos de tecnología convencional altamente integrada, controlado por elementos electrónicos digitales de última generación, permitirán mejorar considerablemente la calidad de la energía en las redes de distribución de media y baja tensión. La regulación y evaluación económica de la calidad de la energía, que pronto se hará para la estructura de las tarifas eléctricas

en más y más mercados, también contribuirá a aumentar el atractivo económico de la inversión en sistemas destinados a mejorar la calidad de la energía.

1.6 Sincronismo de alternadores.

La corriente que se genera mediante los alternadores, aumenta hasta un valor pico, cae hasta cero, desciende hasta un valor pico negativo y sube otra vez a cero varias veces por segundo, dependiendo de la frecuencia para la que esté diseñada la máquina. Este tipo de corriente se conoce como corriente alterna monofásica. Sin embargo, si la armadura la componen dos bobinas, montadas a 90° una de otra, y con conexiones externas separadas, se producirán dos ondas de corriente, una de las cuales estará en su máximo cuando la otra sea cero. Este tipo de corriente se denomina corriente alterna bifásica. Si se agrupan tres bobinas de armadura en ángulos de 120° , se producirá corriente en forma de onda triple, conocida como corriente alterna trifásica. Se puede obtener un número mayor de fases incrementando el número de bobinas en la armadura, pero en la práctica de la ingeniería eléctrica moderna se usa sobre todo la corriente alterna trifásica, con el alternador trifásico, que es la máquina dinamoeléctrica que se emplea normalmente para generar energía eléctrica.

1.6.1 Acoplamiento de un alternador trifásico a la red.

Un gran alternador no puede conectarse simplemente a una troncal de un sistema grande sin ocasionar daños. Antes de cerrar el interruptor del circuito para conectar la maquina al sistema, los tres voltages de fase deben estar muy cercanos a los voltages del sistema y los dos conjuntos de voltages deben concordar en fase. En estas condiciones, los voltages a través de cada uno de los tres contactos del interruptor del circuito estarán a cero antes del cierre; esto no ocurre a menos que la secuencia de fase del alternador y la del sistema, sean iguales.

La secuencia de fases se determina cuidadosamente al diseñar la planta de energía.

Antes de efectuar el acoplamiento en paralelo de un alternador con otro ya en servicio o con la red principal de energía eléctrica, es preciso estar seguros de que se cumplen las siguientes condiciones:

- Igualdad de las frecuencias.
- Igualdad de los valores eficaces de las f.e.m.

- Identidad de fase de las tensiones correspondientes a las salidas conectadas a un mismo conductor de la red; es decir, igual sucesión de fases.

Un sencillo método permite comprobar la sucesión de fases. Para ello se recurre a un pequeño motor asíncrono trifásico, que se conecta provisionalmente a las barras de la red. Luego se van acoplando sucesivamente, uno a uno, los distintos alternadores, pudiendo estar seguros que la sucesión de fases es idéntica para todos ellos cuando el motor gira en el mismo sentido. Una vez terminado el ensayo, se puede retirar el motor de prueba.

1.6.2 Maniobras de acoplamiento y sincronización.

El acoplamiento de un alternador a la red exige la máxima atención por parte del o los operarios encargados de dicha operación. La secuencia de eventos para la sincronización se controla por un sincronizador automático como sigue:

- 1) Se pone en marcha el motor de corriente continua que acciona el alternador y seguidamente se maniobra sobre el regulador de velocidad hasta conseguir que ésta sea lo más aproximada posible a la velocidad síncrona correspondiente a la frecuencia de la red. Para comprobarlo, se observa el frecuencímetro conectado a los bornes del generador.
- 2) Se ajusta la corriente de campo de modo que el voltage terminal de la máquina coincida con el voltage de la troncal del sistema.
- 3) El voltage entre los contactos del interruptor del circuito, varía conforme varían entre fase los voltages del alternador con los voltages del sistema debiéndose a la ligera diferencia de frecuencia; en el instante en que los tres voltages en los contactos sea cero, se cierra el interruptor del circuito.

Una vez que la máquina se sincroniza, el administrador del sistema determina qué parte de la carga total del sistema va a ser entregada por este generador y se aumentará la potencia de salida del pri-motor hasta que se obtenga la salida deseada del generador. Conforme se eleva la potencia de salida, un regulador automático de voltage ajusta las corrientes de campo para mantener el voltage deseado en las terminales y así el generador proporciona su parte de los VAR del sistema.

CAPITULO 2

NORMAS Y CONDICIONES DE FUNCIONAMIENTO DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN.

2.1 Redes eléctricas generadoras.

Las “redes de distribución pública” son las que pertenecen o son explotadas por empresas cuyo fin principal es la distribución de energía eléctrica para su venta a terceros. Así mismo, se entiende por “Autogenerador” a la empresa que, subsidiariamente a sus actividades principales, produce, individualmente o en común, la energía eléctrica destinada en su totalidad o en parte, a sus necesidades propias.

2.1.1 Clasificación de las redes generadoras.

Las instalaciones generadoras se clasifican, atendiendo a su funcionamiento respecto a la red de distribución pública, en:

- a) Instalaciones generadoras aisladas: aquellas en las que no puede existir conexión eléctrica alguna con la red de distribución pública.

- b) Instalaciones generadoras asistidas: Aquellas en las que existe una conexión con la red de distribución pública, pero sin que los generadores puedan estar trabajando en paralelo con ella. La fuente preferente de suministro podrá ser tanto los grupos generadores como la red de distribución pública, quedando la otra fuente como socorro o apoyo. Para impedir la conexión simultánea de ambas, se deben instalar los correspondientes sistemas de conmutación. Será posible no obstante, la realización de maniobras de transferencia de carga sin corte, siempre que se cumplan las condiciones y los requisitos técnicos vigentes.

- c) Instalaciones generadoras interconectadas: Aquellas que están, normalmente, trabajando en paralelo con la red de distribución pública.

2.2 Normas técnicas para el funcionamiento y conexión a las redes eléctricas.

Se establecen las siguientes prescripciones generales para fijar las condiciones de funcionamiento y de conexión de las centrales a las redes públicas:

1) El funcionamiento de las centrales no deberá provocar en la red pública averías, disminuciones de las condiciones de seguridad, ni alteraciones superiores a las admitidas por los reglamentos en vigor que afecten a los demás abonados, según se especifica posteriormente. Además, su funcionamiento no dará origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red pública.

2) La tensión generada por las centrales será prácticamente sinusoidal con objeto de evitar efectos perjudiciales en los equipos de baja impedancia a altas frecuencias (baterías de condensadores, etc.) y equipos electrónicos, informáticos y de telecomunicaciones.

3) Las condiciones de funcionamiento y de conexión de una central a una red pública se fijarán en función de la potencia de los generadores y de sus características, de las máquinas motrices que los accionen, así como de la forma de funcionamiento de la central y de la potencia máxima que vaya a suministrar a la red.

Por otra parte, al establecer las condiciones de conexión a la red pública, se tendrán en cuenta las características siguientes de dicha red: tensión nominal y máxima de servicio, potencia máxima de cortocircuito admisible, capacidad de transporte de la línea, potencia disponible de los transformadores de los centros de transformación o subestaciones, sistemas de puesta a tierra, tipo de red aérea o subterránea y otros datos que en casos especiales fueran necesarios.

4) En caso de apertura del interruptor automático de la empresa eléctrica correspondiente a la línea a la que se conecte una central, ésta no deberá mantener tensión en la red de la compañía, y si la pudiera mantener por ir equipado de generadores síncronos o asíncronos auto excitados, se montará por parte de la propiedad, un sistema de tele desconexión de la central desde la subestación o centro de transformación de la compañía a la que se conecte la central.

En las redes aéreas con reenganche automático, se establecerán dispositivos adecuados para que la central no se conecte de nuevo hasta que la reconexión sea firme.

5) Las empresas eléctricas podrán revisar periódicamente o cuando se haya originado una avería, el estado de regulación y mantenimiento de los equipos de protección y conexión de las centrales conectadas a sus redes. En caso de que así lo exija el titular de la central, en la revisión deberá estar presente un técnico del

órgano competente de la administración o de una entidad colaboradora de dicha administración. Si fuera necesario parar la central, para efectuar las revisiones, el incremento momentáneo de la potencia demandada no repercutirá en la potencia base de facturación.

2.3 Condiciones para la conexión de instalaciones generadoras.

A.- Instalaciones generadoras aisladas.

La conexión a los receptores, en las instalaciones donde no pueda darse la posibilidad del acoplamiento con la red de distribución pública o con otro generador, precisará la instalación de un dispositivo que permita conectar y desconectar la carga en los circuitos de salida del generador.

Cuando existan más de un generador y su conexión exija la sincronización, se deberá disponer de un equipo manual o automático para realizar dicha operación.

Los generadores portátiles deberán incorporar las protecciones generales contra sobretensiones y contactos directos e indirectos necesarios para la instalación que alimenten.

B.- Instalaciones generadoras asistidas.

En la instalación interior, la alimentación alternativa (red o generador) podrá hacerse en varios puntos que irán provistos de un sistema de conmutación para todos los conductores activos y el neutro, que impida el acoplamiento simultáneo a ambas fuentes de alimentación.

En el caso en el que esté previsto realizar maniobras de transferencia de carga sin corte, la conexión de la instalación generadora asistida con la red de distribución pública se hará en un punto único y deberán cumplirse los siguientes requisitos:

- Sólo podrán realizar maniobras de transferencia de carga sin corte, los generadores de potencia superior a 100 KVA.
- En el momento de interconexión entre el generador y la red de distribución pública, se desconectará el neutro del generador de tierra.
- El sistema de conmutación deberá instalarse junto a los aparatos de medida de la red de distribución pública, con accesibilidad para la empresa distribuidora.

- Deberá incluirse un sistema de protección que imposibilite el envío de potencia del generador a la red.
- Deberán incluirse sistemas de protección por tensión del generador fuera de límites, frecuencia fuera de límites, sobrecarga y cortocircuito, enclavamiento para no poder energizar la línea sin tensión y protección por fuera de sincronismo.
- Dispondrá de un equipo de sincronización y no se podrá mantener la interconexión más de 5 segundos.

El conmutador llevará un contacto auxiliar que permita conectar a una tierra propia el neutro de la generación, en los casos que se prevea la transferencia de carga sin corte.

Para los elementos de protección y sus conexiones al conmutador se garantizará mediante método alternativo que no se pueden modificar los parámetros de conmutación iniciales y la empresa distribuidora de energía eléctrica, deberá poder acceder de forma permanente a dicho elemento, en los casos en que se prevea la transferencia de carga sin corte. El dispositivo de maniobra del conmutador será accesible al Autogenerador.

C.- Instalaciones generadoras interconectadas.

La potencia máxima de las centrales interconectadas a una red de distribución pública, estará condicionada por las características de ésta: tensión de servicio, potencia de cortocircuito, capacidad de transporte de línea, potencia consumida en la red de baja tensión, etc.

2.4 Condiciones específicas para el arranque y acoplamiento de la instalación generadora a la red de distribución pública.

1.- Generadores asíncronos.

a.- El factor de potencia de la energía suministrada por la instalación no será inferior a 0,86 a la potencia nominal y para ello, cuando sea necesario, se instalarán los bancos de condensadores precisos.

Para evitar la autoexcitación en caso de falla del suministro de la empresa eléctrica, se establecerán los dispositivos de protección adecuados para asegurar la desconexión de los bancos de condensadores.

La empresa eléctrica, a petición del titular, podrá eximir de la obligación de compensar el factor de potencia en caso de que pueda suministrar la energía reactiva o corregir dicho factor, instalando condensadores en el punto de la red que convenga.

b.- En la conexión de un generador asincrono, se deberán respetar los siguientes límites:

- La caída de tensión que puede producirse en la conexión de los generadores no será superior al 3 % de la tensión asignada de la red.
- En el caso de generadores eólicos, la frecuencia de las conexiones será como máximo de 3 por minuto, siendo el límite de la caída de la tensión del 2%.

c.- Para limitar las intensidades en el momento de la conexión y las caídas de tensión a los valores arriba indicados, se emplearán dispositivos adecuados.

Entre los que puedan utilizarse para la limitación de la sobreintensidad de conexión de un generador asincrono, se pueden citar:

- Utilización de reactancias de limitación entre el generador y la red, reactancias que se ponen en cortocircuito una vez finalizado el régimen transitorio.
- Autoexcitación en vacío por medio de condensadores y conexión a la red mediante un equipo de sincronización adecuado.

d.- En los generadores eólicos, para evitar las fluctuaciones de tensión debidas a las variaciones rápidas de la velocidad del viento, la potencia de estos generadores no será superior a 1/20 de la potencia de cortocircuito de la red en el punto de conexión.

e.- La conexión de un generador asincrono a la red no se realizará hasta que hayan alcanzado (accionados por la turbina o el motor) una velocidad que sea la siguiente:

	Potencia ≤ 1.000 kVA	Potencia > 1.000 kVA
Porcentaje de velocidad del sincronismo	90 a 100	95 a 100

f.- Solamente se permitirá el arranque como motor para grupos térmicos, si no se provocan en la conexión variaciones de tensión superiores al 5% y en un tiempo menor de un segundo, y, en este caso, no se exigirá lo indicado en el punto e.

2.- Generadores síncronos.

La utilización de generadores síncronos en instalaciones que deben interconectarse a redes de distribución pública, deberá ser acordada con la empresa distribuidora de energía eléctrica, atendiendo a la necesidad de funcionamiento independiente de la red y a las condiciones de explotación de ésta.

a.- Los generadores síncronos, deberán tener una capacidad de generación de energía reactiva suficiente para mantener las condiciones del factor de potencia, con las variaciones de tensión normales y admisibles de la red a la que estén conectados; es decir, podrán mantener un factor de potencia entre 1 y 0,8 en adelante o retraso, medido en el punto de conexión.

b.- El aumento de la potencia de cortocircuito a la red a que dé lugar la interconexión de la central, deberá ser compatible con las condiciones de la misma.

c.- La central deberá poseer un equipo de sincronización automático o manual, y en cualquier caso, será exigible un relé de enclavamiento de sincronismo. Podrá prescindirse de dicho equipo, si la conexión se pudiera efectuar como generador asíncrono o en los casos que se emplee un rectificador inversor.

d.- La conexión de la central con la red, deberá hacerse cuando en la operación de sincronización, las diferencias entre las magnitudes eléctricas del generador y de la red sean inferiores o iguales a los siguientes límites:

	Potencia del generador >1.000 kVA	Potencia del generador <=1.000 kVA
Diferencia de tensiones	± 10%	±8%
Diferencia de frecuencia	± 0,2 Hz	± 0,1 Hz
Diferencia de fase	± 20°	± 10°

Los puntos posibles de puesta en paralelo, no equiparados para realizar la operación de sincronismo, estarán dotados de los enclavamientos necesarios para impedir la puesta en paralelo.

e.- Los generadores sincros de potencia igual o inferior a 1.000 KVA, podrán conectarse a la red como asincros si se puede conseguir que la caída de tensión máxima en la conexión sea como máximo del 5% de la tensión nominal y la duración no sea superior a 0,5 segundos.

En el caso de generadores eólicos, la frecuencia del número de conexiones será como máximo de tres por minuto, siendo el límite de caída de tensión del 2%.

f.- En cualquier caso, la potencia de los generadores sincros accionados por turbinas eólicas no deberá superar el 1/20 de la potencia de cortocircuito en el punto de conexión, con el objeto de evitar las fluctuaciones de tensión originadas por variaciones rápidas de la velocidad del viento.

g.- Para controlar la energía reactiva suministrada por el generador, se dispondrá de un control de excitación que permita regular la energía reactiva suministrada a la red.

2.5 Condiciones a tener en cuenta para la reconexión de centrales a la línea de la empresa eléctrica.

a.- La reconexión de la central a la red no se hará hasta que no exista una tensión superior al 85% de la nominal y haya transcurrido un tiempo no inferior a 3 minutos. Si la central tuviera varios generadores, la reconexión de los mismos se hará escalonadamente con intervalos no inferiores a 10 segundos.

b.- En caso de abonados con cargas importantes, alimentadas sólo por la red, únicamente se podrán establecer soluciones de desconexión de la central de autogeneración, para cuya reconexión se observarán las prescripciones del literal a.

En catálogos, se especifican las protecciones precisas para los distintos tipos de centrales, para potencias de hasta 10 MVA conectadas a redes de distribución radiales. Para redes malladas se estudiarán las protecciones necesarias en cada caso, para lograr la correcta coordinación con las protecciones de la red de la empresa eléctrica.

Se establecen también los dispositivos y protecciones necesarias a instalar en las centrales según su potencia y tensión. En el cuadro se ha denominado equipo de interconexión al que separa automáticamente la central de la red de la empresa eléctrica.

2.5.1 Dispositivos y protecciones para centrales de autogeneración y minicentrales.

Centrales conectadas a la red de alta tensión de la compañía (Para generadores asíncronos de potencia ≤ 7.500 KVA y alternadores síncronos de potencia ≤ 10.000 KVA).

Equipos de protección de la interconexión.

Equipos	Regulación	Objeto de la protección
1 Interruptor automático	-	Poder desconectar la central de la red.
3 Relés de mínima tensión instantáneo	0,85Um (tensión media entre fase)	Para detectar la marcha en red separada a una tensión anormal y para detectar los defectos bifásicos o trifásicos en la salida.
1 Relé de máxima tensión	1,10Um (tensión media entre fase)	Para detectar la marcha en red separada.
1 Relé de máxima tensión homopolar	A determinar en cada caso.	Protección defectos fase-tierra.
1 Relé de máxima y mínima frecuencia.	49 a 51 Hz	Marcha anormal con la red separada
3 Relés instantáneos de máxima intensidad.	-	Sobrecargas.
1 Teledisparo	-	Para evitar que la central quede alimentando a la red de forma separada.

Equipo de protección de la central.

Equipos	Regulación	Objeto de la protección
1 Relé de enclavamiento de sincronismo	-	Para evitar conectar fuera de sincronismo o con la red sin tensión (sólo para generadores sincros).
1 Equipo de protección de la máquina motriz y para protección del generador (existirá en la central un interruptor automático para cada generador).	-	Según recomendaciones del fabricante y de acuerdo con los reglamentos.
1 Sincronizador automático	-	Para centrales de más de 1000KVA con generadores sincros.
1 Regulador	-	Preciso en generadores sincros en ciertos casos.
1 Teléfono	-	Para centrales de más de 5000 KVA

2.6 Equipos de maniobra y medida a disponer en el punto de interconexión.

En el origen de la instalación interior y en un punto único y accesible de forma permanente a la empresa distribuidora de energía eléctrica, se instalará un interruptor automático sobre el que actuarán un conjunto de protecciones. Éstas deben garantizar que las fallas internas de la instalación no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas y en caso de defecto de éstas, debe desconectar el interruptor de la interconexión que no podrá reponerse hasta que exista tensión estable en la red de distribución pública.

El interruptor de acoplamiento llevará un contacto auxiliar que permita desconectar el neutro de la red de distribución pública y conectar a tierra el neutro de la generación cuando ésta deba trabajar independiente de aquella.

Cuando se prevea la entrega de energía de la instalación generadora a la red de distribución pública, se dispondrá, al final de la instalación de enlace, un equipo de medida que registre la energía suministrada por el Autogenerador. Este equipo de medida podrá tener elementos comunes con el equipo que registre la energía

aportada por la red de distribución pública, siempre que los registros de la energía en ambos sentidos se contabilicen de forma independiente.

Los elementos a disponer en el equipo de medida serán los que correspondan al tipo de discriminación horaria que se establezca.

En las instalaciones generadoras con generadores asíncronos se dispondrá siempre un contador que registre la energía reactiva absorbida por éste.

Cuando deba verificarse el cumplimiento de programas de entrega de energía, tendrán que disponerse los elementos de medida o registro necesarios.

2.6.1 Control de la energía reactiva.

En las instalaciones con generadores asíncronos, el factor de potencia de la instalación no será inferior a 0,86 a la potencia nominal y para ello, cuando sea necesario, se instalarán las baterías de condensadores precisas.

Las instalaciones anteriores dispondrán de dispositivos de protección adecuados que aseguren la desconexión en un tiempo inferior a 1 segundo cuando se produzca una interrupción en la red de distribución pública.

La empresa distribuidora de energía eléctrica podrá eximir de la compensación del factor de potencia en el caso de que pueda suministrar la energía reactiva.

Los generadores síncronos deberán tener una capacidad de generación de energía reactiva suficiente para mantener el factor de potencia entre 0,8 y 1 en adelanto o retraso. Con objeto de mantener estable la energía reactiva suministrada se instalará un control de la excitación que permita regular la misma.

2.6.2 Cables de conexión.

Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la red de distribución pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal.

2.7 Potencias máximas de las centrales interconectadas.

Para las centrales interconectadas se establecen, con carácter general, para su interconexión a las redes públicas, las potencias máximas admisibles siguientes, según las características técnicas de los generadores y la tensión de conexión.

A.- Conexión a redes de baja tensión.

Generadores asíncronos trifásicos: Se admitirá la interconexión de centrales con generadores asíncronos trifásicos de 380/220 V, siempre que la suma de las potencias nominales no exceda ni de 100 KVA, ni de la mitad de la capacidad de la salida del centro de transformación correspondiente a la línea a la que se conecte la central.

En las redes trifásicas con tensión de 220/127 V, se podrán conectar centrales de una potencia total de 60 KVA, pero deberán estar preparadas para su funcionamiento futuro a 380/220 V.

Además, su potencia no excederá de la mitad de la capacidad de la salida del centro de transformación correspondiente a la línea a la que se conecta la central.

En caso de que se deseen emplear generadores asíncronos autoexcitados, con objeto de poder seguir alimentando sus instalaciones, en caso de falla de la red de la empresa eléctrica, se deberán prever dispositivos para asegurar que la autoexcitación se produzca sólo cuando la central esté aislada.

Generadores sincrónicos trifásicos: Se podrán interconectar centrales provistas de generadores sincrónicos trifásicos, únicamente a través de grupos rectificadores inversores trifásicos conmutados por la red, siempre que la suma de potencias nominales no exceda de 100 KVA y, además, la potencia de la central no sea superior a la mitad de la capacidad de transporte de la línea del centro de transformación a la que se conecta la central.

Generadores de corriente continua con inversores: Se podrán conectar a las redes públicas, generadores de corriente continua a través de inversores trifásicos conmutados por la red hasta una potencia total de 100 KVA, siempre que se cumplan también las condiciones expuestas en el punto anterior en relación con la capacidad de transporte de la línea.

B.- Conexión a redes de alta tensión.

La conexión de centrales a redes de alta tensión se hará siempre a través de transformadores con uno de sus devanados en conexión triángulo.

Centrales con generadores asincronos: Se podrán conectar centrales cuya potencia no supere los 5.000 KVA, siempre que su potencia no supere el 50% de la capacidad de transporte de la línea a la que se conecte. Para potencias mayores, la empresa eléctrica indicará las condiciones técnicas de la conexión, y en caso de desacuerdo del autogenerador, decidirá el órgano competente de la administración.

Centrales con generadores sincronos: Se podrán conectar centrales de potencia no superior a 10 MVA, siempre que su potencia no supere el 50% de la capacidad de transporte de la línea a la que se conecte. Para potencias mayores, convendrán ambas partes las condiciones técnicas de la conexión, y en caso de desacuerdo, decidirá el órgano competente de la administración.

2.8 Condiciones de puesta a tierra de las centrales.

a.- La puesta a tierra de las centrales interconectadas, se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa eléctrica.

b.- Las centrales interconectadas a redes de baja tensión de las empresas eléctricas con neutro puesto a tierra, conectarán el neutro de sus generadores al neutro de la red de la empresa eléctrica, y no existirá para la puesta a tierra del neutro ninguna otra puesta a tierra directa en la central o en la instalación. Para la conexión de la central a la red, se empleará un interruptor provisto de un polo suplementario que establezca o interrumpa la conexión a tierra de la empresa eléctrica al cerrar o abrir el interruptor.

Cuando por falla de la red u otra causa, la central trabaje aislada de la red de la empresa eléctrica, el neutro del generador se conectará automáticamente a una toma de tierra propia de la central prevista para este fin.

Para la protección de las instalaciones de la central, se establecerá un dispositivo de detección de la corriente que circula por la conexión de los neutros de los generadores al neutro de la red de la empresa eléctrica, con un sistema de disparo adecuado para desconexión si se sobrepasa la corriente admisible.

c.- En las centrales interconectadas provistas de transformadores de acoplamiento a la red, la puesta a tierra del neutro de la instalación se hará en un solo punto, utilizando el neutro de un solo generador en caso de que existan varios. También podrá efectuarse la puesta a tierra, utilizando el neutro de uno de los transformadores, pero únicamente si no está en el lado del arrollamiento de la red de la empresa eléctrica. En caso de desconexión de la máquina o transformador que se utilice en un momento para establecer la puesta a tierra, se preverán sistemas automáticos para transferir la puesta a tierra a otro punto.

d.- En los generadores eólicos, la puesta a tierra de protección de la torre y del equipo en ella montado contra descargas atmosféricas, será independiente del resto de las tierras de la instalación.

e.- En los casos de centrales de autogeneración, en las que por razones de seguridad en sus instalaciones industriales se emplee una red con neutro aislado o conectada a tierra a través de una impedancia de alto valor, la protección contra contactos indirectos se podrá hacer por otro método que no afecte a las instalaciones de la red de la empresa eléctrica.

2.9 Medida de la energía eléctrica recibida y entregada.

a.- Para medir la energía eléctrica recibida de las empresas eléctricas y la entregada a ellas, se dispondrá de contadores de energía distintos, aunque podrán ser de uso común otros elementos del equipo, tales como transformadores de medida y relojes conmutadores.

b.- La liquidación de las energías entregadas y recibidas por cada autogenerador, se efectuará con facturas independientes.

c.- Los equipos de medida de la energía recibida por el autogenerador, se ajustarán a lo exigido para abonados de su mismo tipo que no sean autogeneradores.

Equipos de medida para venta de energía a las empresas eléctricas:

Los autogeneradores con $\cos \varnothing < 0,55$ poseerán obligatoriamente contador de energía reactiva, cualquiera que sea su potencia; todos los que tengan una potencia máxima contratada superior a 40 KW, estarán equipados de contador de energía reactiva, aunque tengan el $\cos \varnothing > 0,55$.

El equipo de medida estará integrado por:

- El contador (vatíohorímetro) de energía activa con trinquete, que evite la marcha atrás de triple discriminación horaria, salvo pacto en contrario.
- Contador (varhorímetro) de energía reactiva, con trinquete para evitar la marcha atrás. Si en el único punto de conexión del autogenerador con la red de servicio público existe más de una vía de paso de la energía, existirá un equipo integrador de los parciales de las distintas vías, tanto para la energía activa como para la reactiva.
- Reloj conmutador de las distintas tarifas de los contadores de energía.
- Regleta voltiamperimétrica para verificación.
- Transformadores de tensión e intensidad, de ser necesarios.

El equipo de medida de centrales de menos de 500 KVA conectadas a redes de alta tensión, podrá colocarse en el lado de baja tensión de los transformadores de potencia, en cuyo caso se seguirá para efectos de facturación, lo establecido en la normativa sobre tarifas.

Los contadores de energía colocados en instalaciones existentes, provistos de dos equipos motores, se podrán mantener en servicio. Así mismo, se podrán usar en nuevas instalaciones, equipos con dos equipos motores cuando exista mutuo acuerdo. La precisión de los contadores de energía reactiva, será de la “clase 3” como máximo y la de los contadores de energía activa, será la que se indica en la siguiente tabla:

Potencia a medir	Clase de precisión
Menor o igual de 500 kW	2
Mayor de 500 kW y menor o igual de 5.000 kW	1
Mayor de 5.000 kW	0,5

Es potestativo del autogenerador emplear contadores de precisión superior en cualquier caso.

En los circuitos de tensión e intensidad del equipo de medida, se instalará una regleta de verificación que permita intercalar contadores patrones en paralelo con los existentes, sin necesidad de desenergizar la instalación y sin interrumpir la continuidad del circuito secundario de los transformadores de intensidad; tanto

para la verificación de contadores como para la verificación o sustitución de los transformadores de intensidad.

El reloj para conmutar las distintas tarifas de los contadores será de cuerda eléctrica de tipo mecánico, electrónico o cualquier otro sistema técnicamente adecuado. Su alimentación se realizará desde los transformadores de tensión para medida y estarán dotados de una reserva de marcha mínima de 10 días, para el caso de interrupción del servicio eléctrico. El error máximo en la medida del tiempo no será superior a siete minutos al año.

La sensibilidad de apreciación para la puesta en hora será como mínimo de quince minutos. Dispondrán del número de contactos necesarios para que puedan conmutar una triple tarifa. El reloj será, además, capaz de conmutar los integradores de acuerdo con el sistema de facturación elegido.

Los transformadores de intensidad, tendrán las características especificadas en la norma UNE 21.088. Para alta tensión, la clase de precisión mínima será de 0,5 y para baja tensión de 1. La intensidad secundaria será de 5 Amp, pero podrán utilizarse intensidades distintas de acuerdo con la empresa eléctrica a cuyas redes esté conectada la central.

Los niveles de aislamiento serán los fijados en los reglamentos en vigor, y las intensidades límites, térmica y dinámica que deben soportar, se calcularán de acuerdo con la de cortocircuito existente en el punto de la red y con el tiempo de despeje de las faltas definido por las protecciones de la empresa eléctrica.

Los transformadores de tensión tendrán las características especificadas en la norma UNE 21.088. La clase de precisión no será inferior a 0,5. La potencia de precisión será, como mínimo de 50 VA para tensiones de hasta 30 KV y de 100 VA para las superiores.

La instalación de los equipos de medida se hará de acuerdo con los siguientes criterios:

- Todo el equipo de medida, cajas de bornes de transformadores de medida, ductos para el cableado, regletas de verificación, contadores, etc., podrán ser precintados por la empresa eléctrica a cuyas redes se conecta la central, independientemente de los precintos que coloquen los organismos oficiales para garantizar la inviolabilidad de los mecanismos de marcha y

regulación. Estos precintos no impedirán la lectura de todos los cuadrantes de medida de cualquier aparato, sin necesidad de levantarlos.

- La conexión entre los bornes de aparatos o regletas auxiliares se efectuarán directamente sin empalmes intermedios. A los circuitos de medida, sólo se permitirá la conexión de los aparatos citados en las presentes condiciones técnicas, quedando prohibida la conexión de otros aparatos auxiliares (voltímetros, amperímetros, etc.) para control u otros usos. Se admite, sin embargo, que los transformadores de medida sean de doble bobinado secundario, destinando uno de ellos exclusivamente a la alimentación de los circuitos de medida.

2.10 Los armónicos y su forma de onda.

Las centrales no deberán inyectar en la red, armónicos que eleven su nivel a valores no admisibles. Para evitar este problema, deberán estudiarse con especial atención las centrales provistas de generadores asincronos y las que posean inversores.

La existencia de armónicos autoriza a la empresa eléctrica, a desconectar de la red la central que los origina, previa autorización del órgano competente de la administración, que podrá ordenar la inmediata desconexión o el establecimiento de un plazo previo para la eliminación del defecto.

Forma de la onda.

La tensión generada será prácticamente senoidal, con una tasa máxima de armónicos, en cualquier condición de funcionamiento de:

Armónicos de orden par	:	4/n
Armónicos de orden 3	:	5
Armónicos de orden impar (≥ 5):		25/n

La tasa de armónicos es la relación, en %, entre el valor eficaz del armónico de orden n y el valor eficaz del fundamental.

CAPITULO 3

EXTINCIÓN DEL ARCO EN CORRIENTE ALTERNA

3.1 Conceptos generales.

Durante la ruptura de un aparato de corte de energía por el que circula una corriente, se comprueba la producción de una chispa o un arco entre las piezas en contacto. Si la potencia cortada es pequeña se obtiene una chispa; es decir, un destello o resplandor azulado extremadamente brillante que no daña a las piezas en contacto; pero si la potencia alcanza cierta importancia, se produce un arco en forma de llama de un color netamente diferente del de la chispa. Además, después de la ruptura, se observa que los contactos están desgastados en las zonas en las que se originó el arco.

El arco se manifiesta como una columna gaseosa incandescente y está constituido por un flujo, compuesto de electrones e iones que provocan temperaturas elevadas del orden de los 5.000°C. Dicho flujo constituye el núcleo del arco, y está rodeado por una envoltura cuya naturaleza, a causa de la elevada temperatura, puede ser muy diferente de la del medio inicial en la cual se desarrolló el arco.

Existen dos procedimientos para obtener la extinción de los arcos en corriente alterna:

- El primero consiste en aumentar la tensión de los bornes del arco, hasta que ésta sea suficiente para equilibrar las fuerzas electromotrices del circuito: lo que se hace es soplar el arco, alargándolo hasta que la longitud de éste es tan grande, que la tensión de restablecimiento resulta insuficiente para alimentarlo, siendo el disyuntor de soplado magnético el más utilizado.
- Para comprender mejor el segundo procedimiento de extinción de un arco de corriente alterna, recordemos que esta corriente pasa por un valor nulo en cada semiperiodo.

Si el disyuntor u otro aparato de corte, fuera capaz de separar sus contactos en el momento preciso del paso de la corriente por ese valor nulo y hacerlo con la velocidad suficiente, para que a causa de la separación de dichos contactos, la tensión de restablecimiento no pudiera encebar nuevamente el arco, el circuito quedaría interrumpido, sin calentamiento en los contactos de ruptura.

3.2 Efectos del arco eléctrico.

Sobre las personas:

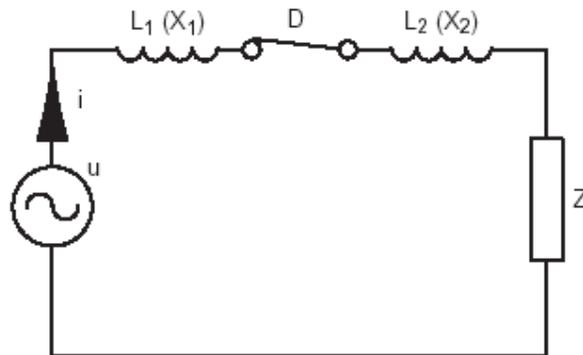
- Quemaduras.
- Conjuntivitis.

Sobre los aparatos:

Produce calor y, como consecuencia de esto calentamiento y oxidación del contacto, siendo el óxido mal conductor y ofreciendo gran resistencia del contacto que produce caída de tensión en los receptores. En el propio aparato produce pérdida de potencia importante, pérdida de elasticidad, disminuyéndose la presión del contacto y el consiguiente deterioro del interruptor, y deterioro de los aislantes con riesgo de cortocircuito y seguidamente el deterioro del interruptor.

3.3 Proceso de interrupción de una corriente alterna.

La corriente alterna en su variación en el tiempo, tiene un paso por cero cada medio período. Con una frecuencia de 50 Hz se produce un paso por cero cada 10 ms; o sea, cada semiperíodo. El interruptor aprovecha este paso natural por cero de la corriente, para evitar que ésta vuelva a establecerse. Si lo consigue, la corriente queda definitivamente interrumpida; si no lo consigue, deberá esperar al siguiente paso por cero para repetir el intento y sucesivos hasta conseguirlo.



Circuito monofásico básico

En la figura se representa un circuito monofásico simple o básico, con un interruptor D. “u” es la tensión de alimentación (sinusoidal, de frecuencia industrial), Z es la impedancia del receptor, L1 (X1) y L2 (X2) son las inductancias y reactancias de la línea. No se representan las capacitancias ni las resistencias que por el momento no se tienen en cuenta. Con el interruptor D en posición cerrado, no hay tensión o diferencia de tensión apreciable entre los contactos 1 y 2 del interruptor. La intensidad de paso es i.

Con el interruptor en posición abierto, entre los contactos 1 y 2 aparece la plena tensión del circuito. La intensidad es cero. Por tanto, al abrir el interruptor, la tensión entre sus contactos pasa de cero al pleno valor “u” del circuito. Esta tensión que aparece en los contactos, se denomina tensión de restablecimiento (TR).

Este paso de cero a la tensión de restablecimiento, se efectúa en un tiempo muy corto y a través de un período transitorio (recuérdese, la apertura del interruptor representa un cambio brusco en la configuración del circuito), que da lugar a la llamada “tensión transitoria de restablecimiento” (TTR).

Si los contactos iniciaran su separación en el preciso momento del paso por cero de la intensidad, y además lo hicieran con una velocidad tan elevada, que la tensión que aparece entre los mismos no pudiera vencer la rigidez dieléctrica de la distancia entre dichos contactos, la corriente no volvería a establecerse y el circuito quedaría interrumpido ya. Pero en la realidad esto no es así, porque la velocidad de crecimiento de la tensión de restablecimiento, más correctamente la transitoria de restablecimiento (TTR), es muy superior a la velocidad mecánica de separación de contactos, la cual tiene una limitación constructiva.

En efecto, en los interruptores de media y alta tensión, la velocidad de crecimiento de la TTR es del orden de entre 0,15 a 1 kV/ μ s, mientras que la velocidad de separación de contactos, puede ser de hasta 4 a 6 mm/s.

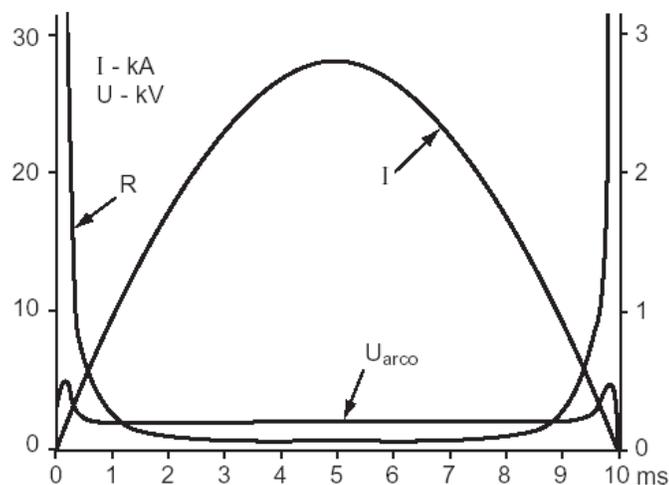
Así por ejemplo, para un interruptor en un circuito de 12 kV, con una velocidad de crecimiento de la TR de 0,33 kV/ μ s y velocidad de separación de contactos 4 m/s, se alcanza la plena tensión de 12 kV entre contactos al cabo de 36 μ s, cuando la separación de contactos es menor de 0,144 mm, pues la aceleración de esta velocidad mecánica no es infinita.

Esto representa para el medio aislante entre contactos (aire, aceite, SF6, vacío), una sollicitación dieléctrica del orden de 83 kV/mm, superior siempre a su tensión de perforación. Se produce siempre una perforación inicial del dieléctrico entre contactos; o sea, un arco eléctrico entre los mismos a través del cual se restablece el paso de la corriente.

Habrà ahora entre contactos una diferencia de tensión correspondiente a la caída de tensión en el arco. La conductividad del arco eléctrico aumenta con el grado de ionización del medio por el que se ha establecido. Es sabido que esta ionización aumenta a su vez con la temperatura y, por tanto, con la intensidad de la corriente del arco (efecto Joule). Por consiguiente, la corriente “ i ” del arco y la resistencia R del mismo, vienen a ser inversamente proporcionales, por lo cual la caída de tensión en el arco (iR) es aproximadamente constante a pesar de la variación sinusoidal de la corriente.

Tan sólo para los valores de la corriente pequeña, próxima a su paso por cero, la caída de tensión en el arco aumenta apreciablemente, dado que con poca corriente, el arco pierde temperatura y, por lo tanto, ionización y conductividad.

En la siguiente figura se refleja lo explicado:



El arco eléctrico

Se representan los valores de resistencia del arco, corriente y caída de tensión (tensión de arco) a lo largo de un semiperíodo de 10 ms (50 Hz). Al pasar la corriente por cero el arco se apaga y su trayecto se enfría, y por lo tanto, se

desioniza. En consecuencia, la rigidez dieléctrica del medio entre contactos aumenta rápidamente. Pero a su vez, aumenta la tensión entre contactos (TR). Se establece pues una especie de carrera, entre el crecimiento de la rigidez dieléctrica del medio (expresada como tensión de perforación) y el aumento de la tensión entre contactos.

Si esta carrera la gana la rigidez dieléctrica del medio; es decir, que su tensión de perforación se mantiene todo el tiempo por encima de la tensión entre contactos, el arco no vuelve a establecerse y la tensión entre contactos después de una oscilación transitoria TTR (amortiguada por la resistencia óhmica del circuito), alcanza su valor final TR. Esto se representa en la figura a:

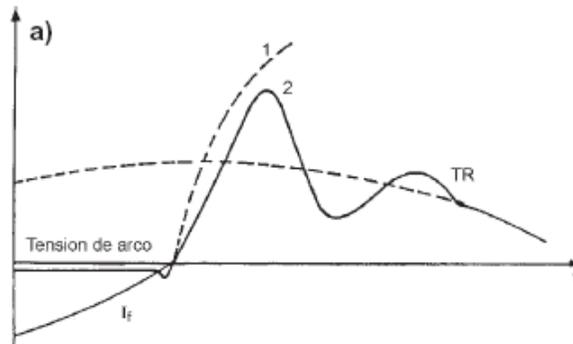


Figura a

Por el contrario, si en un momento dado la tensión entre contactos alcanza y supera el valor de la rigidez dieléctrica del medio entre dichos contactos, vuelve a perforarlo eléctricamente y se establece el arco nuevamente, el cual se mantendrá hasta el siguiente paso por cero de la corriente.

En las figuras b y c se representa este caso de nuevo encendido. En la figura b la tensión entre contactos alcanza a la rigidez dieléctrica (punto de corte de las curvas correspondientes) muy poco después del paso por cero de la corriente.

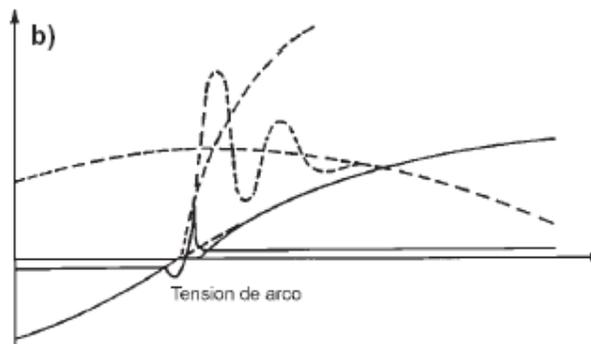


Figura b

En cambio, en la figura c, el corte entre ambas curvas y, por lo tanto, el nuevo encendido del arco, se ha demorado algunos milisegundos. Si esto se produce antes de los 5 ms (un cuarto de período a 50 Hz), se denomina reencendido. Si es después de los 5 ms, se le llama reacebado. En ambos casos, la corriente se restablece a través de una oscilación transitoria (representada en la figura) que puede dar lugar a fuertes sobretensiones peligrosas, no sólo para el propio interruptor, sino también para los aislamientos de los demás elementos del circuito.

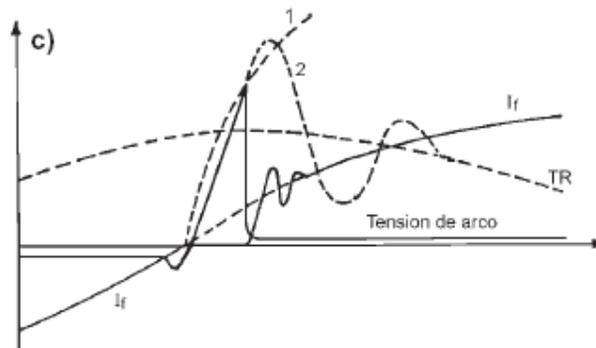


Figura c

Evidentemente, a cada nuevo paso por cero, la separación de contactos es mayor y por lo tanto, el arco que pueda restablecerse entre ellos tendrá una caída de tensión mayor (más longitud y por ello más resistencia del arco).

Es también evidente, que a cada nuevo paso por cero con separación de contactos cada vez mayor, será más difícil un nuevo encendido del arco, ya que la tensión de perforación del medio entre contactos aumenta con la distancia entre ellos. Por lo tanto, aún con un mismo grado de ionización (conductividad) del medio, la rigidez dieléctrica aumenta con la longitud del trayecto. En consecuencia, es cada vez más difícil que el aumento de la tensión entre contactos alcance al valor de la tensión de perforación.

En los interruptores actuales, el apagado definitivo se produce al cabo de dos o tres pasos por cero después de comenzar la separación de contactos.

En la figura d, se representa el caso de un apagado definitivo en el segundo paso por cero (t_3) después del inicio de apertura, de contactos (t_1), en un circuito totalmente inductivo; o sea, corriente atrasada 90° respecto a la tensión.

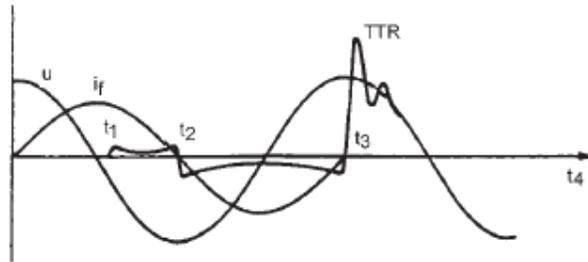


Figura d

Este caso de circuito totalmente inductivo, es el que se considera básicamente en el estudio de los procesos de apertura en los interruptores de media y alta tensión, pues según lo explicado corresponde a la situación de cortocircuito. Esta visión del proceso de interrupción como una carrera, entre el aumento de la rigidez dieléctrica y el incremento de la tensión entre contactos, es sólo una versión simplificada del fenómeno, el cual en realidad es más complejo.

En efecto, y según esta visión, parece como si los aumentos de la tensión entre contactos (TTR) por un lado y de la rigidez dieléctrica del medio por el otro, fueran dos fenómenos independientes, siendo el primero función de los parámetros del circuito (U , L , C y también R) y la segunda de las características del interruptor (velocidad de apertura, medio extintor, diseño constructivo, etc.).

En realidad existe una cierta influencia mutua, y por lo tanto, una cierta dependencia también mutua entre ambos. Efectivamente, cuando a un paso por cero de la corriente, el arco se apaga definitivamente, el medio entre contactos (plasma) se enfría y desioniza, pero no puede hacerlo en forma instantánea y, consecuentemente, conserva durante un cierto tiempo (fracción de ms) una ionización residual que es la causa de la llamada conductividad "Post-arco".

Al aparecer la tensión de restablecimiento entre contactos TTR, esta conductividad residual da lugar al paso de una corriente denominada corriente post-arco (duración varias decenas de microsegundos). Esta corriente aunque de pequeño valor, tiende a mantener caliente el medio entre contactos (efecto Joule) y, por lo tanto, a retrasar la recuperación de su rigidez dieléctrica.

Ahora bien, esta conductividad post-arco y la corriente post-arco que circula por ella, equivalen a haber intercalado una resistencia óhmica entre los contactos, la cual produce un efecto amortiguador sobre la tensión transitoria de

restablecimiento TTR, ya que esta tensión es de naturaleza oscilante. En consecuencia, la TTR resulta a su vez influenciada por el proceso de regeneración del medio dieléctrico entre contactos. Por otra parte, la tensión de restablecimiento que aparece entre contactos, crea un campo eléctrico entre los mismos.

Como el medio entre dichos contactos está aún parcialmente ionizado, este campo eléctrico influye y modifica la distribución iónica en dicho medio aún caliente, influyendo en su curva de recuperación de la rigidez dieléctrica. Evidentemente, el interruptor debe estar diseñado para favorecer el apagado del arco lo antes posible, pero siempre al paso natural por cero de la corriente.

Efectivamente, si el interruptor cortara el arco cuando estuviera circulando una cierta corriente i , esto equivaldría a una variación brusca de la intensidad que con la inductancia L del circuito (cables, líneas transformadores, etc.), produciría una sobretensión muy elevada y peligrosa para todos los elementos del circuito y el propio interruptor, pues:

$$e = - L \, di/dt$$

El interruptor debe conseguir que al paso por cero de la corriente, el arco no vuelva a encenderse, a base de regenerar lo más rápidamente posible la rigidez dieléctrica del medio entre contactos. Para ello, los recursos básicos, más o menos comunes en todos los tipos de interruptores, son una velocidad de separación de contactos, lo más elevada, que permita el diseño constructivo del interruptor y sus mecanismos.

En algunos tipos, por ejemplo en los interruptores de alta y muy alta tensión, se utiliza el recurso de dos o más puntos de apertura en serie (interruptores de cámaras múltiples), de forma que para una misma velocidad mecánica de los contactos, la velocidad de separación de contactos queda multiplicada por el número de puntos de apertura en serie. En media tensión, los actuales interruptores son casi todos de un solo punto de apertura (un contacto fijo y uno móvil). De modo que la desionización es lo más rápida y enérgica posible del medio entre contactos. Esta sustancia, que se denomina medio extintor del interruptor, dentro de la cual están los contactos, puede ser un líquido (por ejemplo, aceite), o un gas (SF₆, aire, aire comprimido), o el vacío (interruptores de vacío).

Esta desionización se obtiene fundamentalmente a base de enfriar lo más posible, el arco y el plasma de su trayecto. Por tanto, el medio extintor debe tener una elevada conductividad térmica (poder refrigerante), especialmente entre los 2000 a 4000° K, pues son las temperaturas en la periferia de la columna del arco por donde éste transmite calor al medio que le rodea.

Durante su permanencia (paso de corriente), el arco es enfriado en su periferia por el medio extintor que le roba calor, de forma que al apagarse al paso de la corriente por cero, la temperatura en el trayecto del arco sea ya lo más baja posible.

En los interruptores en aceite mineral, éste se gasifica y descompone parcialmente en la zona del arco por efecto de la temperatura de mismo, produciéndose hidrógeno libre. Este gas, el más ligero, posee una gran conductividad térmica y poder difusor en la masa de aceite líquido, por lo cual tiene unas notables condiciones como refrigerante del arco.

Otros medios extintores, además de un buen poder refrigerante, tienen unas propiedades directamente desionizantes. Es el caso del gas SF₆ (hexafluoruro de azufre), el cual por efecto del calor del arco, se disocia parcialmente dejando átomos de Fluor libres, los cuales absorben la mayor parte de los electrones libres del plasma reduciendo así su grado de ionización y por tanto su conductancia.

Tienen también propiedades anti-ionizantes, los llamados gases duros, los cuales por efecto del calor del arco, son emitidos por ciertas sustancias sólidas utilizadas en la construcción de cámaras de ruptura de ciertos tipos de interruptores. Desde luego, además de las propiedades antes explicadas, los medios extintores deben ser de naturaleza aislante; es decir, deben tener una rigidez dieléctrica lo más elevada posible.

3.3.1 Tensión transitoria de restablecimiento (TTR).

Según lo expuesto, la tensión transitoria de restablecimiento es la responsable de que el arco vuelva a encenderse después de un paso por cero de la corriente.

Conviene pues analizar un poco más sus características y naturaleza. Se trata de una oscilación transitoria motivada por las inductancias L y capacitancias C del circuito; por lo tanto, de corta duración y amortiguada por la resistencia óhmica también del circuito.

Puede ser una onda de una sola frecuencia o bien la resultante de dos o más ondas de diferente frecuencia. Esta frecuencia o frecuencias, vienen determinadas básicamente por las inductancias L y capacitancias C del circuito a ambos lados del interruptor, según el valor de la frecuencia propia:

$$f = 1 / \sqrt{L.C}$$

Las normas de interruptores (CEI, UNE, VDE), contemplan para tensiones de hasta 100 kV, una TTR nominal de forma simple que se define por dos parámetros (figura 1):

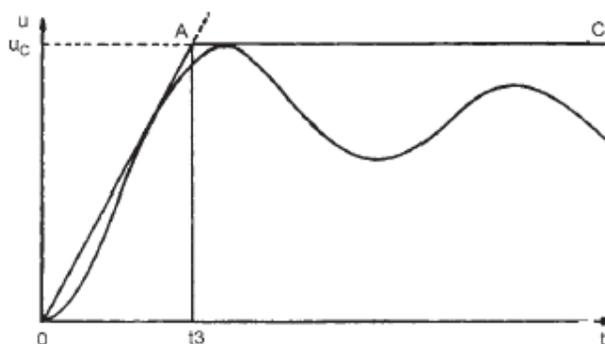


Figura 1

El valor máximo U_C , que corresponde al primer pico de la oscilación, y el tiempo t_3 en que se alcanza este valor máximo, el cual según dichas normas varía de 40 μs para 3,6 kV, hasta 216 μs para 100 kV. La relación entre valor máximo y tiempo U_C/t_3 , es la velocidad de crecimiento (VCTR) de la tensión transitoria de restablecimiento. Varía de 0,15 kV/ μs para 3,6 kV, hasta 0,79 kV/ μs para 100 kV; es la pendiente inicial de la onda, hasta su primer valor de cresta.

Esta velocidad de crecimiento de la tensión transitoria de restablecimiento, es un valor tan importante como su propio valor máximo U_C , en lo que se refiere a si alcanzará o no a la tensión de perforación del dieléctrico y, por tanto, si se producirá un nuevo semiperíodo de arco, o éste quedará definitivamente apagado.

3.4 Métodos de extinción del arco eléctrico.

3.4.1 Ruptura en el aire.

La técnica de la extinción del arco sin otro agente externo que el aire, es la más simple. Atendiendo a los medios utilizados para reforzar la acción de la desionización, se puede clasificar en:

- Ruptura brusca.
- Soplado autoneumático.
- Soplado magnético.

Ruptura brusca: Si se da a los contactos móviles del interruptor una elevada velocidad se reduce la ionización del aire, y por tanto, se incrementa la regeneración dieléctrica y el poder de corte del interruptor.

La velocidad de los contactos móviles debe ser independiente de la maniobra del operario que acciona el interruptor y generalmente dependen de la energía acumulada en unos resortes ó muelles. Se emplea en todas las gamas de tensiones combinado con otros métodos.

Soplado autoneumático: Esta técnica de ruptura se basa en el soplado de la zona del arco con el volumen de aire contenido en un cilindro, que es impulsado por un pistón ligado al mecanismo que acciona el sistema de los contactos móviles del interruptor.

Soplado magnético: Consiste en producir un rápido alargamiento del arco, por la acción de un campo magnético excitado por la propia corriente a cortar, que es canalizado hacia el interior de una cámara de extinción de material aislante y refractario.

En los interruptores de corriente alterna, el soplado magnético es nulo en el momento de extinguirse el arco (paso por cero de la corriente), no ejerciéndose en este instante acción electromagnética alguna sobre los iones y electrones presentes en la columna del arco. Esto limita la utilización de este tipo de aparatos en tensiones muy elevadas, empleados más bien en media tensión hasta 24KV y sobre todo en baja tensión.

3.4.2 Ruptura en aceite.

Consiste en la inmersión de los contactos bajo el aceite. Al separarse los contactos y producirse el arco, la muy alta temperatura de éste (6.000 a 8.000 °C) disocia al aceite liberando una gran cantidad de gases, formándose: hidrógeno (70%), metano (10%), etileno (20%) y carbón libre.

La polución del carbón hace disminuir el aislamiento dentro del polo del interruptor y ello exige que se tenga que hacer revisiones periódicas.

En la ruptura en aceite se pueden distinguir dos tipos:

- Gran volumen de aceite.
- Pequeño volumen de aceite.

Este método se utiliza en media, alta y muy alta tensión.

3.4.3 Ruptura en aire comprimido.

La rigidez dieléctrica del aire aumenta con la presión. La elevada rigidez del aire comprimido y la gran velocidad de desplazamiento son los dos valores que favorecen la rápida extinción del arco.

Es suficiente que la presión del aire a la entrada de corte sea 1,8 veces superior a la presión de salida, para que el aire alcance en la zona del arco la velocidad del sonido.

Se utiliza en media, alta y muy alta tensión. Presenta el inconveniente de que necesita muchos accesorios y en zonas pobladas no se pueden poner por el ruido tan grande que provoca.

3.4.4 Ruptura en hexafluoruro de azufre (SF₆).

El SF₆ a la temperatura ordinaria es un gas cinco veces más pesado que el aire, inodoro, incoloro, ininflamable y no tóxico. La rigidez dieléctrica del SF₆ a la presión atmosférica es el triple que la del aire.

Los productos de la descomposición del gas pueden atacar a los metales y aislantes especiales en presencia de humedad, para que esto no ocurra se introduce en el interior de las cámaras alúmina activada que absorben estos productos. Actualmente está aplicado y comercializado en toda la gama de tensiones desde 1 a 800KV.

3.5 Fenómenos eléctricos de acoplamiento.

La apertura o cierre de un aparato de corte en un sistema eléctrico de transporte o de distribución, está siempre acompañado por una modificación del estado eléctrico del sistema. Esta modificación de estado no es instantánea, sino que

comprende una serie de fenómenos transitorios en los circuitos afectados por la maniobra de acoplamiento, que a su vez provocan el paso de un estado a otro, teniendo gran importancia para la técnica de los aparatos de corte.

A continuación se muestran los principales casos de acoplamiento, agrupados de la siguiente manera:

- Según el desfase entre la corriente y la tensión.
- Según el orden de magnitud de la corriente que debe conectarse o desconectarse.

Entre los casos que se presentan en el funcionamiento de los disyuntores, tenemos:

- Cargas inductivas
- Cargas óhmicas e inductivas
- Cargas capacitivas
- Cortocircuitos en las proximidades del disyuntor
- Oposición de fases
- Defectos a tierra

Cargas inductivas: Se refiere a la desconexión de una carga inductiva. Trata de corrientes comprendidas entre algunos amperios y algunos centenares de amperios; por ejemplo, corrientes magnetizantes, de transformadores en vacío o cargados por reactancias. Puede conducir a sobretensiones de acoplamiento, sobre todo en el dominio de las corrientes menores de 100 amperios.

Estas sobretensiones, están provocadas por el corte de la corriente antes de su paso natural por cero. Un procedimiento aplicado desde hace tiempo consiste en prever un dispositivo de inserción de resistencias en paralelo sobre la distancia de corte del disyuntor.

Otra posibilidad consiste en el empleo de pararrayos. Estos permiten limitar a valores no peligrosos las sobretensiones producidas por las maniobras de acoplamiento.

Cargas óhmicas e inductivas: Conciernen al corte de un circuito de carga, simultáneamente óhmico e inductivo. Este es el caso más frecuente entre las maniobras de acoplamiento en las redes de alimentación de la energía eléctrica.

La corriente puede alcanzar cualquier valor hasta la corriente nominal del aparato de corte. También se trata del más sencillo de todos los casos, ya que no plantea exigencias particulares al aparato de corte y no existe el riesgo de que se produzcan sobretensiones peligrosas.

Cargas capacitivas: También se pueden producir sobretensiones en caso de corte de corrientes de carga capacitivas. La carga capacitiva puede ser, la de una línea o la de un cable en vacío, la de una batería de condensadores, etc.

Cortocircuito en las proximidades del disyuntor: Se refiere al cortocircuito clásico, a las corrientes de cortocircuito en los sistemas eléctricos, encontrándose el punto de defecto en las proximidades del aparato de corte. Como consecuencia, la tensión es prácticamente nula en el lado cortocircuitado del disyuntor, sobre todo en caso de cortocircuito metálico. Después de la extinción del arco por el disyuntor, la tensión que aparece está únicamente determinada por la tensión de restablecimiento, lado red.

Oposición de fases: Comprende, por ejemplo, a un falso acoplamiento en paralelo o en el acoplamiento de dos redes que no están en fase. En estos casos resultan conexiones y desconexiones en cortocircuito, con una tensión superior a la de servicio.

Defectos a tierra: Las maniobras de conexión y desconexión de corrientes de cortocircuito relacionadas a este tipo son las que se producen en caso de combinaciones de defectos a tierra que pueden conducir a fallas mencionadas en el caso de oposición de fases.

CAPITULO 4

CENTRALES ELÉCTRICAS.

4.1 Conceptos básicos.

Una central eléctrica es una instalación capaz de convertir la energía mecánica, obtenida mediante otras fuentes de energía primaria, en energía eléctrica.

En general, la energía mecánica procede de la transformación de la energía potencial del agua almacenada en un embalse; de la energía térmica suministrada al agua mediante la combustión del carbón, gas natural, fuel, o a través de la energía de fisión del uranio. Este tipo de centrales eléctricas son las llamadas convencionales.

Las centrales no convencionales son aquellas que transforman en energía eléctrica otras energías primarias; como la energía del viento, la diferencia de mareas, o la energía del sol a través de paneles, etc.

Para realizar la conversión de energía mecánica en eléctrica, se emplean unas máquinas denominadas generadores, que constan de dos piezas fundamentales: el estator y el rotor. La primera de ellas es una armadura metálica cubierta en su interior por unos hilos de cobre, que forman diversos circuitos. La segunda, el rotor, está en el interior del estator, y está formada en su parte interior por un eje, y en su parte más externa por unos circuitos, que se transforman en electroimanes cuando se les aplica una pequeña cantidad de corriente.

Cuando el rotor gira a gran velocidad, debido a la energía mecánica aplicada, se producen unas corrientes en los hilos de cobre del interior del estator. Estas corrientes proporcionan al generador la denominada fuerza electromotriz, capaz de proporcionar energía eléctrica a cualquier sistema conectado a él.

4.2 Aspectos importantes para tener en cuenta en el diseño de las centrales.

1.- El generador (o los generadores) de una central eléctrica no puede proyectarse para cubrir la potencia máxima de la central pues, en ese caso, la mayoría del tiempo trabajaría a carga reducida; es decir, con muy bajo rendimiento. Como consecuencia, la explotación de la central no resultaría provechosa.

Si la central es de pequeña potencia, lo que debe hacerse es disponer de un generador auxiliar (o grupo de generadores), que solamente se pone en marcha en las horas-punta; es decir, en las horas de máxima demanda de carga.

Si la central es de gran potencia, o si se trata de varias centrales cuya misión es, exclusivamente, cubrir las demandas de energía en las horas-punta.

2. Para establecer el proyecto de una central eléctrica, ha de tenerse muy en cuenta el tipo de demanda que habrá de cubrir la futura central; la distribución de los generadores en grupos o individualmente, y la potencia de estos grupos dependerá de las variaciones de carga previstas, con objeto de que la central trabaje al máximo rendimiento posible; es decir, en régimen económico de explotación.

4.3 Condiciones a satisfacer en el diseño.

En el diseño de la estación se deben satisfacer muchas condiciones, y en particular:

- Flexibilidad y confiabilidad, ligadas a la estructura de la red.
- Facilidades de mantenimiento, maniobra, circulación, evolución, ampliación.
- Correctas distancias, y particularmente aislación.
- Control de la inversión inicial, y costos de operación.

4.4 Características de carga de una central.

Vamos a definir algunos conceptos relacionados con la carga que puede suministrar una central eléctrica y con la demanda de energía de los consumidores. Estos conceptos son:

Potencia instalada: Es la suma total de las potencias nominales de todos los receptores de energía conectados a la red que alimenta la central. Se llama también carga instalada.

Factor de carga: Para tener una medida que indique la naturaleza de la carga instalada se introduce el denominado factor de carga, definido como la relación de potencia media a la potencia máxima de punta, es decir:

$$M = \text{Potencia media [kva]} / \text{Potencia máxima [kva]}$$

Para una central eléctrica resulta desfavorable que el factor de carga sea pequeño puesto que ello indica que, a pesar de tener que construirse la central eléctrica para potencia de punta $P_{\text{máx.}}$, no suministra más que un pequeño porcentaje de este valor de forma que la central eléctrica desaprovecha durante casi todo el día sus posibilidades, ya que la potencia de punta solamente se precisa durante breves periodos de tiempo. En la práctica pueden tomarse los siguientes valores:

Para pequeñas instalaciones y pueblos	$m=0,15$ a $0,2$
Para pequeñas ciudades	$m=0,2$ a $0,3$
Para centrales agrícolas	$m=0,3$ a $0,35$
Para grandes ciudades	$m=0,3$ a $0,4$
Para una provincia	$m=0,4$ a $0,45$
Para una región (varias provincias)	$m=0,45$ a $0,5$

Factor de demanda: Es la relación entre la demanda máxima de un sistema y la respectiva potencia instalada; es decir:

$$A = \text{Demanda máxima en [kva]} / \text{Potencia instalada en [kva]}$$

Generalmente esta relación oscila entre 0,2 para instalaciones de pequeñas potencias y de 0,5 para instalaciones de grandes potencias.

Factor de instalación: Está relacionado con el anterior ya que una central eléctrica determinada se proyecta para suministrar una demanda determinada. El factor de instalación es la relación entre la potencia total de la central y la potencia conectada a la red alimentada por dicha central, es decir:

$$B = \text{Potencia total de la central [kva]} / \text{Potencia instalada [kva]}$$

En la práctica el factor de instalación adopta los siguientes valores:

Pequeñas instalaciones hasta 5000 hab.	B = 0,2 a 0,3
Poblaciones hasta 20000 hab.	B = 0,3 a 0,35
Centrales agrícolas	B = 0,25 a 0,28
Grandes centrales	B = 0,4 a 0,5

A este factor también se lo conoce con el nombre de factor de simultaneidad.

Utilización anual: Es el número de horas anuales que debería trabajar la instalación a su plena carga, para que la energía producida fuese igual a la que la central eléctrica produce en un año, trabajando a carga variable. Esta cifra da una idea de la cantidad de horas que hubiera debido trabajar la central para suministrar esa energía. La utilización anual, se denomina también duración de aprovechamiento y en la práctica alcanza estos valores:

Para suministrar a pequeñas ciudades	de 1200 a 2000 hs
Para suministrar a grandes ciudades	de 2000 a 3500 hs
Para suministrar (regionales)	de 3500 a 5000 hs

Factores de utilización: Es la relación entre el número de horas de utilización anual y el número total de horas del año.

$$C = \text{Número de horas de utilización anual} / \text{Número de horas del año}$$

En la práctica para la determinación de la energía suministrada por una central eléctrica durante un año, podemos adoptar estos valores para el factor de utilización:

Suministros a pequeñas ciudades	c = 0,15 a 0,25
Suministros a grandes ciudades	c = 0,25 a 0,40
Suministros a grandes (regiones)	c = 0,40 a 0,50

Factor de reserva: No basta construir una central eléctrica para la máxima punta de potencia que aparezca durante el año. Un grupo de generadores puede quedar parado, por avería o por inspección. Por lo tanto hay que disponer de máquinas que sustituyan a las que han quedado fuera de servicio, lo que quiere decir que la potencia total de la central, ha de ser mayor que la población máxima para la que ha sido proyectada. Este hecho se expresa por medio del factor de reserva, que es la relación entre la potencia total de la central y la potencia máxima que ha de suministrar:

$$D = \text{Potencia total de la central [kva]} / \text{Potencia máxima de la central [kva]}$$

El factor de reserva es mayor que 1 y en la práctica alcanza estos valores:

Para pequeñas instalaciones (pueblos)	d = 1,3 a 4,6
Para poblaciones medias	d = 1,6 a 1,75
Para centrales agrícolas	d = 1,6 a 1,7
Para grandes ciudades	d = 1,8 a 2

4.5 Tipos de centrales eléctricas.

Según el servicio que haya de prestar las centrales eléctricas se pueden clasificar en:

- Centrales de base.
- Centrales de punta.
- Centrales de reserva.
- Centrales de socorro.
- Centrales de acumulación y bombeo.
- Centrales hidráulicas.

Centrales de base: Están destinadas a suministrar la mayor parte de la energía eléctrica, de forma continua. Estas centrales llamadas también centrales principales, son de gran potencia y utilizan generalmente como máquinas motrices las turbinas de vapor, turbinas de gas y turbinas hidráulicas.

Centrales de punta: Exclusivamente proyectadas para cubrir las demandas de energía eléctrica en las horas – punta; en dichas horas – punta, se ponen en marcha y trabajan en paralelo con la central principal. Si la central de base es de

pequeña potencia, se utilizan grupos electrógenos de los que maquina motriz es un motor de explosión; si la central de base es mayor, se utilizan generalmente pequeñas centrales con motor Diesel.

Centrales de reserva: Tienen por objeto sustituir total o parcialmente a las centrales hidráulicas de base en casos de escasez de agua o avería en algún elemento del sistema eléctrico.

Centrales de socorro: Tienen igual cometido que las centrales de reserva citadas anteriormente; pero la instalación del conjunto de aparatos y maquinas que constituyen la central de reserva, es fija, mientras que las centrales de socorro son móviles y pueden desplazarse al lugar donde sean necesarios sus servicios. Estas centrales son de pequeña potencia y generalmente accionadas por motores Diesel; se instalan en vagones de ferrocarril, o en barcos especialmente diseñados y acondicionados para esta misión.

Centrales de acumulación o de bombeo: Son siempre hidroeléctricas, se aprovecha el sobrante de potencia de una central hidroeléctrica en las horas de pequeña demanda, para elevar agua de un río o de un lago hasta un depósito, mediante bombas centrifugas accionadas por los alternadores de la central, que se utilizan como motores. En periodos de gran demanda de energía, los alternadores trabajan como generadores accionados por las turbinas que utilizan el agua previamente elevada anteriormente.

Centrales hidráulicas: Son instalaciones de generación, cuyo Kw/h es el más barato, son las de más alto rendimiento (90%), al ser sumamente cara la instalación son las de mayor vida útil (aprox. 50 años). Son regulables y de rápida puesta en marcha, y su tiempo de funcionamiento máximo es de 12 horas; esto obedece a que una vez que ha bajado el nivel del embalse deberá detenerse el mismo tiempo para restituirlo, cuando solo se usa el agua del embalse.

4.6 Componentes de la estación eléctrica.

En la estación eléctrica encontramos distintas construcciones, instalaciones y equipos con funciones particulares y características definidas. Entre los distintos equipos de una estación eléctrica, podemos citar alguna clasificación por su modo de funcionamiento en:

- Instalaciones y equipos de potencia o principales: Disyuntor o interruptor, seccionadores, transformadores de medición, descargadores, trampa de onda, transformadores de potencia.
- Instalaciones y equipos de control y auxiliares: comando, señalización, protecciones, servicios auxiliares, servicios esenciales.

Las características eléctricas principales de la estación y de sus equipos están relacionadas con los niveles de tensión y cortocircuito.

Los equipos de potencia, son adquiridos y se instalan en la estación, pero no son en general construidos especialmente para la estación en cuestión, se construyen bajo normas que imponen las características de interés y fijan los ensayos que las comprueban.

Las características de los distintos equipos en muchos casos son comunes, en consecuencia primero individualizaremos los equipos y luego, en modo comparativo, analizaremos sus características.

4.6.1 Características de los equipos.

Para definir un equipo es necesario determinar sus características funcionales ligadas básicamente a los parámetros tensión y corriente.

Analizaremos a continuación cada característica, primero independiente de los equipos a los cuales corresponde y luego particularizando las mismas a los equipos en cuestión y sus diferencias con otros.

Las características eléctricas de los equipos de potencia, que se comprueban con ensayos, están ligadas a su aislación, y su capacidad de transportar corrientes y sobrecorrientes.

1.- Características ligadas a la aislación:

- Entre partes en tensión y tierra.
- Sobre el seccionamiento.
- Tensión nominal.
- Tensión de ensayo de frecuencia industrial.
- Tensión de ensayo de maniobra.
- Tensión de impulso atmosférico.

2.- Características de transporte de corriente:

- Corriente nominal, permanente.
- Corriente de breve duración.
- Corriente de pico máximo.
- Poder de interrupción.
- Otras características, mecánicas, dimensionales, etc.

4.6.2 Número de polos de los equipos.

En las instalaciones trifásicas algunos de los aparatos que se instalan son tripolares (interruptores, seccionadores), otros en cambio son unipolares (Transformadores de medición, descargadores, trampa de onda, capacitor de acoplamiento, aisladores).

Este criterio se utiliza aún para el equipamiento de muy alta tensión donde también los aparatos tripolares están formados por tres polos completamente independientes.

Efectivamente al hablar de un interruptor o seccionador se los entiende como tripolares, mientras que un transformador de corriente, tensión, descargador etc. se entienden como aparatos unipolares.

4.7 Análisis de esquemas eléctricos y su conveniencia.

Para analizar la conveniencia de optar por un esquema, es necesario compararlo con otros y calificarlo. Una calificación es el costo, que interesa para determinar la inversión, otra está fijada por criterios de operación, mantenimiento, confiabilidad, etc.

En general se imponen exigencias técnicas. A continuación se examinan las distintas características, y se proponen formas de analizarlas con el objetivo de calificarlas.

El costo: Es difícil establecer el costo de una estación sin desarrollar completamente el proyecto a nivel de disposición de equipos, evaluación de obras, que permiten definir el costo. En el análisis del costo influyen el área ocupada, el tipo de materiales, los equipos.

Una parte importante del costo de los equipos es representado por los interruptores, cantidad, y corriente nominal en particular. Sin embargo el costo no está solo representado por los equipos, y las obras, instalación, aparecen además costos de operación y mantenimiento, y durante la fase del proyecto un costo llamado ingeniería.

Cuando se trata de controlar los costos, frecuentemente se los limita, el equipo mas barato, significa quizás costos de operación y mantenimiento mayores que se pagan durante la vida de la instalación, la construcción menos costosa puede producir efectos parecidos.

Análogamente, ahorrar costos de ingeniería, no estudiando temas que deberían profundizarse también puede significar mayores costos de la obra, o de los equipos, probablemente desproporcionados al ahorro de costos de ingeniería.

La economía debe hacerse con gran inteligencia, tratando de aprovechar la experiencia de obras similares, de lo contrario puede caerse en la paradoja de no mirar gastos con tal de ahorrar centavos.

Cantidad de interruptores: Los esquemas de simple juego de barras, doble, triple, los esquemas en anillo tienen un solo interruptor por salida.

En rigor los esquemas de doble juego de barras, o de barra principal y de transferencia, o simple barra partida, con interruptor, necesitan un interruptor más en la estación para acoplamiento. En esta comparación el esquema de interruptor y medio por salida es más costoso (presumiblemente 50%) y el esquema de doble interruptor, aun más.

Corriente nominal de los interruptores: Los esquemas de acople por barras requieren interruptores (y otros equipos) capaces de conducir la corriente de la línea. Los interruptores de paralelo de barras pueden requerir ser de mayor corriente nominal que los de línea.

Los esquemas con acople por interruptores requieren interruptores capaces de conducir la corriente de más líneas, en condiciones de emergencia la estación debe funcionar con solo algunos interruptores en servicio.

También el esquema de interruptor y medio en situaciones de emergencia requiere interruptores de corriente nominal mayor que la que corresponde a la línea. Es posible afirmar que los esquemas con acople por interruptores utilizan interruptores de mayor corriente nominal que los esquemas de acople por barras.

Número de interruptores a actuar frente a falla: Se pueden presentar fallas en distintos puntos de la red, fallas en las líneas, fallas en la estación. Cuando ocurre una falla en la línea ésta debe ser separada del sistema. Si las estaciones son con acople de barras, los dos interruptores en los extremos de la línea deberán actuar.

Si las estaciones son con acople por interruptores (estación en anillo) o con esquema de interruptor y medio, o doble interruptor, deben actuar dos interruptores en cada extremo, cuatro en total. Los esquemas de anillos múltiples requieren la apertura de más interruptores.

Las fallas de las líneas, son las más frecuentes, cuantos más interruptores deban abrirse frente a una falla, mayor es la probabilidad de que pueda presentarse un mal funcionamiento. Se considera más desfavorable la necesidad de abrir más interruptores. Esta necesidad complica el cableado en tal sentido.

Simplicidad de maniobras de operación: La intervención humana, a lo largo de la operación de la estación, es permanente.

El esquema debe prestarse a rápidos reflejos, la transmisión de órdenes verbales o escritas simples, y seguramente inteligibles. Las actuaciones en el tablero de comando, o al pie de los aparatos deben ser correctamente realizadas, se considera favorable la simplicidad. En muchos casos la exigencia de mayor seguridad se opone a la simplicidad, debe controlarse que la mayor seguridad sea efectiva, y no aparente.

Seguridad de operación: En caso de falla interna en la estación, falla en barras verdadera, o cuando la falla en una salida no es eliminada, (falla en barras falsa), la falla debe eliminarse rápidamente. Es importante que ésta falla sea eliminada con pocas acciones, se trata de desconectar pocas líneas o transformadores.

El esquema de acople por barras, en caso de falla en barras, conduce a la desconexión de todas las líneas. En cambio el esquema de interruptor y medio separa la barra en falla, sin deshacer el nodo.

La misma situación se presenta en el esquema de dos interruptores por salida cuando trabaja con todos los interruptores cerrados. Los esquemas en anillo no presentan tramos de barras, sólo hay fallas en líneas.

Flexibilidad de operación: Algunas redes requieren desacoplar la red en partes, este desacoplamiento es variable en el tiempo. Es necesario subdividir la red construyendo varios nodos adicionales.

Los esquemas de doble juego de barras, de tres juegos, permiten satisfacer ésta necesidad.

Los esquemas en anillo, de interruptor y medio, de barra única, en cambio no son flexibles, ya que no es posible dividir en más nodos la estación.

Posibilidad de modificar instalaciones existentes: A medida que transcurre el tiempo la evolución de la red obliga a cambios de estructura. Se presenta la necesidad de modificar la estación, ya convirtiéndola a una con características superiores, o reduciendo sus posibilidades.

Algunos esquemas (con adecuadas previsiones) permiten evolución, simple barra, doble barra, agregado de barra de transferencia. Otros esquemas son en cambio difíciles de modificar, interruptor y medio, anillo.

4.8 La continuidad del servicio eléctrico.

La alimentación con energía eléctrica exige una aceptable calidad del servicio. Uno de los factores que miden esta calidad es precisamente la continuidad del servicio. No pueden evitarse económicamente ciertas perturbaciones en el suministro que atentan contra la continuidad y en consecuencia debe buscarse reducir estas situaciones y restablecer el servicio en tiempos mínimos.

Es importante que las fallas sean limitadas en el área de influencia y en su duración. Las fallas implican en ciertos casos un lucro cesante, que es el factor que permite evaluar la conveniencia de utilizar dispositivos que mejoren la continuidad del servicio.

La rapidez de intervención ante una falla exige una rápida pre-localización, por lo que es conveniente que cada falla afecte áreas pequeñas, lógicamente debe existir una guardia que intervenga en tal caso, con el propósito de minimizar el tiempo de falla y lograr un rápido establecimiento del servicio.

4.8.1 Sistemas eléctricos formados por redes radiales.

Cuando la inversión debe ser mínima, los distintos puntos de la red en los que debe entregarse energía se unen entre sí con líneas formando una estructura arborescente. En cada caso se eligen las uniones de manera que se logre la mínima longitud total de la línea, en rigor el mínimo costo.

La estructura arborescente, utilizada en las líneas rurales, y en las líneas de baja tensión de poca importancia satisface los requerimientos de suministro, pero la protección exige complicaciones en la operación ya que deben ponerse protecciones selectivas en cada punto de ramificación.

Si se disminuyen los puntos en que se instalan protecciones se aumenta la dificultad de encontrar el punto en que se ha producido la falla, aumentándose también el área de influencia de la falla, con lo que se aumenta el costo de operación del sistema.

Para tener centralizadas las protecciones, simplificando al máximo la operación, la forma que debe adoptar la red es llegando a cada usuario desde un único centro alimentador.

Este criterio es normalmente utilizado para el diseño de redes industriales de baja tensión, en las cuales la falla del cable deja al usuario (motor) sin alimentación. Cada falla solo afecta un usuario, todas las protecciones están centralizadas.

Esta forma de alimentación es particularmente interesante cuando el valor de las cargas es relativamente importante y la tensión de alimentación es relativamente baja, por lo que no hay ventajas en construir una red de distribución de tipo arborescente.

4.8.2 Puesta en paralelo de la red "BANKING".

La red puede ser puesta en paralelo tanto en media tensión como en baja tensión. Esta forma de conexión es denominada "Banking". La línea de media tensión alimenta a los primarios de todos los transformadores que están en paralelo a través de la distribución secundaria. La distribución secundaria puede ser en línea, en anillo, o en red (mallada).

Una distribución en anillo secundario, con un sistema en anillo primario permite la realización de excelentes características de operación sin la complejidad que implica la malla secundaria.

Cuando se produce una falla en un tramo de la distribución de baja tensión, se separa el tramo de cable y el anillo secundario se transforma en un banking en línea.

La falla de un transformador implica su salida de servicio, y la carga que le corresponde es tomada por los restantes transformadores de la red que deben tener potencias comparables (no inferiores al 60 % del mayor).

Una falla en media tensión exige transferir todos los transformadores a otro alimentador. Las ventajas de este sistema sobre el sistema radial son:

- Menores variaciones de tensión.
- Menores caídas de tensión en las ramas.
- Posibilidad de incrementos de cargas.
- Repartición de sobrecargas.
- Mejor utilización de la potencia instalada.

Las verificaciones que deben hacerse al concebir un proyecto de este tipo son particularmente las que se refieren a repartición de la carga.

- En condición normal.
- Por pérdida de un transformador.
- Por pérdida de un cable.

Un sistema de protección particularmente interesante en la baja tensión es con interruptores especiales con relé térmico "lento" y "rápido". Por el térmico "lento" circula la corriente que entrega el transformador; este relé actúa sobre el interruptor de un cable. El otro cable está protegido por un relé "rápido" y el correspondiente interruptor.

La selectividad de las protecciones se debe lograr para fallas en cualquier punto del cable entre dos transformadores. Dicha selectividad se logra tanto por diferencia entre los valores de corriente en juego en cada relé, como por los distintos tiempos de actuación.

Para una falla del lado del relé rápido, éste, por el que circula más corriente que en el lento, deberá actuar primero. Cuando en cambio la falla está del lado contrario, la mayor corriente aportada por el transformador deberá producir la actuación más rápida del relé "lento".

De esto se deduce que los cables del anillo deberán tener una impedancia suficiente para reducir la corriente aportada por los cables a una fracción de la que corresponde al relé "lento".

Las fallas del transformador deben producir la actuación de ambos interruptores por máxima corriente; también el detector de temperatura del transformador debe producir la apertura de ambos interruptores.

Del lado de media tensión es suficiente proteger con fusibles. Este esquema de red también se realiza con fusibles de baja tensión, pero en este caso la protección no puede ser tan sofisticada.

4.9 Estudios de corrientes normales y de falla.

Los estudios de flujos de carga definen corrientes térmicas permanentes en las distintas líneas y en los distintos componentes de la estación.

Las condiciones a estudiar son las normales y las de emergencia. Los estados de carga deben tener en cuenta sobrecargas admisibles de los equipos más importantes. Lógicamente estos estudios deben hacerse para las condiciones de funcionamiento actuales y futuras, obteniéndose finalmente la máxima corriente que afecta cada elemento de la instalación.

Otra de las utilidades de estos estudios es la verificación del rango de regulación de los transformadores, que debe ser suficiente para el punto en cuestión, y uniforme entre todos los transformadores del sistema.

Los estudios de cortocircuito, en distintos puntos y en distintas condiciones de la red, definen las corrientes de falla, que en definitiva afectan a cada componente, y también para este caso hay que individualizar el valor máximo.

Los estudios pueden sugerir la adopción de ciertas soluciones, o de cierta configuración de red, tratándose de limitar corrientes de falla o canalizar los flujos de potencia.

A quien trabaja en el diseño de la estación solo interesan ciertos resultados de los estudios, que definen características de los componentes de la estación, aparatos, barras, aisladores, conexiones, entre otros

4.9.1 Los niveles de cortocircuito.

En países donde se presentan niveles de cortocircuito elevados se trata de limitar la corriente de cortocircuito monofásico, de manera que al menos no supere la trifásica, para esto la reactancia de secuencia cero debe ser mayor que la directa.

La definición de corrientes térmicas normales y de corrientes de falla permite fijar valores que definen características principales del equipamiento y soluciones constructivas aceptables.

Los equipos deben seleccionarse entre los que existen en el mercado; disminuir prestaciones por debajo de las normales no ofrece ventajas económicas y disminuye el nivel de las garantías técnicas.

Por otra parte prestaciones exageradas llevan a soluciones con muy pocos aparatos posibles, que además serán probablemente poco difundidos, o de diseño viejo.

4.9.2 Relación entre corrientes.

Entre las corrientes normales y las corrientes de cortocircuito debe haber cierta relación. La máxima diferencia lógica es de 5 a 100; fuera de este campo casi podría decirse que la solución acarreará problemas.

Los transformadores de corriente deben funcionar correctamente en condiciones normales y frente a sobrecorrientes máximas de falla. Cuando las corrientes de falla son menores los requerimientos de mantenimiento serán en general menores.

4.9.3 Características en función de la tensión nominal.

La tensión nominal (U_n) de un componente de un sistema, es el valor de tensión con el cual se lo denomina y al cual se refieren algunas de sus características. En general, la tensión nominal de un componente de un sistema corresponde al límite superior de la más alta tensión del sistema para la cual el aparato está previsto.

Se debe verificar que la tensión que se presenta en la red sea siempre inferior a la tensión nominal de los aparatos. Esta referencia se hace, no para situaciones de breve duración (Transitorias, Sobretensiones), sino para las condiciones de funcionamiento normal (permanente) de la instalación.

Para los componentes de los sistemas trifásicos, en general, la tensión (U_n) coincide con la máxima tensión de línea (tensión compuesta) y caracteriza la dimensión de los aisladores.

Para el caso particular de los descargadores, que se conectan entre fase y tierra, su tensión nominal se elige en función de los máximos valores que puede alcanzar la tensión de fase. Esta situación debe ser estudiada también frente a estados transitorios que se presentan en la red. Cuando se produce una falla en un punto de la red, las fases sanas pueden tomar valores de tensión de fase elevada en función al grado de puesta a tierra que existe en el punto donde está instalado el equipo.

4.9.3.1 Factor de puesta a tierra.

El factor de puesta a tierra es la mayor relación que se tiene entre la tensión en las fases sanas y la tensión sin falla, para una falla en un punto dado de la red.

Para determinar este factor se deben poner en cortocircuito monofásico a tierra una fase y determinar las tensiones en las fases sanas.

Para un sistema conectado sólidamente a tierra este factor debería ser 1, en un sistema aislado sin resonancias entre capacitancias de líneas y respectivas reactancias este factor es 1.73; en general, en los sistemas reales se considera que este factor asume valores intermedios.

Se dice que un sistema tiene neutro a tierra cuando el factor de puesta a tierra está comprendido entre 1 y 1.4.

4.9.3.2 Nivel de aislamiento nominal.

Con el nivel de aislación nominal se definen las tensiones de ensayo a frecuencia industrial durante un (1) minuto, y a impulso atmosférico que determinan las características de aislación del equipo.

Para tensiones altas, según recomendaciones de las normas, por encima de los 72,5 kV, el nivel de aislación se debe elegir teniendo en cuenta el grado de puesta a tierra. Para tensiones desde 300 kV se definen tensiones de ensayo de impulsos de maniobra y de impulso atmosférico para determinar las características del aislamiento.

Si está asegurada la condición de puesta a tierra se pueden elegir valores menores, que corresponden a equipos con aislación reducida, lo que implica una economía.

4.9.4 Características en función de la corriente.

Estas son características exclusivas de los aparatos que conducen la corriente. En consecuencia quedan excluidos los transformadores de tensión, capacitores de acoplamiento, aisladores, etc.

Corriente nominal (I_n): Corriente nominal en servicio continuo es el valor eficaz de la corriente que el aparato está en condiciones de conducir en forma permanente, a la frecuencia nominal, manteniendo las temperaturas de sus diferentes partes, dentro de valores especificados.

Como es lógico, en estas condiciones no deben producirse deterioros ni envejecimientos acelerados, tanto para las partes conductoras como para las aislantes. Los seccionadores de puesta a tierra, cuya función no es conducir corrientes permanentes, no poseen esta característica.

Corriente de interrupción: Es la que se presenta en un polo de interruptor en el instante de inicio del arco, durante una operación de apertura.

Son de interés distintos tipos de interrupciones, algunas en condiciones normalizadas, y otras sujetas a acuerdo especial:

- 1.- Interrupción de cortocircuito en bornes.
- 2.- Interrupción de falla en línea.
- 3.- Interrupción en discordancia de fase.
- 4.- Interrupción de líneas en vacío, y cables en vacío.
- 5.- Interrupción de baterías únicas de capacitores.
- 6.- Interrupción de corrientes magnetizantes y pequeñas corrientes inductivas.
- 7.- Interrupción de baterías múltiples de capacitores.
- 8.- Interrupción de falla secundaria de transformadores.

Las normas indican que deben ser objeto de especial acuerdo entre constructor y usuario las siguientes aplicaciones:

- a) Interruptores conectados a generadores.
- b) Interruptores conectados a transformadores, que aportan más del 50% de la corriente correspondiente al poder de interrupción del interruptor.
- c) Interruptores próximos a reactores serie.

d) Interruptores para baterías múltiples de capacitores.

Poder de cierre o establecimiento: Es el máximo valor de cresta de la corriente que un interruptor puede establecer con una tensión especificada, y en condiciones de uso y comportamiento establecidas.

Ciertos tipos de seccionadores de puesta a tierra deben satisfacer este requerimiento, cuando se presenta la posibilidad de cerrarlos sobre una falla.

Esta condición exige en particular, que el comando del seccionador y su mecanismo de accionamiento sean particularmente rápidos, a semejanza de un interruptor.

Tiempos y modos de operación: Los interruptores operan en modo trifásico y para ciertas aplicaciones se requiere la posibilidad de operación monofásica.

La secuencia de maniobras indica la sucesión de maniobras que el interruptor debe poder ejecutar. Son características importantes el tiempo de cierre, y el tiempo total de interrupción.

El tiempo de cierre se mide desde la orden impartida hasta el efectivo cierre de los contactos principales. El tiempo total de interrupción cubre el tiempo de apertura desde que se imparte la orden hasta el inicio de separación de los contactos de arco de todos los polos, y la duración del arco desde la iniciación del primer arco hasta la extinción del último arco.

Corriente de breve duración admisible: Es la que un aparato puede soportar por un breve lapso, del orden de segundos y se indica por su valor eficaz. Este tiempo se lo denomina máxima duración del cortocircuito.

La sollicitación correspondiente es de característica térmica respondiendo a una evolución adiabática, donde todo el calor generado es acumulado por las masas metálicas conductoras.

Corriente de cresta admisible: Es el pico máximo de corriente (I_s) que un aparato puede soportar.

Capacidad térmica: También esta es una característica que poseen exclusivamente los descargadores, y está representada por la energía (corriente, tiempo) que son capaces de drenar.

4.9.5 Impacto ambiental de los sistemas eléctricos.

Como toda actividad humana, la generación y transporte de energía eléctrica produce una serie de impactos ambientales. Los impactos producidos en el proceso de generación son altamente específicos de la fuente de energía utilizada: hidráulica, nuclear, térmica... Sin embargo, las líneas de transporte producen unos tipos definidos de impacto, con independencia del origen de la energía eléctrica transportada. Así, cabe destacar el impacto producido sobre la fauna, y en concreto las aves, que sufren electrocución al posarse en los apoyos de los postes, especialmente los de distribución, ya que en estos los conductores están más juntos entre sí y respecto de la estructura de apoyo, y las cadenas de aisladores son más cortas, lo que provoca que sea relativamente fácil que un ave posada en el poste toque un conductor y se produzca la electrocución.

En el caso de las líneas de transporte, los accidentes por electrocución son raros, afectando sólo a grandes aves que pueden tocar a un tiempo dos conductores o un conductor y el apoyo. La clase de accidente más común en este tipo de líneas es la colisión con los cables, sobre todo con el de tierra, más fino y situado por encima del resto.

El mayor riesgo para la vegetación en una línea en servicio es el de incendio por caída de un cable en caso de accidente, como la caída de un rayo. En cualquier caso, las compañías eléctricas son cada vez más sensibles a estos problemas, por lo que están actuando en zonas especialmente afectadas y considerando estos riesgos en líneas de nueva construcción.

CAPITULO 5

PERTURBACIONES EN LAS CENTRALES Y REDES ELÉCTRICAS.

5.1 Causas y alteraciones de las perturbaciones.

El diseño de subestaciones, centros de transformación, centros de distribución, etc, se lo realiza con el afán de que las instalaciones funcionen correctamente todo el tiempo. Sin embargo, a veces esto no ocurre, y el sistema debe estar preparado para afrontarlo. Numerosas causas pueden provocar fallos en el sistema, tales como:

Causas climáticas: Un rayo puede caer en una torre de alta tensión, una subestación de transformación puede inundarse, el viento puede acercar dos conductores produciendo descargas eléctricas, etc.

Envejecimiento de los equipos: El aislante de los conductores disminuye su eficiencia con los años, sucesivos ciclos de calentamientos y enfriamientos varían las propiedades dieléctricas de los materiales, las partes metálicas se corroen, etc.

Otras causas: Mala operación de los equipos, acción de animales, roturas por obras de otras empresas, etc.

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

Existen muchas causas que pueden perturbar el servicio normal de los generadores, transformadores, barras y redes eléctricas:

- 1) Perforaciones en los aislantes de máquinas y cables, producidas por el inevitable envejecimiento.
- 2) Influencias exteriores: tales como descargas atmosféricas, sobretensiones, rebote de los conductores bruscamente liberados de su carga de escarcha o de hielo.

- 3) Influencias de animales, por ejemplo: roedores que dañan los cables, gatos que producen cortocircuitos entre barras, pájaros que producen cortocircuitos en las líneas aéreas, etc.
- 4) Corrosión de los cables que atraviesan suelos de naturaleza agresiva; es decir, que contienen ácidos o sales ácidas.
- 5) Destrucciones mecánicas por agarrotamiento o por embalamiento de máquinas, por caída de árboles en las líneas aéreas o destrucción de los cables subterráneos por trabajos en el terreno.
- 6) Sobrecargas térmicas, especialmente en los cables subterráneos.
- 7) Factores humanos, tales como la apertura de seccionadores bajo carga, falsas maniobras en las máquinas, falsas sincronizaciones etc.
- 8) Exceso de carga conectada a la línea, por lo que los generadores y transformadores han de trabajar en condiciones muy apuradas.
- 9) Ruptura de un conductor con o sin puesta a tierra.
- 10) Puestas a tierra intempestivas, producidas por la humedad del terreno.
- 11) Tiempo demasiado largo de detección del defecto a cargo de los relés de protección.
- 12) Desconexión de líneas muy cargadas

La sola enumeración de estas probables causas indica, por sí misma, la importancia que debe darse a una protección eficaz de las líneas y redes eléctricas, generadores, transformadores, etc.

Independientemente de la causa que provoca el fallo, si el desperfecto es relativamente importante provocará situaciones anormales en la operación.

Entonces, los fallos en el sistema serán observables como perturbaciones (más o menos bruscas) de los valores medidos en situaciones normales de operación. Los valores habitualmente controlados en un sistema eléctrico son: tensión, corriente, potencia y frecuencia.

Así, podrán ser detectadas las siguientes alteraciones:

- 1.- Perturbaciones en los valores de tensión.
- 2.- Perturbaciones en los valores de corriente.
- 3.- Perturbaciones en los valores de potencia.
- 4.- Perturbaciones en los valores de frecuencia.

5.1.1 Perturbaciones en los valores de tensión.

Los equipos eléctricos son construidos para actuar con determinados niveles de tensión. Por consiguiente, la banda permitida de variación en el módulo de la tensión es muy acotada. La legislación específica que son aceptadas, en general, variaciones máximas de $\pm 5\%$ en el valor nominal del nivel de tensión. Valores por encima o debajo de esa banda pueden ocasionar daños en el equipamiento.

Subtensiones (valores del módulo de tensión inferiores al mínimo permitido de variación), cuando leves, pueden provocar disminución de la vida útil y pérdida de eficiencia en los equipos. Subtensiones muy inferiores al nivel nominal de tensión pueden provocar hasta la falla total permanente del equipo eléctrico conectado a la red.

Un motor, como ejemplo, requiere para comenzar a girar una corriente de arranque bastante superior (entre 5 y 8 veces) a la corriente normal de actuación. Cuando el motor intenta arrancar a una tensión inferior a la nominal, la corriente de arranque puede ser varias veces superior a la normal de actuación, pudiendo provocar hasta la quema del motor si no actúan los equipos de protección.

Las sobretensiones (valores del módulo de tensión superiores al máximo permitido de variación), también pueden provocar daños en los equipos eléctricos. Como ejemplo, una bombilla trabajando a una tensión levemente superior al rango de actuación, disminuye su vida útil en forma acentuada. Si la sobretensión es mayor, el aumento de corriente asociado puede llevar a la quema de la bombilla.

5.1.2 Perturbaciones en los valores de corriente.

Tres tipos de perturbaciones pueden ser asociadas a los valores de corriente: sobrecorrientes, cortocircuitos e inversión del sentido de la corriente.

Sobrecorrientes: Son corrientes eléctricas levemente superiores a la nominal (hasta 1.5 veces la corriente nominal, aproximadamente) que se mantienen por tiempos relativamente largos. En general, los equipos eléctricos están diseñados para soportar valores de corriente un poco superiores a los nominales, por lo que las sobrecorrientes no producen generalmente la destrucción del equipo. Sin embargo, los equipos que trabajan durante períodos prolongados en situaciones cercanas a sus límites de operación sufren disminuciones apreciables en su vida útil, ocasionando costos y aumentos en la tasa de fallo. Por consiguiente, esta situación debe evitarse siempre que sea posible.

Cortocircuitos: Desde el punto de vista eléctrico, cortocircuito es la conexión accidental o intencionada, mediante una resistencia o impedancia relativamente baja, de dos o más puntos de un circuito que están normalmente a tensiones diferentes. Un cortocircuito origina aumentos bruscos en las corrientes circulantes en una instalación, pudiendo dañar al equipamiento eléctrico, equipos cercanos a la instalación y hasta personas no adecuadamente protegidas.

Algunos de los incidentes más graves en la instalación eléctrica pueden ser representados por cortocircuitos: la caída de un rayo en una línea de transmisión, el incendio de un transformador, la inundación de una subestación, etc. Dada la gravedad de un cortocircuito, un análisis sistemático de este tipo de perturbaciones será realizado más adelante, con el objetivo de detectar y proteger a la instalación de los posibles daños asociados a los cortocircuitos.

Inversión del sentido de la corriente: En determinadas líneas del circuito, puede conocerse que el sentido de la corriente eléctrica en operación normal debe ser invariable. Por ejemplo, la corriente de un generador eléctrico debe ser siempre saliente del mismo, pues entrega potencia al sistema. Cuando la dirección de la corriente no es la que se prevé, estamos ante una perturbación en el sentido de la corriente.

5.1.3 Perturbaciones en los valores de potencia.

En el sistema eléctrico, instante a instante, deben mantenerse los balances de potencia activa y reactiva. Como no es aún posible almacenar energía eléctrica en grandes cantidades, el total de las potencias activa y reactiva consumidas deben ser producidas en casi el mismo momento del consumo. El sistema está preparado para absorber y controlar variaciones en la demanda (debidas a la aleatoriedad del consumo) y en la generación o transmisión (ocasionadas por posibles fallas de equipos), dentro de ciertos límites.

Sin embargo, grandes desbalances entre las potencias producidas y consumidas indican posibles desperfectos graves en el sistema de generación y transmisión de energía eléctrica, que pueden llevar al corte de suministro en regiones o (mas grave aún) en el total de la red.

Así, el balance entre la producción y consumo de energía está continuamente vigilado y controlado, a fin de detectar posibles perturbaciones.

5.1.4 Perturbaciones en los valores de frecuencia.

En el párrafo anterior se señaló que no hay forma de almacenar energía eléctrica en grandes cantidades. Sin embargo, el sistema eléctrico almacena energía mecánica en la masa girante de las máquinas que lo componen. Simplificando el concepto, la masa girante en el sistema funciona como una reserva de energía, que puede extraerse cuando necesario para satisfacer el balance de potencia activa.

Así, cuando se presenta una demanda no esperada en el sistema, la masa girante se desacelera entregando parte de su energía cinética al sistema eléctrico. Al desacelerarse, disminuye consecuentemente la frecuencia del sistema eléctrico. Lo contrario ocurre para una disminución no esperada de la demanda, que puede llevar a una aceleración de las masas girantes y un aumento de la frecuencia del sistema. La masa girante presente en el sistema es muy elevada, por lo que las variaciones en la frecuencia no deben ser proporcionalmente importantes.

Sin embargo, la relación entre la frecuencia del sistema y el balance de potencia activa lleva a una vigilancia estrecha de los valores de frecuencia, que permite detectar desbalances importantes entre la generación y demanda de energía.

5.2 Tipos de Perturbaciones en las redes eléctricas.

Las características ideales (amplitud, forma, frecuencia y simetría) de la onda de tensión producida por las centrales generadoras pueden verse alteradas por diversas causas. Estas desviaciones de alguno de los parámetros de la onda sinusoidal ideal se conocen como perturbaciones.

Las perturbaciones pueden ser generadas por varias causas, una de las cuales es la conexión a la red de energía eléctrica de ciertos tipos de cargas (cargas perturbadoras) de posible utilización por los clientes de la empresa.

Las principales perturbaciones son:

- 1) Huecos de Tensión.
- 2) Sobretensión temporaria.
- 3) Sobretensión transitoria.
- 4) Subtensión.

- 5) Fluctuaciones de Tensión (Flickers).
- 6) Armónicos.
- 7) Desequilibrios de tensión.

1.- Huecos de tensión.

Un hueco de tensión es una súbita reducción de la tensión de alimentación a un valor entre un 90% y un 1% de la tensión nominal U_n , seguida de una recuperación luego de un período corto de tiempo. Convencionalmente la duración de un hueco de tensión es entre 10 ms y 1 minuto. La profundidad de un hueco de tensión se define como la diferencia entre el valor RMS mínimo durante el hueco y la tensión nominal. Cambios de tensión que no reducen la tensión de alimentación a menos del 90 % de la tensión nominal U_n no se consideran como huecos.

2.- Sobretensión temporaria.

Una sobretensión temporaria es una sobretensión, en algún punto, de relativamente larga duración, a la frecuencia es de 50 Hz.

Nota: Sobretensiones temporarias usualmente se originan por cierre o apertura de interruptores, o fallas (por ejemplo, reducción súbita de carga, fallas asimétricas o conexión de cargas no lineales).

3.- Sobretensión transitoria.

Es una sobretensión de corta duración, oscilatoria o no, usualmente altamente amortiguada, y con una duración de algunos milisegundos.

Nota: Sobretensiones transitorias son causadas usualmente por rayos, conmutación u operación de fusibles. El tiempo de establecimiento de una sobretensión transitoria puede variar desde menos de un microsegundo hasta algunos milisegundos.

4.- Subtensión.

Es un descenso del valor eficaz de la tensión por debajo del valor especificado en las Normas de Niveles de Tensión.

5.- Fluctuaciones de tensión (Flickers).

Las fluctuaciones de tensión pueden causar cambios de luminancia de lámparas incandescentes, las cuales pueden crear el fenómeno visual llamado flicker

(parpadeo). Por encima de cierto umbral el flicker se vuelve perceptible. Dicha percepción crece muy rápidamente con la amplitud de la fluctuación. A ciertas frecuencias del fenómeno aún muy pequeñas amplitudes pueden ser percibidas.

6.- Armónicos.

Armónicos de Tensión: Es una tensión sinusoidal de frecuencia igual a un múltiplo entero de la frecuencia fundamental (50 Hz) de la tensión de suministro.

Las tensiones armónicas pueden ser evaluadas:

- A) Individualmente, por su amplitud relativa, u_h , relacionada a la tensión de la componente fundamental U_1 , donde h es el orden del armónico.
- B) Globalmente, por ejemplo mediante el cálculo de la distorsión armónica total, mediante la siguiente expresión:

$$THD = \sqrt{\sum_{h=1}^{40} u_h^2}$$

THD: Tasa de distorsión armónica total.

Nota: Los armónicos de la tensión de suministro son causados principalmente por cargas no lineales pertenecientes a los clientes, conectadas a cualquier nivel de tensión.

Armónicos de Corriente: Es una corriente sinusoidal de frecuencia igual a un múltiplo entero de la frecuencia fundamental (50 Hz). Armónicos de corriente que fluyen a través de la impedancia del sistema dan lugar a armónicos de tensión. Los armónicos de corriente y las impedancias del sistema, y en consecuencia los armónicos de tensión en los terminales de suministro son variables en el tiempo.

7.- Desequilibrios de tensión.

En un sistema trifásico, es una condición en la cual los valores eficaces de las tensiones de fase o los ángulos entre fases consecutivas no son iguales.

5.2.1 Cargas Perturbadoras.

Pueden ser cargas perturbadoras las siguientes:

- 1) Grandes cargas con elevada frecuencia de conexión y desconexión.
- 2) Hornos de arco y de punto.
- 3) Soldadura por arco eléctrico.
- 4) Grandes motores de cargas variables.
- 5) Molinos de trituración.
- 6) Conmutación frecuente de los escalones de compensación de potencia reactiva.
- 7) Equipos de electrónica de potencia:
 - a) Rectificadores controlados.
 - b) Variadores de frecuencia.
 - c) Convertidores en general.
- 8) Reguladores electrónicos de cargas.
- 9) Equipos ferromagnéticos saturados.

5.2.2 Equipos Sensibles.

De forma general entre los equipos especialmente sensibles a las perturbaciones eléctricas conducidas de cualquier tipo se encuentran:

- Dispositivos electrónicos de potencia: convertidores de frecuencia, rectificadores para motores de continua.
- Circuitos electrónicos de control.
- Circuitos de medida eléctricos o electrónicos.
- Protecciones.
- Circuitos de mando y control, que tengan relés o contactores.
- Sensores.
- Lámparas de descarga.
- Equipamiento informático.

Además las perturbaciones que llevan asociado un incremento de la corriente o un aumento del valor de la tensión, provocan calentamientos que redundan en una reducción de la vida útil de otros equipos más robustos como:

- Transformadores y máquinas giratorias.
- Lámparas incandescentes.

- Baterías de condensadores.
- Fuentes de alimentación a circuitos de control.

5.2.3 Diseño e instalación.

La implantación de medidas de prevención y corrección de los efectos de las perturbaciones debe alcanzar las diferentes actividades del diseño, instalación y operación de las instalaciones. Entre estas tenemos:

- 1) Alimentación eléctrica separada de los circuitos de control y los circuitos de potencia.
- 2) Alimentación a los circuitos de control con fuentes de muy alta calidad:
 - a) Corriente Continua con condensadores o baterías tampón.
 - b) Corriente Alterna a través de sistemas de alimentación ininterrumpida.
 - c) Corriente Alterna a través de motor eléctrico-generador con volante de inercia.
- 3) Especial atención a los circuitos de tierra, garantizando el valor adecuado de resistencia, tanto en media como en baja tensión.
- 4) Las líneas de circuitos de mando y control deberán apantallarse suficientemente y conectarse debidamente al circuito de tierra.
- 5) La existencia de corrientes armónicas y picos de corriente de arranque deberán ser consideradas a efectos de caídas de tensión y dimensionado de conductores, transformadores, etc.
- 6) El conductor de neutro deberá estar especialmente dimensionado en caso de consumos desequilibrados o cuando exista circulación de armónicos de frecuencia múltiplo de tres.
- 7) Los relés de protección deben ser adecuadamente seleccionados y tratados para no provocar actuaciones intempestivas.

5.2.4 Adecuación en las instalaciones para evitar la producción y transmisión de perturbaciones.

De las posibles recomendaciones orientadas a evitar la producción de estos efectos, se anuncian las siguientes:

- A) Instalación de arrancadores suaves o escalonados.
- B) Correcto diseño y ejecución cuidadosa de las instalaciones.

- C) Evitar las coincidencias de los picos de corriente a consumir.
- D) Utilización de compensadores estáticos que mediante interruptores electrónicos y reactancias compensen las fuertes oscilaciones de corrientes en las cargas.
- E) Regulación correcta de protecciones internas de la instalación.
- F) Suprimir o reducir el consumo de corrientes armónicas por parte de los receptores, con un cuidadoso diseño de los circuitos electrónicos de potencia.
- G) Evitar el funcionamiento en la zona de saturación de las máquinas que utilicen núcleos ferromagnéticos.
- H) Inserción de filtros antiarmónicos en la alimentación a los circuitos generadores de armónicos.

A efectos de evitar la posible transmisión de perturbaciones que se refiere básicamente al caso de los impulsos (sobretensión transitoria) y de los armónicos, en ese sentido se propone:

- a) Instalación de pararrayos.
- b) Alimentación eléctrica independiente de los receptores generadores de armónicos.
- c) Instalación de filtros antiarmónicos, sintonizados a las frecuencias apropiadas, en lugar de baterías de condensadores simples.

5.2.5 Actuación en las instalaciones para reducir las repercusiones de las perturbaciones.

Entre los medios de atenuación y corrección de los efectos de las perturbaciones descritas se proponen las siguientes:

- 1) Alimentar contactores y relés de los circuitos de mando, con corriente continua y condensador de almacenaje.
- 2) Temporizar contactores y relés cuya velocidad no sea crítica en los procesos.
- 3) Reajuste de tiempo y nivel de actuación de protecciones.

- 4) Aumento de energía almacenada en las fuentes de alimentación a los circuitos electrónicos de control.
- 5) Sustitución de tipos de lámparas de descarga sensibles a los huecos de tensión por otras que no lo sean.

Además y en particular para los impulsos de tensión se propone lo siguiente:

- a) Instalación de supresores de sobretensiones de forma escalonada: descargadores de gas, varistores, diodos zener, incluyendo reactancias en serie en caso necesario.
- b) Disposición de filtros y redes RC en la alimentación a circuitos electrónicos.
- c) Alimentación a través de transformadores de aislamiento apropiados a las cargas críticas.

Para el caso concreto de instalaciones que puedan sufrir la influencia de equipos generadores de corrientes armónicas se propone:

- 1º) Sobredimensionar condensadores.
- 2º) Sobredimensionar transformadores de potencia.
- 3º) Sobredimensionar conductores.
- 4º) Alimentar separadamente las cargas generadores de corrientes armónicas del resto de la instalación.

5.3 Sobretensiones en redes eléctricas: Introducción.

Las sobretensiones destruyen a menudo instalaciones y aparatos eléctricos y electrónicos. Los daños no solo se limitan a las instalaciones en las subestaciones sino que también se extienden hasta los aparatos de las instalaciones industriales y comerciales.

Sin medida de protección eficaz contra sobretensiones hay que calcular altos costos para reparación o nueva adquisición de los dispositivos afectados.

Un concepto de protección eficaz contra sobretensiones abarca los campos de la alimentación de corriente, instalaciones de redes eléctricas, instalaciones telefónicas, instalaciones de antenas, instalaciones de recepción así como la técnica de procesamiento de datos y de mando. Es importante que todos los conductores que están conectados en un aparato tengan conexión con un descargador de sobretensiones apropiado.

Considerando el valor total a proteger, la instalación de aparatos de protección adecuados se amortiza por regla general, al evitar tan solo una vez la destrucción de una instalación eléctrica o de un aparato.

Los aparatos de protección contra sobretensiones actúan no obstante múltiples veces, siempre que los parámetros de potencia no sean sobrepasados, de manera que el usuario obtiene un aprovechamiento esencialmente superior.

En la construcción de instalaciones eléctricas se requiere adquirir equipamientos eléctricos que deben seleccionarse entre los existentes en el mercado, en general no se construyen equipos especialmente para una dada instalación, por lo tanto se inicia desarrollando estudios que tienden a fijar las características que deberían tener estos equipos, y se verifican que éstas características entren dentro de los rangos normales de producción.

Los estudios en cuestión (con distintas finalidades) reciben distintos nombres, y en ellos se trata de representar el funcionamiento normal del sistema eléctrico (flujo de potencia que determina las corrientes nominales), las condiciones de corrientes de falla (estudios de cortocircuito para determinar la capacidad de interrupción y los esfuerzos), los estados de sobretensión (estudios transitorios para determinar los niveles de aislamiento).

5.3.1 Sobretensiones en los sistemas eléctricos.

En los sistemas eléctricos, por distintas causas se presentan sobretensiones, que pueden producir colapsos de la aislación y en consecuencia daños y/o pérdida del servicio.

La aislación debe ser elegida económicamente, sobredimensionarla implica aumentos de tamaño y peso de los cables y equipos, aumento de la resistencia al flujo de calor (en consecuencia disminución de las densidades de corrientes y del aprovechamiento), factores que se reflejan todos en mayores costos.

La aislación debe estar dimensionada para soportar las sollicitaciones que efectivamente se presentarán en servicio.

Si se realiza correctamente las instalaciones y las líneas de conducción, se pueden reducir considerablemente las probabilidades de que se produzcan sobretensiones. Si a pesar de todas las precauciones, en una instalación se producen sobretensiones, debe procurarse que se descarguen a tierra lo más rápidamente posible, por medio de los correspondientes dispositivos de protección denominados en general, descargadores de sobretensión.

Las sobretensiones que se presentan dependen de factores externos a la red, de características de componentes de la red, y de características de diseño de la red.

El problema debe ser correctamente planteado desde el comienzo del diseño, en forma tal de lograr que las sobretensiones sean mínimas, evitando configuraciones de la red que puedan causar sobretensiones, eligiendo componentes adecuados por sus parámetros y formas de operación, previendo y proyectando las protecciones oportunas.

Las sobretensiones se producen tanto en instalaciones de baja tensión como de media, alta y muy alta tensión aunque generalmente en la primera tiene menos importancia que en las demás, debido a que en las instalaciones de alta tensión las propias condiciones de funcionamiento y de aislamiento favorecen la aparición de sobretensiones.

Los valores de sobretensiones que se presentan están relacionados con las características de puesta a tierra del centro estrella del sistema eléctrico, pudiendo éste estar conectado rígidamente a tierra o aislado o en condiciones intermedias conectado a tierra a través de una impedancia (resistencia o reactancia).

5.3.2 Clasificación de las sobretensiones.

Las sobretensiones se clasificaron por su origen en sobretensiones externas e internas, las primeras debidas a rayos, descargas atmosféricas y las segundas debidas particularmente a maniobras en la red.

Las solicitaciones en los equipamientos de un sistema eléctrico se originan por diversas causas y su estudio depende mucho del tipo de evento investigado.

Se hacen estudios de sobretensiones, cuyo objetivo es obtener los valores correspondientes a los fenómenos transitorios, resultados que se utilizan para la especificación de los equipos.

Esta clasificación es meramente académica y no tiene en cuenta los intereses relacionados con la especificación de los equipamientos, siendo más adecuada otra clasificación, asociada con el tiempo de duración y el grado de amortiguamiento de las sobretensiones.

Basándose en este concepto, por su forma y duración, se clasifican en:

- Sobretensiones de tipo atmosférico.
- Sobretensiones de tipo de maniobra.
- Sobretensiones temporarias.

1.- Sobretensiones de tipo atmosférico.

Las sobretensiones atmosféricas están caracterizadas por un frente de onda de algunos microsegundos a pocas decenas de microsegundos. Una sobretensión de cualquier otro origen, que tenga características de frente de onda similares a las utilizadas para definir las sobretensiones atmosféricas, también se clasifica como sobretensión atmosférica. Estas sobretensiones pueden tener su origen en causas tales como:

- a) Descargas directas sobre los conductores de fase, conductor neutro o soporte de estructuras, que debido a los relativamente bajos niveles de aislamiento de estas redes producen contorneamiento, dando lugar a cortocircuitos y descargas a través de las puestas a tierra.
- b) Descargas en las proximidades de las líneas (sobretensiones inducidas) que pueden producir sobretensiones superiores a los niveles de aislamiento de las redes.
- c) Cebados de retorno por la influencia de las puestas a tierra. Al no llevar estas redes de distribución cables de tierra, los cebados de retorno se producen, principalmente en los centros de transformación dotados de pararrayos autoválvulas, por la elevación de potencial de la red de tierra del centro respecto a la que tiene la tierra del conductor neutro, al producirse la descarga en las autoválvulas.
- d) Sobretensiones transferidas, a través de los transformadores, desde una red con tensión superior a otra con nivel inferior (vía electrostática-capacitiva o/y electromagnética-inductiva).

Estas sobretensiones tienen formas de ondas diferentes debido a la naturaleza del rayo causante de las mismas.

La figura 1 representa un ejemplo típico de una sobretensión atmosférica, obtenida en bornes de un transformador de un estudio de inyección de

sobretensiones en una subestación, incluyéndose, por lo tanto, el efecto de los descargadores que limitan la amplitud de la sobretensión.

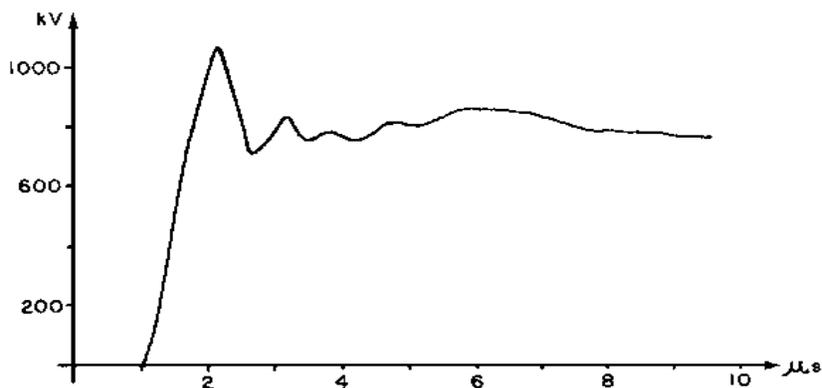


FIGURA 1

Se puede observar que la tensión resultante es unidireccional y con un pico máximo bien definido.

2.- Sobretensiones de tipo de maniobra.

Las sobretensiones de maniobra resultan, principalmente por la apertura y cierre de circuitos y de fallas en el sistema eléctrico.

Están producidas por los bruscos cambios de estado de una red, a causa de maniobras normales de acoplamiento de redes, conexión y desconexión de disyuntores, etc., estando la instalación a plena marcha. En resumen, cuando un sistema con resistencia óhmica, inductividad y capacidad, pasa bruscamente de un régimen permanente a otro régimen permanente distinto.

Por lo tanto, se trata de fenómenos transitorios y la transición de uno a otro régimen permanente va siempre acompañada de ondas de tensión que tienen un carácter oscilatorio amortiguado, desapareciendo cuando han pasado algunos periodos, a causa de las resistencias óhmicas, las corrientes de Foucault, etc., que actúan como amortiguadores de las ondas.

Cuando se desconecta un cortocircuito por medio de un disyuntor, las sobretensiones que aparecen no son peligrosas. Pero si se conectan y desconectan líneas funcionando en vacío, las cuales se comportan como condensadores, debido a la reactancia de dispersión de generadores y transformadores, nacen

sobretensiones oscilantes que pueden alcanzar un valor 3 veces mayor que el de la tensión de servicio. Estas sobretensiones son debidas a reencendidos en el arco cortado por el disyuntor.

En caso de desconexión de una línea, el disyuntor interrumpe en el momento en que la corriente es nula; es decir, cuando la tensión alcanza, precisamente, su valor máximo. Mientras que la tensión de la línea seccionada conserva este valor, la tensión de alimentación comienza a oscilar a la frecuencia de servicio.

Como consecuencia, la tensión en los bornes del disyuntor aumenta de valor, primero lentamente, después cada vez más deprisa. Si la sollicitación de tensión es muy fuerte, se produce un reencendido del arco y, por consiguiente, oscilaciones en la red. Teóricamente, las tensiones podrían alcanzar valores muy elevados aunque en la práctica, estos valores no se alcanzan nunca, debido a los elementos amortiguadores en el circuito.

También la desconexión de transformadores funcionando en vacío puede provocar sobretensiones que, en este caso, son debidas a la ruptura del arco en el disyuntor. En efecto debido a su impedancia, la corriente en el transformador no puede anularse inmediatamente después de la desconexión, ya que circula por la capacidad propia del transformador, cargándola de este modo.

Consideraciones de orden energético demuestran que la tensión de carga de esta capacidad; es decir, la sobretensión, resulta tanto más elevada cuanto más pequeña sea la capacidad del transformador. Las sobretensiones producidas pueden provocar descargas superficiales en los pasatapas, aunque estas descargas resultan, por lo general inofensivas, ya que por haberse desconectado el transformador, no circula ninguna corriente, de forma que no puede cebarse un arco eléctrico.

La sobretensión es mayor si el transformador se desconecta por el lado de baja tensión y, además, resulta tanto más elevada cuanto más enérgica sea la acción extintora del disyuntor correspondiente. Las sobretensiones originadas por esta causa están comprendidas entre valores de 4,5 a 7 veces el máximo de la tensión nominal.

La figura 2 representa un ejemplo típico de una sobretensión de maniobra fuertemente amortiguada, que corresponde a una simulación de energización de una larga línea de transmisión (alimentada de un extremo y abierta en el otro extremo).

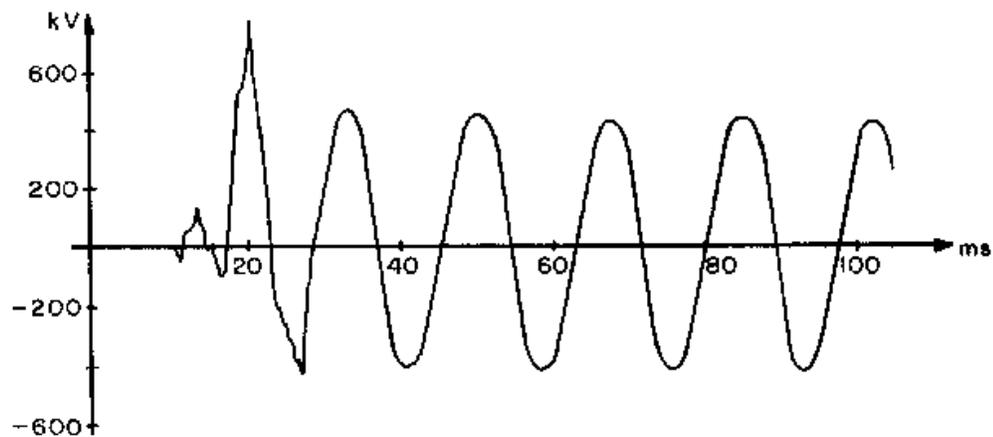


FIGURA 2

La figura 3 muestra un ejemplo típico de una sobretensión de maniobra oscilatoria, debida a una simulación de reconexión de carga en el sistema.

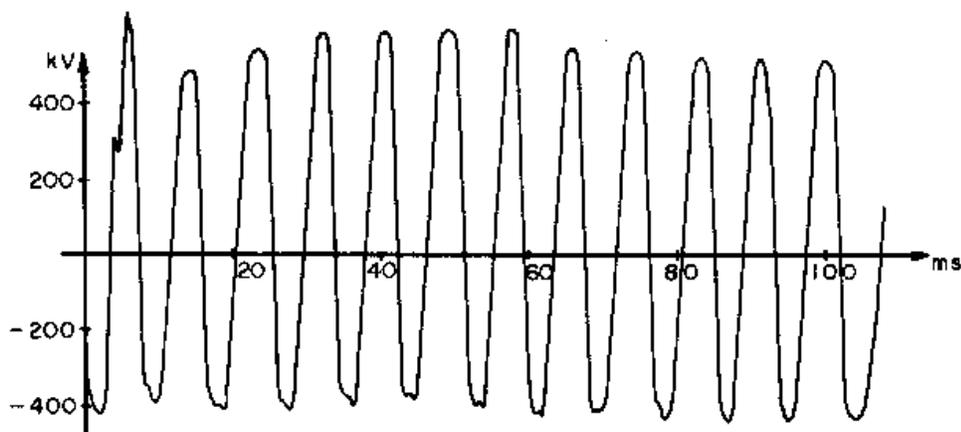


FIGURA 3

3.- Sobretensiones temporarias.

Las sobretensiones temporarias se caracterizan, principalmente, por su larga duración y picos de amplitud reducida. Están asociadas comúnmente a maniobras de reconexión de carga, ocurrencia de fallas con desplazamiento de neutro y energización de líneas en vacío.

Las tres categorías de sobretensiones discutidas hasta aquí son, generalmente, objeto de estudios para la determinación de las solicitaciones de los equipamientos de un sistema eléctrico.

5.3.3 Causas de sobretensiones en sistemas eléctricos.

Las causas de sobretensiones pueden ser varias, y se enumeran a continuación las más frecuentes.

1.- Los cables de guarda o los conductores de fase pueden ser afectados por descargas atmosféricas, en algunos casos la descarga incide en los cables de guarda y se propaga (arco inverso) a los conductores.

Estas descargas son causa de ondas de sobretensión que se desplazan por las líneas del sistema, alcanzando las estaciones eléctricas y solicitando los elementos de la red.

2.- Las ondas de sobretensión, llamadas ondas viajeras, se reflejan y refractan en los puntos de discontinuidad de la impedancia de las líneas variando su forma.

3.- Una nube cargada produce sobretensiones estáticas de inducción capacitiva, y al desplazarse o descargarse la nube, la sobretensión en la línea se desplaza en forma análoga a las sobretensiones atmosféricas. Efectos análogos al frotamiento, debidos al viento (seco), producen cargas electrostáticas en las líneas.

4.- Pueden producirse contactos entre una parte del sistema de tensión inferior, con un sistema de tensión más elevada, y en consecuencia, se presentarán peligrosas sobretensiones en el sistema de tensión inferior.

5.- Las vibraciones pueden producir condiciones de falla intermitente (cortocircuitos repetidos) y causar sobretensiones de importancia por carga de capacitancias.

6.- Las conexiones en autotransformador en casos de falla del circuito, del lado alimentación, implican sobretensiones del lado carga que pueden ser inadmisibles.

7.- Las capacitancias e inductancias pueden producir condiciones de resonancia y, en consecuencia, sobrecorrientes y/o sobretensiones, como generalmente hay núcleos de hierro, en muchos casos se pueden presentar fenómenos de ferresonancia.

8.- Las maniobras de interrupción, son origen de sobretensiones, de mayor o menor importancia según sea la forma de interrumpir del aparato, y las características del circuito.

9.- El establecimiento de corriente en ciertos circuitos, el restablecimiento de corriente (durante una interrupción) pueden dar lugar a sobretensiones.

10.- Las interrupciones bruscas de cargas, crean también sobretensiones en determinados puntos del sistema.

Acabamos de clasificar, en una forma detallada, por su origen las sobretensiones; en cambio, analizando su duración, se puede decir que son transitorias (de breve duración), temporarias (de duración importante) o permanentes. Analizando su forma se reconocen como impulsivas o periódicas (de frecuencias bajas).

La clasificación por las características de duración y forma es particularmente importante por la normalización de ensayos, cuyo objeto es demostrar que los equipos pueden soportar estas sollicitaciones, y se basa precisamente en dicha clasificación. Así se justifican los ensayos con sobretensiones:

- 1) De frecuencia industrial, que simulan condiciones originadas en contactos, desconexión de cargas, resonancia, etc.
- 2) De maniobra, debidas a esta causa, y que se simulan con impulsos de tensión que crecen en tiempos de los 100 microsegundos y duran del orden de los 1000 microsegundos.
- 3) De impulso, que simulan descargas atmosféricas que crecen en tiempos del orden de 1 microsegundo y duran del orden de 50 - 100 microsegundos.

Las sollicitaciones que estas diferentes sobretensiones producen son totalmente distintas, y en consecuencia los aparatos deben tener características adecuadas para soportarlas.

Es importante que el equipamiento no sufra daños ni envejecimientos prematuros por causa de estas sobretensiones.

La amplitud de las sobretensiones está especialmente ligada a la conexión más o menos efectiva del neutro del sistema a tierra. Si el sistema está aislado de tierra, en general las tensiones son elevadas ya que no existe posibilidad de descarga de las capacitancias de secuencia cero, en estos casos se pueden alcanzar tensiones elevadas por causas estáticas.

En casos de neutro aislado, también los contactos con circuitos de tensión superior son muy peligrosos ya que no implican falla del sistema de tensión superior, y su desconexión.

En el diseño se deben evitar las condiciones que produzcan situaciones de peligro, de contactos, de arcos intermitentes, se deben controlar que las sobretensiones por condiciones transitorias (desconexión de las cargas, etc.) por maniobras, sean moderadas.

Las sobretensiones de origen interno, están ligadas a la tensión nominal del sistema a través de algún coeficiente que depende de la puesta a tierra. En cambio, las sobretensiones de origen externo tienen una amplitud que no depende de la tensión nominal del sistema, al menos en principio.

En su propagación por las líneas, la amplitud de las sobretensiones queda limitada por fenómenos de efecto corona, o por descargas en determinados puntos.

Para limitar el valor de estas sobretensiones, y proteger al sistema de las solicitaciones debidas a descargas atmosféricas se instalan descargadores. A veces a los descargadores se les asigna la función de drenar también las sobretensiones de maniobra.

La variedad de situaciones, y la gran cantidad de parámetros que definen las características de interés, ha evidenciado particularmente para estos temas, conocidos como coordinación de la aislación, la importancia de la normalización, veamos estos conceptos partiendo de lo general.

5.4 Principios básicos de coordinación del aislamiento.

Se denomina coordinación del aislamiento al conjunto de procedimientos, utilizados principalmente para la especificación de los equipamientos, que tiene por objetivo fundamental la reducción, a nivel económico y operacional aceptable, de la probabilidad de fallas en los equipamientos y falta de suministro de energía, teniendo en cuenta las solicitaciones que pueden ocurrir en el sistema y las características de los dispositivos de protección.

En general, cualquier aislante puede soportar tanta más tensión, cuanto menor sea el tiempo de duración de la misma, y viceversa. Es una relación tensión-duración de característica inversa. La coordinación de aislamiento se basa en las siguientes premisas:

- La tensión de prueba a frecuencia industrial (50 Hz) durante 60 segundos, debe ser superior a la máxima sobretensión de origen interno que pueda producirse y, por lo tanto, pueda ser soportada por los elementos de la instalación.
- En cuanto a las sobretensiones de origen atmosférico, los aparatos y otros elementos, están probados con una tensión de impulso 1,2/50 μ s de un valor ampliamente superior al de la tensión de servicio. Ahora bien, las sobretensiones de origen atmosférico, por su carácter aleatorio, pueden llegar a ser superiores a la tensión de ensayo, o sea superar el nivel de aislamiento de aquel aparato, por lo cual no podría soportarlas.

Por este motivo, los aparatos y elementos de la instalación deben de estar protegidos por unos aparatos denominados “**pararrayos o descargadores de sobretensión**” que se conectan entre la línea y tierra (en un sistema trifásico, uno para cada fase), los cuales, a partir de un cierto valor de sobretensión, inferior a la tensión de prueba a impulso 1,2/50 μ s, derivan a tierra la sobretensión.

Para efectuar la coordinación del aislamiento se actúa en dos direcciones:

- 1) Las máquinas y los aparatos se construyen de manera que sean capaces de soportar sin daños las solicitaciones provocadas por las sobretensiones de tipo atmosférico o de origen interno (maniobra) contenidas dentro de ciertos niveles.
- 2) Con oportunos aparatos de protección (descargadores) y adoptando particulares criterios de construcción de las instalaciones, se trata de contener las sobretensiones dentro de los niveles tolerables para las máquinas y los equipos.

Las solicitaciones eléctricas se caracterizan por una magnitud y una duración y están, normalmente, asociadas a una probabilidad de ocurrencia.

5.4.1 Coordinación de la aislación (relación entre valores).

Con este nombre se trata la selección de la capacidad de soportar las distintas solicitaciones dieléctricas que deben tener los materiales, equipos e instalación, en

función de las tensiones que pueden aparecer en las redes, considerando también las características de los dispositivos de protección disponibles.

El enfoque tradicional de este problema, consiste en evaluar la sobretensión máxima que se presenta en un punto de la red y elegir, con carácter ampliamente empírico, una tensión de ensayo que presente un margen de seguridad conveniente.

En muchos casos, la elección del nivel de aislación es hecha simplemente en base a experiencia adquirida en redes análogas. Una forma más elaborada de enfrentar el problema conduce a considerar el carácter de fenómeno aleatorio que tienen las sobretensiones.

Se trata entonces de llevar a un nivel aceptable desde el punto de vista de la economía y del servicio la probabilidad de que se presenten solicitaciones que causen daños al equipo o afecten la continuidad del servicio. No es económico realizar equipos y sistemas con grados de seguridad tales que permitan soportar sobretensiones excepcionales.

Se admite que aún en un material bien dimensionado puedan producirse fallas y el problema es entonces limitar su frecuencia teniendo en cuenta un criterio económico basado en costo y continuidad del servicio.

La coordinación de la aislación está esencialmente basada en limitar el riesgo de falla, en lugar de fijar a prioridad un margen de seguridad. Debe reconocerse que los ensayos no permiten garantizar el 100 % de seguridad contra fallas.

La aislación puede ser externa, en aire atmosférico o de superficies en contacto con la atmósfera sometidas a la influencia de condiciones atmosféricas, polución, humedad, etc., interna, sólida, líquida o gaseosa, protegida de la influencia atmosférica.

La aislación externa puede ser para interior, protegida de la intemperie, o para exterior.

Se dice que una aislación tiene capacidad de regeneración cuando después de una descarga disruptiva recupera íntegramente sus características aislantes.

La capacidad de regeneración distingue fundamentalmente las aislaciones gaseosas, de las sólidas, una perforación del dieléctrico; para estas últimas es un

daño permanente, en cambio una descarga en gas (eventualmente en aire) una vez terminada, y transcurrido cierto tiempo, generalmente breve, no afecta las características de la aislación. En consecuencia, mientras que las aislaciones en aire pueden fallar, las aislaciones sólidas no deben fallar; en otras palabras, los puntos débiles de la instalación deben tener capacidad de regeneración.

Las características de aislación de un aparato están ligadas a:

- a) La tensión nominal de la red, valor eficaz de la tensión entre fases a la que se refieren algunas características de funcionamiento de la misma.
- b) Tensión más elevada de la red, que aparece en un instante cualquiera y en cualquier punto de la red en condiciones de explotación normales. Este valor no tiene en cuenta sobretensiones transitorias (maniobras) ni temporarias (debidas a fallas o desconexiones).

El material se elige entonces teniendo en cuenta que su tensión más elevada, sea mayor o igual a la tensión más elevada de la red en la cual se utilizará el material.

Mientras que por encima de los 100 kV la tensión más elevada de la red coincide con la del material utilizado; por debajo de dicha tensión estos valores pueden ser distintos, lógicamente la tensión más elevada de la red debe ser igual o menor de la del material.

Se dice que el material es sometido a una sobretensión cuando la tensión en función del tiempo supera los valores de cresta fase-tierra, y entre fases que corresponden a la tensión más elevada del material.

Las sobretensiones son siempre fenómenos transitorios. Un sistema correctamente realizado debe evitar que se produzcan sobretensiones debidas a fallas de contacto, con sistemas de tensión superior, fallas intermitentes, conexiones en autotransformador, condiciones de ferresonancia. Las únicas sobretensiones que se presentan son entonces:

- 1º) Tensión a frecuencia industrial en condiciones normales.
- 2º) Sobretensiones temporarias.
- 3º) Sobretensiones de maniobra.
- 4º) Sobretensiones atmosféricas.

Para las aislaciones sujetas a contaminación o envejecimiento, debe considerarse que el comportamiento frente a estas sollicitaciones a lo largo de la vida varía. Este hecho debe tenerse en cuenta en su dimensionamiento.

5.5 Protección de los sistemas de potencia: generalidades.

La protección es la ciencia, técnica o arte de aplicar y seleccionar aparatos de corte y dispositivos de protección, para proporcionar la máxima sensibilidad en la detección de las fallas o condiciones indeseables, y no obstante, evitar su operación en todas las condiciones permisibles o tolerables.

El objetivo principal y primordial de todos los sistemas de potencia es el mantener en un alto nivel la continuidad del servicio, y que cuando ocurran condiciones intolerables, reducir el número de cortes de energía eléctrica. Las pérdidas de potencia, y sobre - voltajes ocurren de cualquier manera, porque es imposible y también poco práctico, poder evitar las consecuencias de eventos naturales y accidentes físicos; como son fallas del equipo, o mala operación debido a errores humanos. Muchas de estas fallas resultan de: descuidos, conexiones accidentales o "descargas" entre conductores de fase o de un conductor de fase a tierra.

Las causas naturales que pueden provocar cortos circuitos (fallas) son descargas atmosféricas (voltaje inducido o descarga directa en el conductor), viento, hielo, terremotos, fuego, explosiones, árboles caídos sobre las líneas, objetos voladores, contactos físico de animales y contaminación.

Los accidentes incluyen las fallas resultantes de choques de vehículos con los postes o equipo vivo, así como el sabotaje por parte de las personas a las instalaciones y equipos del sistema eléctrico de potencia. Se hace un esfuerzo considerable para reducir los posibles daños, pero la eliminación de todos estos problemas semejantes aún no es posible.

La mayoría de fallas en un sistema eléctrico de distribución de líneas aéreas, son fallas de fase a tierra, producto de las descargas atmosféricas, que inducen un alto voltaje transitorio y dañan o flaquean el aislamiento. En los sistemas aéreos de distribución, el contacto de árboles con líneas originado por viento es otra fuente de fallas.

El hielo, nieve y viento durante tormentas severas, pueden originar muchas fallas y daños al equipo. En algunos casos la descarga originada por eventos de esta naturaleza, no causan daño permanente si el circuito es interrumpido rápidamente.

Esta interrupción rápida es una práctica común. Pero en muchos casos, se produce una sobretensión en la tensión nominal del sistema causada por este corte momentáneo de energía. El tiempo promedio del corte de energía esta en el orden

del ½ a 1 ó 2 minutos que es un buen tiempo en comparación con muchos minutos y horas que puede estar fuera el sistema.

Las fallas originadas en el sistema no siempre suministran cambios significativos de las cantidades eléctricas del sistema, que pueden ser usadas para distinguir las condiciones tolerables de las no tolerables por el sistema. Estos cambios cuantitativos, incluyen sobrecorriente, sobre o bajo voltaje, potencia, factor de potencia, dirección de la corriente, impedancia, frecuencia, temperatura, movimientos físicos y presión. También la acumulación de contaminación en el aislamiento es una fuente de falla muy común que es impredecible y que generalmente significa un incremento en la corriente, por lo que la protección de sobrecorriente es muy aplicada.

Es vital que la decisión correcta sea hecha por el mecanismo de protección, si la perturbación es intolerable y de esta manera demande una acción rápida, o si es una perturbación tolerable o situación transitoria que el sistema pueda absorber, tomando la decisión para que el dispositivo de protección opere si es necesario, para aislar el área de una perturbación rápidamente como sea posible y con un mínimo de disturbios en el sistema. Este tiempo de perturbación es asociado a menudo con señales extrañas a la fuente, las cuales no deben engañar al dispositivo de protección para que origine una incorrecta operación.

Tanto la operación por falla como la operación incorrecta, pueden originar en el sistema un problema mayor, involucrando un aumento del daño al equipo, aumento en el riesgo para el personal, y una posible interrupción del servicio más larga.

Por lo general, a menudo se desea continuar usando equipos de protección que tengan un largo historial y confiabilidad, esto puede producir problemas con el equipo de protección; ya que éste no es perfecto. Para minimizar los problemas potenciales y catastróficos que pueden resultar en el sistema de potencia en una falla en la protección, la práctica es el usar aparatos de corte y sistemas de protección operando en paralelo. Esto puede ser instalado en el mismo sitio, (protección primaria), en la misma estación (protección local), y / o en varias estaciones remotas (protección remota).

Los tres sistemas de protección se pueden aplicar juntos en sistemas de muy alto voltaje. Este concepto es más rígido porque deben separarse las señales de corriente de la protección, o sea que la medición sea separada y se logra por medio de arrollamientos independientes del transformador de corriente. Todos los

dispositivos de protección deben coordinarse apropiadamente de tal forma que los dispositivos primarios asignados para operar a la primera señal de disturbio en su zona de protección asignada operen primero. Si ellos fallaran, varios sistemas de respaldo deberán de ser capaces de conseguir la liberación del disturbio.

5.5.1 Defectos en las redes eléctricas.

Entre los defectos más comunes en las redes de media tensión tenemos:

- Defectos fase-fase.
- Defectos fase-tierra (protección relacionada con el sistema de puesta a tierra).
- Sobrecargas.

Entre los defectos en una red de media tensión respecto a su origen:

- De origen eléctrico. Ejemplo: cortocircuito entre fases.
- De origen mecánico. Ejemplo: rotor de un motor bloqueado.
- De origen humano por errores de explotación.

Entre los defectos en una red de media tensión respecto a su localización tenemos:

- Defectos internos de una máquina: Generalmente debidos a deterioros en el aislamiento de la máquina. Ejemplo: defecto de aislamiento en un transformador.
- Defectos externos a la máquina: Perturbaciones externas que pueden llevar a averías en la máquina. Ejemplo: cortocircuito en baja tensión no despejado y alimentado por un transformador MT/BT.

Los defectos más comunes en una red eléctrica respecto a su duración se clasifican como:

- Autoextingibles: si el defecto desaparece por sí mismo. Ejemplo: rama que golpea casualmente una fase de una línea aérea.
- Fugitivos: el defecto desaparece por acción de la protección, sin dejar consecuencias en la red. Ejemplo: disparo por sobrecarga en un transformador.
- Permanentes: se ha producido un deterioro en la red que exige su reparación. Ejemplo: corte de un cable MT por una máquina excavadora.

5.5.2 Análisis de la protección en redes de baja y media tensión.

El sistema de protección tiene como misión eliminar los defectos en la red de baja y media tensión. Entre los objetivos principales de un sistema de protección tenemos:

- Contribuir a la protección de las personas contra los efectos de los defectos eléctricos.
- Evitar el deterioro de los materiales del circuito eléctrico debido a estos defectos.
- Limitar los esfuerzos térmicos, dieléctricos y mecánicos en los equipos.
- Preservar la estabilidad y la continuidad de servicio de la red.
- Proteger las instalaciones adyacentes (por ejemplo, reducir las tensiones inducidas en los circuitos adyacentes).

Por lo tanto siempre debe:

- Actuar antes de que sea demasiado tarde.
- Estar siempre «al acecho» y a punto (disponibilidad) para actuar.

Para conseguir estos objetivos, un sistema de protección debe atender las siguientes prioridades:

- a) Rapidez
- b) Selectividad
- c) Fiabilidad

La elección de un dispositivo de protección no puede ser fruto de una reflexión aislada, sino que debe ser una de las etapas previas en la concepción de toda una red eléctrica.

Desde el punto de vista comercial, un sistema de protección eléctrica debe:

- Discriminar y aislar los defectos y sus posibles consecuencias.
- Mantener la credibilidad: fiable.
- Análisis de riesgos.
- Vender un sistema de protección es igual que vender un seguro.

5.5.3 Campo de aplicación de las protecciones en media tensión.

Los dispositivos de protección controlan permanentemente el estado eléctrico de los elementos que componen un circuito (red) de media tensión – baja tensión, y provocan la excitación de un dispositivo de apertura (por ejemplo, bobina de disparo de un disyuntor), cuando detectan una perturbación (cortocircuito, defecto de aislamiento, etc.).

Los factores claves para un buen funcionamiento del sistema, es decir, conseguir aislar el defecto, son la fiabilidad de la medida (captador - relé), del aparato de conexión - desconexión (disyuntor) y del relé, así como el reglaje óptimo de la función de protección.

Entre los elementos posibles en la protección de redes de baja y media tensión:

a.- **Fusibles.**

- Uso en eliminación de los cortocircuitos.
- Se utilizan en su mayor medida en la protección de transformadores. Los fabricantes de fusibles dan una tabla de elección según la potencia del transformador.
- Si deseamos proteger ante sobrecargas deberemos acudir a otros equipos (relés de protección).

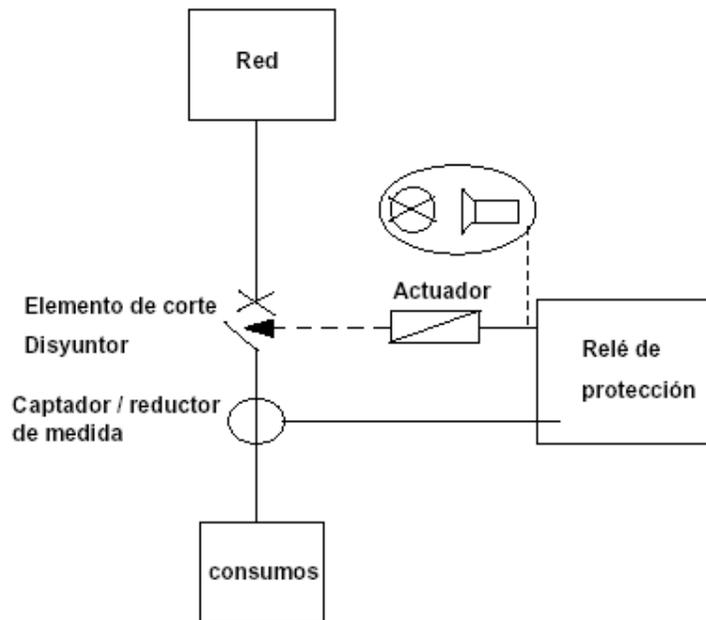
b.- **Relés de protección.**

Una protección con relé de sobreintensidad estará compuesta siempre por:

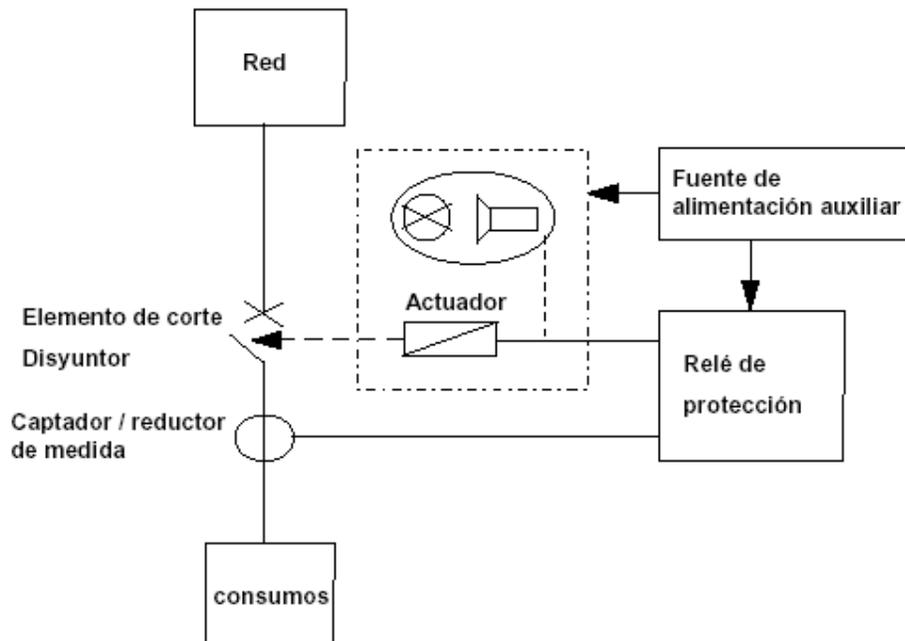
- Interruptor automático.
- Captador de intensidad (medida de la intensidad).
- El propio relé.

El buen funcionamiento del relé implica una adecuada elección del umbral de funcionamiento.

Existen también los relés de protección autoalimentados, que toman la energía necesaria para su funcionamiento directamente del circuito vigilado (a través de sus captadores específicos). El actuador (o disparador) debe estar previsto también para poder actuar con la energía dispensada por dicho elemento de acción. Es un actuador especial que se ilustra en la figura siguiente:



Otro tipo de relés de protección son los de alimentación externa, donde la energía necesaria para su funcionamiento es dispensada por una fuente de alimentación externa al relé, como se representa en el gráfico siguiente:



5.5.4 Protección contra sobretensiones.

La protección contra sobretensiones, tiene por objeto preservar los elementos que constituyen los sistemas eléctricos, de la acción perjudicial de las sobretensiones que pueden aparecer durante el servicio. Entre las causas de sobretensiones más comunes tenemos:

- Descargas atmosféricas
- Operaciones de maniobra en equipos de protección
- Contactos accidentales con sistemas de alto voltaje
- Desplazamiento neutral durante fallas línea – tierra
- Efectos de resonancia asociados con inductancias y capacitancias en serie

Estadísticamente, se conoce que las corrientes producidas por sobrevoltajes de origen atmosférico oscilan entre los 10000 y 20000 amperios, cabiendo señalar que el valor máximo de las corrientes de este tipo lo alcanzan entre los 0.5 y 10 microsegundos y reduciéndose a cero entre los 100 y 200 microsegundos.

Para las máquinas y aparatos eléctricos, se fija una tensión de prueba, que es la tensión que deben soportar los órganos que las constituyen sin que sufran perforación los aislantes. Esta tensión de prueba tiene los siguientes valores:

- Tensiones nominales U comprendidas entre 1 y 2,5 KV (valores eficaces) tensión de prueba = $10 U$
- Tensiones nominales U superiores a 2,5KV (valores eficaces) tensión de prueba = $2,2 U + 20 \text{ KV}$

Cuando se produce una sobretensión, hay que rebajarla hasta un valor no peligroso para los elementos de la instalación. Este valor podrá alcanzar, como máximo, el valor de la tensión de prueba. Cuando hay aparatos con distintas tensiones de prueba, debe adoptarse como punto de referencia el valor de la tensión de prueba más baja.

Un dispositivo de protección contra sobretensiones, deberá cumplir las siguientes condiciones:

- a) Una tensión de respuesta inferior a la menor tensión de prueba de los elementos que a de proteger. La tensión de respuesta de los dispositivos de protección no debe exceder mucho de la tensión nominal; pero por otra

parte, deben evitarse perturbaciones intempestivas en la red, por causa de sobretensiones de muy corta duración.

- b) Una característica de choque, situada por debajo de todas las características de choque de los elementos que ha de proteger.
- c) Una buena derivación a tierra: El funcionamiento de un dispositivo protector a de establecer una eficaz derivación con tierra. La subsiguiente corriente alterna de servicio, debe quedar interrumpida a su primer paso por cero, de lo que resulta que los dispositivos de protección más adecuados son aquellos en los cuales esta subsiguiente de corriente es pequeña, de forma que no pueda influir sobre el funcionamiento conjunto de la red.
- d) Una resistencia de paso a tierra lo más pequeña posible, para que un dispositivo de protección cumpla su misión adecuadamente, es necesario que la resistencia de paso sea la menor posible, para evitar que la caída de tensión en ella no resulte excesiva, provocando nuevas perturbaciones, como descargas de retroceso.

5.5.5 Protección contra sobreintensidades.

Todo circuito estará protegido contra los efectos de las sobreintensidades que puedan presentarse en el mismo, para lo cual la interrupción de este circuito se realizará en un tiempo conveniente o estará dimensionado para las sobreintensidades previsibles. Las sobreintensidades pueden estar motivadas por:

- Sobrecargas debidas a los aparatos de utilización o defectos de aislamiento de gran impedancia.
- Cortocircuitos.
- Descargas atmosféricas.

Protección contra sobrecargas: El límite de intensidad de corriente admisible en un conductor, ha de quedar en todo caso garantizada, por el dispositivo de protección utilizado. El dispositivo de protección podrá estar constituido por un interruptor automático de corte omnipolar, con curva térmica de corte, o por cortacircuitos fusibles calibrados de características de funcionamiento adecuadas.

Protección contra cortocircuitos: En el origen de todo circuito se establecerá un dispositivo de protección contra cortocircuitos cuya capacidad de corte estará de acuerdo con la intensidad de cortocircuito que pueda presentarse en el punto de su

conexión. Se admite, no obstante, que cuando se trate de circuitos derivados de uno principal, cada uno de estos circuitos derivados disponga de protección contra sobrecargas, mientras que un solo dispositivo general pueda asegurar la protección contra cortocircuitos para todos los circuitos derivados.

Se admiten como dispositivos de protección contra cortocircuitos los fusibles calibrados de características de funcionamiento adecuadas y los interruptores automáticos con sistema de corte omnipolar.

También se recomienda proteger todos los circuitos secundarios frente a los cortocircuitos, con el fin de garantizar la continuidad de servicio de aquellos circuitos no afectados por la falta. Esto exigirá también la coordinación y selectividad de las protecciones (interruptores automáticos (IA) o fusibles).

5.5.6 Protección de generadores trifásicos síncronos.

Los dispositivos de protección para generadores trifásicos síncronos tienen un doble objeto:

- Evitar la aparición de defectos;
- Si, a pesar de todas las precauciones se produce una avería, limitar al máximo las consecuencias de esta avería.

Cuando se trata de máquinas bien construidas que no han tenido nunca averías, es posible que se pudiera considerar excesivo el gasto representado por la adquisición y mantenimiento de equipos de protección, ya que cuando estos dispositivos no están en funcionamiento, constituyen realmente un capital improductivo. Sin embargo, no hay ninguna máquina eléctrica que pueda construirse económicamente, con la garantía absoluta de que jamás sufrirá una avería; por lo tanto, están justificados los dispositivos de protección.

Aunque estos dispositivos no puedan evitar, algunas veces, la aparición de la avería, si pueden limitar, las consecuencias de esta avería; por ejemplo, en caso de cortocircuito entre las espiras del estator de un generador, el daño queda localizado en la bobina que ha sufrido la avería: si no existiera dispositivo de protección, sería muy grande el riesgo de un incendio en el estator, que obligaría a un rebobinado total del mismo, con el consiguiente gasto muy superior al costo de un buen dispositivo de protección.

A pesar de que, esta circunstancia, ya justifica el empleo de protecciones adecuadas, no son los gastos de reparación propiamente dichos, los que juegan el papel principal. Es más importante la pérdida de producción producida por la prolongada puesta fuera de servicio de la maquina, de tal forma que el valor de la energía producida por un generador en un solo día de trabajo, es equivalente a los gastos de adquisición de un buen equipo de protección.

5.5.6.1 Causas que pueden producir averías en los generadores.

Estas causas son muy numerosas y para nuestro estudio vamos a citar, solamente, algunas de ellas:

- a) Sobretensiones, de origen atmosférico o procedente de maniobras en las redes u otras causas internas.
- b) Materias primas (cables, aislamiento, etc....) defectuosas.
- c) Fenómenos de envejecimiento de los aislamientos.
- d) Introducción de cuerpos extraños en las máquinas.
- e) Sobrecargas de larga duración.

Por lo tanto, hay que evitar o por lo menos señalar a tiempo, la aparición de estos defectos para poner remedio. Según esto, podemos ya establecer una primera clasificación de los dispositivos de protección:

- 1) Dispositivos cuyo objeto es evitar, en la medida de lo posible, la aparición de un defecto.
- 2) Dispositivos cuya misión es constatar la presencia del defecto y deben señalarlo; o bien, provocar la desconexión, la desexcitación y la parada de la máquina protegida.

5.5.6.2 Clasificación de los dispositivos de protección de los generadores.

Los dispositivos de protección de los generadores también pueden clasificarse en dos grandes grupos que son:

- 1) Dispositivos de protección contra defectos procedentes del exterior del generador.
- 2) Dispositivos de protección contra defectos procedentes del interior del generador.

Entre los defectos exteriores más frecuentes y los dispositivos de protección más comunes tenemos:

1. Sobretensiones de origen atmosférico (uso de pararrayos).
2. Calentamiento exagerado a causa de una sobrecarga o de un cortocircuito exterior (relés térmicos contra sobrecargas y relés temporizados de máxima corriente contra cortocircuitos).
3. Sobretensiones debidas a las maniobras normales de explotación (relés de máxima tensión).
4. Carga asimétrica (relés sensibles a la corriente inversa).
5. Funcionamiento del generador como motor síncrono (relés de retorno de potencia).

Entre los defectos de origen interno y sus correspondientes dispositivos de protección, citamos los siguientes:

- a) Cortocircuito entre fases diferentes (relés diferenciales).
- b) Defectos a masa en el arrollamiento del estator (protección especial contra defectos a masa).
- c) Defectos a masa en el arrollamiento del rotor (protección especial contra defectos a masa).
- d) Cortocircuitos entre espiras de una misma fase (protección especial).
- e) Desconexión accidental del circuito de excitación (protección especial).

Además, en caso de avería el generador, debe quedar desconectado y desexcitado, por lo que es necesario incluir un dispositivo de desexcitación rápida.

Existen también otros dispositivos de protección no propiamente eléctricos, de los que citaremos algunos:

- a. Indicadores de circulación del fluido de refrigeración (agua, aire, etc.).
- b. Termostatos para prevenir el calentamiento de los cojinetes y soportes de cojinete.
- c. Dispositivos extintores de incendios.

5.5.6.3 Protección contra cortocircuitos entre fases.

Se utilizan los relés diferenciales montados como protección diferencial longitudinal. Esta protección, entra en funcionamiento cuando existen cortocircuitos entre fases diferentes; en el caso de un neutro puesto a tierra directamente, o por medio de una resistencia de pequeño valor, también funciona cuando se producen defectos a la masa.

Sin embargo, esta última disposición no es muy empleada, porque puede reemplazarse ventajosamente por dispositivos de protección especiales contra los defectos a tierra. Para poder instalar la protección diferencial, debe sacarse sobre los bornes los 6 extremos (3 entradas y 3 salidas) de las 3 fases del generador.

La protección diferencial utiliza el hecho de que, durante el funcionamiento normal o en caso de un defecto exterior a la parte protegida, las corrientes a la entrada y a la salida del dispositivo protegido, tienen el mismo sentido y la misma magnitud. En el caso en que se produzca un defecto en el interior de la sección considerada, aparece una corriente diferencial que acciona el correspondiente relé, el cual actúa sobre el dispositivo desconectador y sobre el dispositivo desexcitador del generador.

En principio, puede parecer que basta con emplear relés ordinarios de máxima intensidad, pero la práctica demuestra que se aumenta la seguridad del dispositivo, cuando los relés están equipados, además de un arrollamiento de retención que es atravesado por la corriente principal. El límite de funcionamiento depende, de esta forma, de la corriente que atraviesa el relé, o mejor dicho, de una cierta relación ajustable de la corriente diferencial a la corriente que atraviesa el relé.

Por otro lado, han de emplearse insensibles a la conexión, con objeto de evitar cualquier funcionamiento intempestivo debido a las corrientes de error de los transformadores de medida, en el caso de frecuentes puntas de corriente. La protección diferencial provoca la desconexión del disyuntor principal de la máquina y, también del disyuntor de excitación; muchas veces, accionan además al dispositivo extintor.

5.5.6.4 Protección contra sobrecargas y cortocircuitos exteriores.

Para evitar un calentamiento peligroso en un generador, puede vigilarse, bien su temperatura o bien su carga. La medida de la temperatura del cobre del generador

es posible, por lo menos teóricamente, pero precisa de elementos de medida bajo tensión; es decir, que no pueden conectarse más que con la ayuda de transformadores de protección. Por consiguiente, hay que medir la temperatura lo más cerca posible del arrollamiento. En este caso, las fluctuaciones de la tensión efectiva, se transmiten con cierto retraso y cuando se trata de una carga muy variable o de sobrecargas de corta duración, las indicaciones del aparato de medida pierden todo su valor.

Por estas razones, para la protección contra las sobrecargas, se prefieren los relés térmicos. Estos relés producen lo más fielmente posible la temperatura del objeto que se a de proteger. Entran en funcionamiento cuando se sobrepasa la temperatura admisible.

Según las condiciones de explotación, el relé puede desconectar directamente el disyuntor del generador o accionar una señal que avisa al personal de servicio, para que éste reduzca la carga de la máquina. Hay que tomar en cuenta, que los relés térmicos funcionan correctamente cuando la refrigeración de la máquina es normal; además, cuando se trata de máquinas con refrigeración forzada, debe señalarse inmediatamente cualquier interrupción eventual de la circulación del fluido refrigerante.

Los relés térmicos tienen una característica muy dependiente de la intensidad, con gran constante de tiempo; por lo tanto, constituyen el dispositivo ideal de protección contra las sobrecargas. Los relés de máxima corriente, con retardo de algunos segundos, independiente de la intensidad, no son apropiados para la protección contra las sobrecargas y deben preverse únicamente para la protección contra los cortocircuitos.

Entre los defectos exteriores, hay que señalar también los cortocircuitos sobre las barras colectoras, o los que se producen en la red y que no han sido correctamente eliminados por los relés de salida de líneas. Contra los cortocircuitos se prevén los relés temporizados de máxima intensidad, primarios o secundarios.

5.5.6.5 Protección contra sobretensiones debidas a maniobras normales de explotación.

Estas sobretensiones pueden aparecer en caso de embalamiento de la máquina motriz que acciona el generador o en caso de fallo en el funcionamiento del regulador de tensión o sus elementos de conexión (transformadores de tensión,

fusibles, etc.). Generalmente, para proteger los generadores contra estas sobretensiones, se utiliza un relé de máxima tensión; la desconexión de este relé es temporizada para sobretensiones relativamente débiles, pero instantánea para sobretensiones peligrosas.

Debe advertirse que el relé de máxima tensión y el regulador de tensión han de conectarse a diferentes transformadores de tensión pues, en efecto, en caso de fallo en el transformador de tensión que lo alimenta, el regulador de tensión excita necesariamente al máximo al generador pero, como en este caso, el relé de máxima tensión tendría que funcionar y desconectar el generador, esto no es posible más que si está conectado a un transformador de tensión independiente.

Por lo tanto, se habrá de conectar el relé a los transformadores de tensión que alimentan los aparatos de medida.

5.6 Selección de los pararrayos.

Uno de los pararrayos más utilizados es el de óxido de zinc (OZn), el cual se ilustra en la figura siguiente:

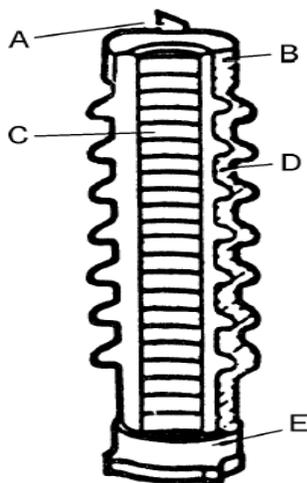


Figura a: Pararrayos tipo OZn.

- A = Conexión de línea
- B = Protección superior
- C = Bloques de resistencias variables al óxido de zinc
- D = Porcelana electroquímica
- E = Base soporte y conexión a tierra

Se trata de una serie de discos de Óxido de Zinc, apilados en el interior de un cuerpo cilíndrico de material aislante, como por ejemplo un aislador de porcelana.

Estos discos, cada uno en contacto con su superior y su inferior, están eléctricamente conectados en serie. El conjunto se conecta entre la línea y tierra, tiene pues un borne superior conectado a la línea y un borne inferior conectado a tierra.

Estos elementos de OZn presentan una resistencia variable con la tensión, de forma que a la tensión de servicio, su resistencia es del orden de millones de Ohm ($M \Omega$), por lo cual la corriente a tierra que circula por ellos en una línea de media tensión es del orden de los miliamperios (mA); o sea, despreciable.

Ahora bien, al llegar a un determinado valor de sobretensión, su resistencia baja bruscamente a valores del orden de unos pocos ohmios (10 a 20Ω), con lo cual se produce una corriente de descarga a tierra, normalmente del orden de varios KA, que amortigua la sobretensión por disipación de su energía. Se trata de un impulso de corriente en forma de onda de frente brusco de breve duración (unos pocos microsegundos). Una vez desaparecida la sobretensión el pararrayos recupera su resistencia inicial del orden de $M \Omega$.

En la figura b, se representa (simplificada) la forma de la onda de corriente de descarga que se utiliza para el ensayo de pararrayos. Se denomina onda $8/20 \mu s$.

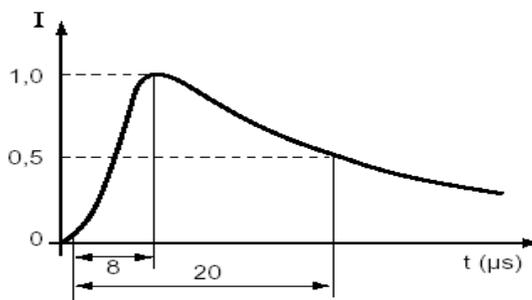


Figura b: Forma de onda de corriente de descarga para pararrayos.

Durante el paso de la corriente de descarga por el pararrayos, se genera en su interior una energía calorífica por efecto Joule ($W = I^2 R t$) que el pararrayos debe poder soportar sin deteriorarse. Esto determina su límite de utilización.

Estos pararrayos se fabrican para corrientes de descarga de 5 KA, 10 KA y 20 KA. Para los CT de MT/BT normalmente se utilizan los de 5 KA, salvo en zonas

de gran intensidad de tormentas y rayos (niveles isocerámicos elevados), en donde se utilizan los de 10 KA.

Asimismo, durante el paso de la corriente por el pararrayos, aparece entre sus bornes una diferencia de tensión $U_r = I_d R$, siendo R la resistencia que presenta el pararrayos en el momento de la corriente de descarga (I_d). Esta diferencia de tensión U_r se denomina tensión residual y es del orden de KV, puesto que R es del orden de ohmios e I_d del orden de KA.

Como sea que el pararrayos tenga sus bornes conectados a la línea y a tierra, esta tensión residual aparece entre estos puntos y queda aplicada al aislamiento entre fase y tierra (masa) de todos los aparatos conectados a la línea donde está conectado este pararrayos. Ver figura c, esquemática:

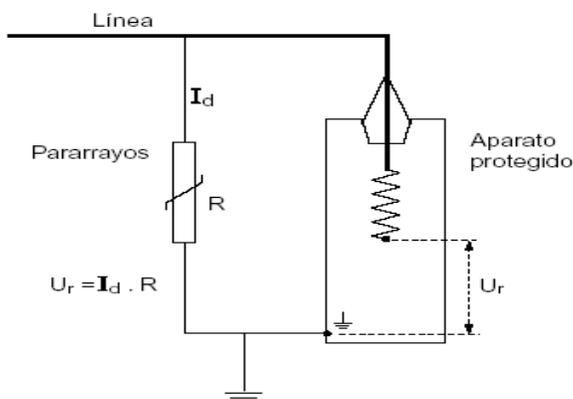


Figura c: Tensión residual, U_r .

Esta tensión, residual constituye el denominado Nivel de protección (NP) que proporciona el pararrayos a los aparatos que protege, pues es la máxima tensión que puede quedar aplicada al aislamiento a masa de los mismos.

Esta tensión residual o nivel de protección NP, debe ser inferior a la tensión de prueba a impulso tipo rayo, $1,2/50 \mu s$ del aparato protegido, que define su nivel de aislamiento (NA). La diferencia entre los dos niveles NA-NP es pues el margen de seguridad del aparato o la instalación.

En la tabla de la figura d se indica el valor mínimo admisible para la relación NA/NP en función de la tensión nominal del aparato o la instalación.

Tensión nominal de la instalación	Relación NA/NP mínima
12	1,7
17,5	1,4
24	1,4
36	1,3

Figura d: Valor mínimo admisible para la relación NA/NP.

En el ejemplo anterior de coordinación de aislamiento:

- 1) Tensión nominal 24 kV,
- 2) Tensión de ensayo a impulso 1,2/50 μ s, 125 kV.
- 3) El valor de la tensión residual del pararrayos (NP) máximo admisible sería $125/1,4 = 89$ kV.

Las características básicas que definen un pararrayos de OZn son, pues:

1. Intensidad nominal de descarga, onda /20 μ s $\square\square\square$
2. Tensión residual (KV).
3. Tensión de servicio de la instalación donde se conecta (KV).

Como ejemplo, se especifican, las características de un pararrayos para redes de 20 KV, tipo OZn, que responde a la especificación EDF HN 65S20, cuyas características son:

- a) Tensión máxima permanente 12,7 KV.
- b) Tensión asignada 24 KV.
- c) Tensión residual bajo < 75 kV la corriente nominal de descarga.
- d) Corriente nominal de 5 K descarga onda /20 μ s \square
- e) Poder de soportar una corriente de choque de 65 K onda /10 μ s \square

5.6.1 Instalación de pararrayos en los centros de transformación.

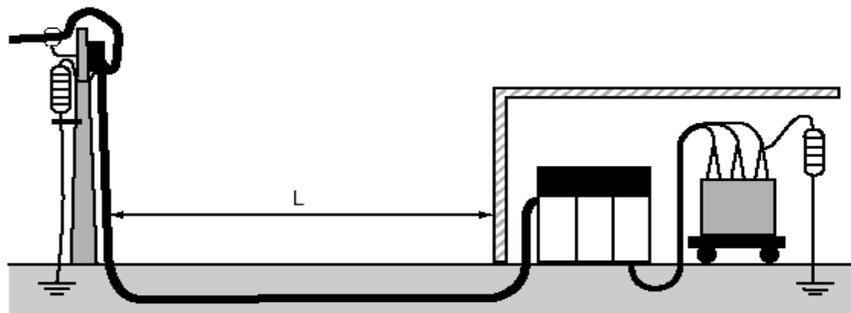
Cabe distinguir tres casos:

Caso 1: Centros de transformación alimentados por una red de cables subterráneos, por ejemplo una red urbana. En este caso no precisa instalar pararrayos, pues por su naturaleza en este tipo de red no pueden aparecer sobretensiones de tipo atmosférico.

Caso 2: Centros de transformación alimentados directamente por línea aérea. Debe instalarse pararrayos en el punto de acometida de la línea aérea al CT. Habitualmente se colocan en la cara exterior de la pared por donde entra la línea, para que la eventual explosión de un pararrayos, no afecte a los aparatos o elementos instalados en el interior del CT.

Caso 3: Centros de transformación alimentados por un corto tramo de cable subterráneo conectado por su otro extremo a una línea aérea. Las sobretensiones atmosféricas que llegan al cable por la línea aérea, penetran en el mismo en aproximadamente un 20% de su valor y llegan hasta el CT. Por tanto, deben colocarse pararrayos en el punto de conexión del cable subterráneo a la línea aérea, físicamente en el poste donde se efectúa la conexión.

Estos pararrayos protegen en primer lugar, el tramo de cable subterráneo pero protegen también los elementos del CT (equipo de MT y transformadores), cuando la distancia entre los pararrayos y el CT es inferior a 25 m aproximadamente. Para distancias superiores debe instalarse otro juego de pararrayos en el propio CT.



si $L < 25$ m: es suficiente un limitador de sobretensión situado sobre el poste
 si $L \geq 25$ m: es necesario un segundo limitador en bornes del transformador

5.7 Medidas de protección contra tensiones peligrosas.

Al accionar un sistema o circuito eléctrico, el operador corre el riesgo de quedar sometido a tensiones peligrosas por contacto directo o por contacto indirecto.

Se entenderá que queda sometido a una tensión por contacto directo, cuando toca con alguna parte de su cuerpo una parte del circuito o sistema, que en condiciones normales está energizada.

Se entenderá que queda sometido a una tensión por contacto indirecto, cuando toca con alguna parte de su cuerpo, una parte metálica de un equipo eléctrico que en condiciones normales está desenergizada, pero que en condiciones de falla se energiza.

Se protegerá al operador o usuario de una instalación o equipo eléctrico contra los contactos directos o indirectos, limitando al mínimo el tiempo de la falla, haciendo que el valor del voltaje con respecto a tierra que se alcance en la parte fallada, sea igual o inferior al valor de seguridad; o bien, haciendo que la corriente que pueda circular a través del cuerpo del operador, en caso de falla, no exceda de un cierto valor de seguridad predeterminado.

Para utilizar este sistema de protección deben cumplirse las siguientes condiciones:

- Los dispositivos de protección deberán ser disyuntores o fusibles.
- La corriente de falla estimada en el punto, será de una magnitud tal que asegure la operación de las protecciones en un tiempo no superior a 5 segundos.
- Todas las carcasas de los equipos deberán estar unidas a un conductor de protección, el que estará unido al neutro de la instalación.
- En caso de instalaciones alimentadas desde una subestación propia, el conductor de protección se conectará directamente al borne de neutro del transformador o al electrodo de tierra de servicio del mismo. En este caso, la resistencia de la puesta a tierra de servicio de la subestación deberá tener un valor inferior a 20 Ohm.
- En caso de instalaciones con empalme en baja tensión, el conductor de protección se conectará al neutro en el empalme, debiendo además asociarse el sistema de neutralización, a otro sistema de protección contra contactos indirectos que garantice que no existirán tensiones peligrosas ante un eventual corte del neutro de la red de distribución.
- La sección del conductor de protección será igual a la del neutro.
- El conductor de protección será aislado y de iguales características que el neutro.

Se deberán tomar medidas complementarias para protección contra tensiones de contacto peligrosas. Estas medidas se clasificarán en dos grupos:

- Los sistemas de protección clase A
- Los sistemas de protección clase B.

En los sistemas de protección clase A, se trata de tomar medidas destinadas a suprimir el riesgo haciendo que los contactos no sean peligrosos, o bien impidiendo los contactos simultáneos entre las masas y los elementos conductores, entre los cuales puedan aparecer tensiones peligrosas. Dentro de esta clase encontraremos los siguientes sistemas de protección:

- 1) Empleo de transformadores de aislamiento.
- 2) Empleo de tensiones extra bajas.
- 3) Empleo de aislamiento de protección o doble aislamiento.
- 4) Conexiones equipotenciales.

En los sistemas de protección clase B, se exige la puesta a tierra o puesta a neutro de las carcasas metálicas, asociando ésta a un dispositivo de corte automático que produzca la desconexión de la parte de la instalación fallada. Dentro de esta clase encontramos los siguientes sistemas:

- a) Puesta a tierra de protección y dispositivo de corte automático operado por corriente de falla.
- b) Neutralización y dispositivo de corte automático operado por corriente de falla.

CAPITULO 6

APARATOS DE CORTE Y CONEXIÓN

6.1 Características generales.

El conjunto de aparatos de maniobra, de seguridad o de control, los aparatos de conexión o desconexión, destinados a asegurar la continuidad o discontinuidad de los circuitos se denominan aparatos de corte.

Los aparatos de corte tienen como misión:

- Adaptar la generación de transporte de energía a la demanda del consumo.
- Efectuar las maniobras necesarias para las revisiones periódicas y el mantenimiento de las instalaciones.
- Efectuar las maniobras de apertura y cierre en la actuación de las protecciones y automatismo.

6.2 Condiciones de funcionamiento de los aparatos de corte.

Las condiciones de funcionamiento de los aparatos de corte están definidas por un cierto número de valores característicos nominales. Entre los valores característicos nominales correspondientes a los aparatos de corte o conexión tenemos:

- Las tensiones nominales de los circuitos principales y, eventualmente, de sus circuitos auxiliares.
- Los servicios nominales de corriente y las características nominales correspondientes de sus circuitos principales.
- Su poder o potencia de ruptura nominales.
- Su poder o capacidad de conexión nominales.
- Las sobreintensidades admisibles nominales que pueden soportar sus circuitos principales.

6.2.1 Tensiones nominales.

La tensión nominal de un aparato es un valor de tensión que sirve para designarlo y a la cual se refieren sus condiciones de funcionamiento en caso de ruptura o cierre de la corriente. Normalmente, los aparatos de corte se designan para dos tensiones nominales, entre las cuales se distinguen:

- La tensión nominal más elevada, que corresponde en principio, a la tensión eficaz en servicio normal más elevado de la red, para la cual está previsto el aparato.
- La tensión nominal más baja, que corresponde a la tensión nominal de la red para la cual está previsto el aparato. Para los seccionadores, al estar desprovistos del poder de corte, esta doble designación no tiene interés y únicamente les concierne la primera.

6.2.2 Servicios nominales de corriente y corrientes nominales correspondientes.

Se llama servicio de corriente de un circuito o de un aparato, la sucesión de los valores de corriente que este circuito debe poder soportar en función del tiempo.

Los servicios a los cuales pueden someterse los aparatos son muy diversos y, para caracterizarlos de una manera simple, se los designará con el nombre de servicios nominales. Entre los principales servicios nominales utilizados en los aparatos de corte y conexión tenemos:

- Los servicios continuos o permanentes.
- Los servicios con sobrecargas.

Servicio continuo.- Es aquél en que la corriente que recorre el aparato tiene una intensidad constante y se mantiene durante un tiempo suficientemente grande para que los órganos del aparato almacenen su temperatura de equilibrio. La corriente nominal de tal servicio, corresponde a la corriente que el aparato puede soportar indefinidamente en condiciones nominales de empleo.

Servicio con sobrecarga.- Se expresa por los siguientes factores:

- a) Valores de corriente constante que puede soportar el aparato en servicio continuo;
- b) Valores de las corrientes de sobrecarga expresados, a su vez, en tanto por ciento de los valores de la corriente precedente;
- c) Duración de las sobrecargas.

Contrariamente a lo que sucede con los transformadores y las máquinas, las constantes de tiempo de los aparatos son generalmente muy pequeñas, de lo que se deduce que la mayor parte de los aparatos no admiten servicio con sobrecargas.

Debido a éstas, cuando se escoja un aparato, es necesario asegurarse de que su corriente nominal sea tal que convenga para todas las sobrecargas de esta duración que puedan producirse en servicio.

Los calentamientos admitidos para juzgar el comportamiento de los aparatos en servicio continuo, tienen en cuenta las condiciones normalmente encontradas en servicio: temperatura ambiente, frecuencia de las maniobras, etc.

6.2.3 Capacidad de ruptura de los aparatos de corte.

El poder o capacidad de ruptura, caracterizan a un aparato con relación a las corrientes que puede soportar en sus diferentes condiciones de empleo. Se llama corriente cortada, corriente de ruptura o corriente de desconexión, al valor eficaz de la corriente interrumpida por un interruptor o un disyuntor, siendo medido este valor por contención, en el instante de la reparación de los contactos de corte.

El poder de ruptura de un aparato, designa la mayor intensidad de corriente que es capaz de cortar en unas condiciones de empleo dadas. Entre las condiciones de empleo, la que generalmente tiene mas influencia, es la tensión que se reestablece en el borne del aparato después de la extinción del arco y que se denomina tensión de restablecimiento.

Por lo general, el poder de ruptura de un aparato de corte se expresa en kiloamperios efectivos (KAef). Muchas veces, las características de corte de los aparatos no se expresan por el valor de la corriente que pueden cortar, sino por la potencia correspondiente a esa misma corriente.

A dicha potencia se la llama capacidad de ruptura (también potencia de ruptura) y viene expresada en megavoltamperios (MVA) y, en algunas ocasiones, gigavoltamperios (GVA); es decir, 1000 MVA.

Para corrientes trifásicas, la corriente de ruptura está expresada por la siguiente fórmula:

$$P = \sqrt{3} \times U \times I$$

P = capacidad de ruptura en MVA

U = tensión de restablecimiento, en KV

I = corriente cortada, en KA

Esta forma de expresarse, tiene la ventaja de permitir una fácil relación entre la expresión del poder de ruptura y la potencia instalada en la red. Pero puede provocar confusiones, ya que se puede suponer que el poder de ruptura de los aparatos de corte es constante, cualquiera que sea la tensión del circuito cortado, lo que no es cierto en la mayoría de los casos. Por esta razón, cuando se da la capacidad de ruptura como característica de funcionamiento de un aparato de corte, es necesario precisar, en todos los casos, la tensión de restablecimiento que le corresponde.

En lo que concierne a las capacidades de ruptura, debe distinguirse primeramente:

- Los cortes en condiciones normales de carga.
- Los cortes en condiciones anormales, que se presentan en caso de cortocircuito.

Las primeras corresponden al empleo de interruptores y de interruptores seccionadores.

Se trata del corte de cargas de redes o de transformadores, de motores, de baterías, de condensadores, de redes de cables en vacío, de líneas en vacío, etc. Las condiciones de restablecimiento de la tensión son muy variables, según el caso, y el corte de estas cargas puede dar lugar a sobretensiones más o menos peligrosas, en particular en el caso de cortes de corrientes capacitivas o de pequeñas corrientes inductivas.

Los interruptores no son siempre capaces de cortar todos los tipos de cargas normales y es necesario especificar aquéllas para las cuales se han previsto.

Los disyuntores deben ser capaces de cortar las cargas normales y, además, asegurar el corte de las corrientes de cortocircuito.

La corriente que puede cortar un aparato varía, no solamente con la tensión del circuito cortado, sino también con los valores relativos de la resistencia, de la autoinducción y de la capacidad de este circuito, y con la naturaleza de la corriente y el sistema de red sobre el cual está instalado el aparato. Varía también con el funcionamiento impuesto al aparato; es decir, con el número de cortes que se le exija y con la cadencia de dichos cortes. Puede depender, además, de los límites admitidos por los niveles de sobretensión tolerados en el caso de corte de corrientes capacitivas y de cargas reactivas.

El valor de corriente cortada por un disyuntor, se llama valor eficaz y es la corriente que atraviesa al disyuntor en el momento de la separación de los contactos.

6.2.4 Poder de conexión de los aparatos de corte.

El poder de conexión de un aparato de corte expresa la mayor corriente que este aparato es capaz de cerrar a una temperatura dada y en las condiciones prescritas de empleo y funcionamiento, sin deteriorarse ni dar origen a manifestaciones externas excesivas. Como para el poder de ruptura, se distinguirá el poder de conexión en servicio normal y en caso de cortocircuito.

Dado que lo que interviene principalmente en los fenómenos de cierre, son los esfuerzos electrodinámicos, se entiende por corriente que se establece en caso de cortocircuito, la amplitud máxima de corriente en el primer período que sigue al cierre del aparato; es decir, el valor de cresta de esta corriente.

El poder de conexión de un aparato varía con la tensión del circuito que se establece y con las condiciones de su maniobra.

Por tensión del circuito establecido, se entiende el valor eficaz de la tensión entre fases de la red, en el lugar en que el aparato está instalado, inmediatamente antes de su cierre.

Las potencias de conexión nominales son las que corresponden a las tensiones nominales del aparato. La ausencia de indicación contraria sobre la placa de características indica, para un disyuntor, que cada potencia de conexión nominal es igual a $1,8 \times 2$ veces la capacidad de ruptura simétrica nominal correspondiente.

6.2.5 Sobreintensidades admisibles en caso de cortocircuito.

Las potencias de ruptura y de conexión, caracterizan un conjunto con relación a su comportamiento en el curso de las operaciones de apertura y de cierre bajo carga o en cortocircuito.

Las sobreintensidades admisibles para sus circuitos principales, lo caracterizan con relación a su comportamiento en caso de cortocircuito, cuando el aparato de corte está cerrado. Mientras que el poder de ruptura de los aparatos en caso de

cortocircuito, no interesa más que para los disyuntores, las sobreintensidades admisibles interesan a los circuitos principales en todos los aparatos de corte.

Cuando se produce un cortocircuito, en los circuitos principales de los aparatos de corte en estado cerrado, ocurren fenómenos de dos tipos:

- Un calentamiento suplementario de las partes conductoras recorridas por la corriente de cortocircuito, que es función del valor eficaz y de la duración de esta corriente.
- Esfuerzos electrodinámicos, tanto entre los diferentes polos afectados por el cortocircuito como entre los diferentes elementos de un mismo polo.

Las sobreintensidades admisibles que un aparato puede soportar en un cortocircuito, sin deterioros excesivos, se expresan por:

- a) El valor eficaz (I_e) expresado en amperios, de la corriente de cortocircuito que el aparato puede soportar durante un segundo, a la frecuencia nominal.
- b) La amplitud máxima (I_{max}) expresada en amperios, de la corriente que aparato puede soportar en el cortocircuito.

6.3 Clasificación de los aparatos de corte según su función.

6.3.1 Seccionadores.

Son aparatos utilizados para abrir o cerrar un circuito, y previstos especialmente para aislar de una red bajo tensión, una maquina, un aparato, un conjunto de aparatos o una sección de una línea, de manera que sea posible el tocarlos sin peligro, para los fines de conservación o de reparación. La condición fundamental es que su ruptura sea visible. Con la ayuda de los seccionadores pueden lograrse múltiples posibilidades de conexión como por ejemplo, conmutar derivaciones en sistemas de barras múltiples.

También de esta forma se pueden realizar trabajos o reparaciones en elementos de la instalación, dejándolos previamente sin tensión, por medio de los seccionadores. La característica más importante que los distingue de los interruptores y disyuntores, es que sus maniobras de conexión y desconexión a la red, deben hacerse en vacío; es decir, sin que haya carga en la instalación, porque el arco que se formaría entre sus contactos lo dañaría seriamente, ya que este aparato está proyectado para las maniobras sin carga.

Aunque los seccionadores han de maniobrarse normalmente sin carga, en determinadas circunstancias, pueden conectarse y desconectarse con pequeñas cargas. Por ejemplo, con una tensión nominal de 6 a 10 KV, se puede cortar una corriente de unos 2 amperios, y con una tensión nominal de 15 a 30 KV, una corriente de, aproximadamente, 1 amperio.

Cuando se trata de la interrupción de corrientes magnetizantes (por ejemplo, la corriente en vacío de transformadores), como éstas corrientes son preponderantemente inductivas, la carga que pueden cortar los seccionadores es bastante menor. Como orientación, podemos indicar que, en estos casos, la potencia máxima que pueden cortar los seccionadores es de 50 KVA.

Los seccionadores utilizados en las instalaciones eléctricas de alta tensión, tienen muy variadas formas constructivas que dependen, sobre todo, de la tensión nominal de la instalación y, en menor grado, de la corriente que ha de atravesar el seccionador, del espacio disponible, de las consideraciones económicas, por la forma de accionamiento de sus contactos, etc.

6.3.1.1 Seccionador de puesta a tierra.

El seccionador de puesta a tierra, tiene la función de conectar a tierra parte de un circuito.

El seccionador de tierra generalmente está asociado a un seccionador principal. La aislación entre contactos del seccionador de tierra puede ser menor que la aislación entre contactos del seccionador principal asociado.

Normalmente este seccionador cortocircuita un aislador de soporte del seccionador principal al que se encuentra asociado.

6.3.2 Interruptores.

Son aparatos de corte que permiten efectuar maniobras de apertura y de cierre de circuitos en condiciones normales de carga. Están previstos para abrir y cerrar circuitos eléctricos con intensidades nominales y con sobrecargas, pero no están preparados para abrir y cerrar sus contactos sobre cortocircuitos, ya que su capacidad de ruptura es menor que la de los disyuntores; por lo general, esta capacidad de ruptura es de dos a tres veces mayor que la correspondiente a la intensidad nominal del interruptor.

Se distinguen, entre otros, los siguientes tipos de interruptores:

Interruptores seccionadores: Son de uso general y su principal característica, es que tienen el mismo poder de corte que los seccionadores, pero las posiciones de los contactos abiertos o cerrados son visibles, como sucede con los seccionadores, por lo que es posible conocer fácilmente si una línea o una derivación están o no desconectadas.

Interruptores con fusible: Aparatos de corte combinados, en los que el interruptor está encargado de la apertura y cierre del circuito en condiciones normales de carga y en condiciones de sobrecarga, mientras los fusibles protegen la instalación contra cortocircuitos.

Dada la multiplicidad de funciones que tienen los interruptores es conveniente elegir, para cada caso, el tipo más adecuado, ya que las características técnicas de estos aparatos son diferentes según la función que deban cumplir. Por esta razón, el usuario debe precisar con todo detalle al constructor, las características técnicas de la instalación en la que deben montarse los aparatos de corte.

6.3.3 Disyuntores.

El método más seguro de reducir peligros eléctricos para personas y equipo, es minimizar la duración de la corriente de fuga y el aumento de tensión, en el momento ideal antes de que la energía eléctrica haya empezado a aumentar. Los sistemas de protección en el equipo eléctrico suelen incorporar tres relés: un relé de corriente de defecto para proteger contra las fugas hacia tierra, un relé magnético y un relé térmico para proteger contra sobrecargas y cortocircuitos.

En los disyuntores de corriente de defecto, los conductores del circuito se arrollan en torno a un anillo, que detecta el vector suma de las corrientes entrantes y salientes del equipo a proteger. El vector suma es igual a cero durante el funcionamiento normal, pero es igual a la corriente de fuga en casos de fallo.

Cuando esta corriente alcanza el umbral del disyuntor, éste se dispara. Los disyuntores de corriente de defecto se pueden disparar por corrientes tan bajas como 30 mA y con retardos tan breves como 30 ms.

La corriente máxima que transporta un conductor sin ningún peligro, está en función del área de su sección transversal, su aislamiento y su instalación. Si se sobrepasa la carga segura máxima o si la disipación de calor está limitada, el conductor experimentará un calentamiento excesivo.

Los dispositivos limitadores de corriente, como fusibles y disyuntores magnetotérmicos, cortan automáticamente el circuito si el paso de corriente es excesivo o si aparecen corrientes a tierra, sobrecarga o cortocircuito. Los dispositivos limitadores de corriente, deben interrumpir el paso de corriente cuando ésta es superior a la permitida por la capacidad del conductor.

La elección de equipo protector capaz de proteger personal y equipo, es uno de los aspectos más importantes de la gestión de instalaciones eléctricas y ha de tener en cuenta no sólo la capacidad de transporte de corriente de los conductores, sino también las características de los circuitos y del equipo conectado a ellos.

En los circuitos que soporten cargas de corriente muy altas, será preciso emplear fusibles o disyuntores especiales de gran capacidad. Si bien los disyuntores se emplean desde hace mucho tiempo en circuitos de alta tensión con grandes capacidades de corriente, ha venido aumentando su utilización en muchas otras clases de circuitos. Existen numerosos tipos, que ofrecen opciones de armado inmediato y retardado y operación manual o automática.

Los disyuntores se clasifican en dos categorías generales: térmicos y magnéticos.

Los **disyuntores térmicos** únicamente reaccionan frente a la subida de temperatura. Por lo tanto, las variaciones de la temperatura ambiente de los disyuntores afectarán al punto en que el disyuntor se dispare.

Los **disyuntores magnéticos**, por el contrario, sólo reaccionan ante la cantidad de corriente que pasa por el circuito. Es un tipo de disyuntor más adecuado para los casos en que existan fluctuaciones amplias de la temperatura, que exigirían sobredimensionar el disyuntor, o cuando el disyuntor se dispara con frecuencia.

En el caso de contacto con líneas que transporten mucha corriente, los circuitos de protección no impiden lesiones personales ni daños al equipo, puesto que se diseñan para proteger únicamente líneas y sistemas de transporte de energía del paso excesivo de corriente provocado por fallos.

Debido a la resistencia del contacto con tierra, la corriente que atraviesa un objeto que está en contacto al mismo tiempo con la línea y tierra, será en general menor que la corriente de disparo. Las corrientes de defecto atravesando el cuerpo humano, deben reducirse en mayor grado por la resistencia del cuerpo mientras no llegue a disparar el disyuntor, por lo que son extremadamente peligrosas.

En la práctica, es casi imposible diseñar un sistema de transporte de energía, que impida lesiones corporales o daños a cualquier objeto que toque las líneas de transporte sin que éstas dejen de ser un sistema útil de transmisión de energía, puesto que los umbrales de disparo de los dispositivos de protección de los circuitos que interesan, están muy por encima del nivel de peligro para el hombre.

6.3.4 Fusibles.

Existen varios tipos de fusibles, cada uno de ellos diseñado para una aplicación específica. El empleo de un tipo de fusible equivocado o de un fusible de capacidad inadecuada puede provocar lesiones a personas y daños al equipo. Los fusibles de capacidad excesiva originan con frecuencia el calentamiento del cableado o equipo, con la consiguiente posibilidad de que se produzcan incendios.

Antes de sustituir fusibles, deje el circuito fuera de servicio, efectúe el enclavamiento de los aparatos de corte y compruebe que está inactivo. La comprobación puede salvar vidas. A continuación, identifique la causa del posible cortocircuito o sobrecarga y sustituya los fusibles fundidos por otros del mismo tipo y capacidad. No inserte nunca fusibles en un circuito activo.

6.4 Combinaciones de los cortacircuitos fusibles con los aparatos de corte.

Los cortacircuitos fusibles pueden combinarse con los aparatos de corte de distintas características de funcionamiento. Los seccionadores de carga, en combinación con fusibles de alto poder de ruptura, pueden sustituir ventajosamente en muchos casos a los disyuntores, representando además, una solución más económica.

Para decidir entre un disyuntor o un seccionador de carga con fusibles, pueden servir los siguientes elementos comparativos:

- Después de una sobrecarga o de un cortocircuito, el disyuntor está dispuesto para un inmediato reenganche, que además, puede efectuarse a distancia. Si se emplea un seccionador con cortacircuitos, hay que cambiar los cartuchos fusibles fundidos.
- Para la protección contra sobrecarga y cortocircuitos, se pueden combinar con el disyuntor varios tipos de relés para conseguir una protección adecuada en cada caso y una selectividad en la red. En cambio, para los fusibles, siempre rige su curva fija de fusión.

- En los lugares en que se producen frecuentemente cortocircuitos, el disyuntor puede resultar, a la larga, más económico que los fusibles, cada desconexión significa un gasto en cartuchos fusibles.

Por estas razones, la instalación de seccionadores de carga con fusibles, puede resultar adecuada en las casetas transformadoras alta tensión / baja tensión, donde la protección contra sobrecargas y cortocircuitos en la red de baja tensión está dispuesta en el lado de baja tensión del transformador, siendo improbable un cortocircuito en el mismo transformador.

Los interruptores automáticos, combinados con fusibles, sustituyen ventajosamente, a los disyuntores por su mayor economía, en instalaciones de pequeña potencia y tensiones medias, reservándose los disyuntores para las grandes estaciones de transformación de alta y muy alta tensión, donde la elevada capacidad de ruptura de los disyuntores es factor dominante para la elección de los aparatos de corte.

6.5 Consideraciones sobre la elección de los disyuntores según las características del sistema.

Entre los casos que pueden presentarse en el funcionamiento de los disyuntores, destacan dos de ellos que han hecho evolucionar la técnica de los disyuntores en general y que obligan, en algunas ocasiones, a la elección de uno u otro tipo de disyuntor. Nos referimos al defecto kilométrico y el defecto evolutivo.

El defecto kilométrico se llama precisamente así, porque aparece cuando el circuito se ha producido a una distancia del disyuntor del orden de un kilómetro aproximadamente. En este caso, la rapidez de elevación de la tensión en los bornes del disyuntor, después del paso de la corriente por cero, puede ser muy grande, averiando al disyuntor.

Se trata de un cortocircuito en la línea de transporte o en el secundario del transformador; es decir, de un cortocircuito que se produce a algunos centenares de metros o a algunos kilómetros del aparato de corte. Al contrario que el cortocircuito clásico, el defecto no está en la inmediata proximidad del disyuntor sino a una cierta distancia, si se trata de una línea aérea.

La tensión que aparece en la distancia de ruptura representa también, en este caso, la diferencia entre la tensión en el lado de la red y la tensión en el lado de la línea. Mientras que las oscilaciones en el lado de la red son relativamente lentas, entre 500 y 1000 Hz, las oscilaciones en el lado de la línea son de 10 a 100 KHz, para longitudes críticas de línea de 1 a 2 Km.

Para distancias más cortas del defecto kilométrico, el polo que corta en último lugar sufre las mayores solicitaciones, para corrientes de cortocircuito debidas a defectos a tierra, mientras que para distancias mayores, es el polo que corta en primer lugar en cortocircuito tripular, el más fuertemente solicitado.

En el caso de un defecto kilométrico, es importante el primer crecimiento brusco de la tensión de restablecimiento provocado en el lado línea.

Por defecto evolutivo se entiende el corte de una corriente de carga, durante el curso del cual, la corriente en la distancia de corte se convierte en corriente de cortocircuito. En principio, este defecto podría producirse por azar, debido a la aparición de un cortocircuito durante una desconexión normal; por ejemplo, a consecuencia de un defecto de aislamiento o de los efectos de un rayo. Sin embargo, esta posibilidad es tan rara, que apenas es posible que un defecto evolutivo pueda producirse de esta forma.

Por lo general, los defectos evolutivos se producen por el corte de una pequeña corriente que puede provocar sobretensiones que ocasionan cortocircuitos en el lado de la carga del disyuntor y, como consecuencia, un defecto evolutivo.

En la mayor parte de los casos, este defecto está relacionado con la desconexión de transformadores en vacío o cargados con reactancias; pero también pueden producirse cuando se cortan corrientes capacitivas.

Efectivamente, la ruptura de pequeñas corrientes inductivas puede ocasionar elevadas sobretensiones, si no se toman las debidas precauciones. Una sobretensión semejante puede producir un encebamiento sobre un punto anormalmente débil de la red.

Si este encebamiento puede ocasionar un franqueamiento interno en el disyuntor, la corriente que resulta será entonces de valor importante (en realidad, se trata de una corriente de cortocircuito) y puede encontrar al disyuntor en una situación muy desfavorable para la ruptura.

Si la primera ruptura se prolonga un poco, el nuevo arco se desarrolla a plena potencia entre los contactos ya alejados entre sí y esto en un espacio donde la presión es pequeña, sin ninguna relación con la que existiría si el arco se hubiera desarrollado en el origen con esta gran intensidad. De manera que nos encontramos con un potente arco desarrollado sobre una gran distancia de ruptura, que pone en acción gran cantidad de energía, que el disyuntor no puede cortar si no es con peligro de quedar destruido.

Una solución evidente consiste en limitar el valor de la sobretensión por medio del montaje de pararrayos. Con los pararrayos se evita con toda certeza la evolución hacia un cortocircuito, aún si las tensiones sobrepasan el valor admisible.

6.6 Dispositivos automáticos de corte por corriente de falla asociados con una puesta a tierra de protección.

Este sistema, consiste en la conexión a una tierra de protección de todas las carcasas metálicas de los equipos y la protección de los circuitos, mediante un dispositivo de corte automático sensible a las corrientes de falla, el cual desconectará la instalación o el equipo fallado. La aplicación de este sistema requiere del cumplimiento de las siguientes condiciones:

a) En instalaciones con neutro a tierra:

- La corriente de falla deberá ser de una magnitud tal que asegure la operación del dispositivo de protección, en un tiempo no superior a 5 segundos.
- Todas las masas de una instalación deben estar conectadas a la misma toma de tierra.

b) En instalaciones con neutro flotante o conectado a tierra a través de una impedancia, se cumplirán las mismas condiciones del literal a); en donde no se pueda cumplir la primera condición, deberán cumplirse las siguientes otras condiciones:

- Deberá existir un dispositivo automático de señalización, que muestre cuando se haya presentado una primera falla de aislación en la instalación.

- En caso de fallas simultáneas que afecten la aislación de fases distintas o de una fase y neutro, la separación de la parte fallada de la instalación debe asegurarse mediante dispositivos de corte automático, que interrumpan todos los conductores de alimentación, incluso el neutro.

Como dispositivos de corte automático se podrán emplear fusibles o disyuntores, siempre que sus características de operación sean adecuadas. El empleo de estos dispositivos, exigirá que la impedancia de falla tenga un valor extremadamente bajo y el valor de la resistencia de la tierra de protección debe ser tal, que no permita la aparición de tensiones que excedan los valores de seguridad. En general, esto sólo será posible de obtener, cuando el terreno sea buen conductor y cuando en la red exista un gran número de puestas a tierra de servicio.

En instalaciones en que la impedancia de falla y la puesta a tierra de protección, tengan valores tales que no permitan el cumplimiento de las condiciones prescripciones, se deberán utilizar los protectores diferenciales como dispositivos asociados a los de corte automático.

CAPITULO 7

PUESTAS A TIERRA DE PROTECCIÓN Y SERVICIO.

7.1 Puesta a tierra: Introducción.

La puesta a tierra es una de las medidas de seguridad que suele estar acompañada de otras medidas como (relés, diferenciales, etc.) que garanticen un alto nivel de seguridad en las instalaciones.

La energía eléctrica es fundamental para el desarrollo de la humanidad, es por ello, que durante su generación, transmisión, subtransmisión, distribución y utilización, es necesario garantizar la operación normal de los equipos y la seguridad de las personas ante corrientes anormales.

El sistema de conexión a tierra cumple con esta función fundamental, otorgando una baja resistencia a estas corrientes nocivas para su disipación a tierra antes que comprometa la seguridad de las personas involucradas o afecte a todos los componentes del sistema eléctrico.

Un sistema de conexión a tierra involucra conocer la resistividad del terreno, las diferentes configuraciones de los sistemas de distribución, el cálculo apropiado de la configuración del electrodo elegido, los lineamientos para su construcción económica y las modalidades de mantenimiento. Todo ello para mantener la resistencia en un valor referencial apropiado y los potenciales dentro de los niveles esperados.

7.1.1 Objetivos de la puesta a tierra.

- Conocer la finalidad y tipos de puesta a tierra.
- Reconocer la importancia de la resistividad y resistencia de puesta a tierra, así como los criterios para su medición.
- Identificar los componentes de un sistema de conexión de tierra.
- Elaborar la valoración de la puesta a tierra.
- Conocer las técnicas del mejoramiento y mantenimiento de puesta a tierra.

Los materiales a conectar a una puesta a tierra serán las partes metálicas normalmente sin tensión. La conexión a tierra de partes no metálicas y por tanto no conductoras no produciría el menor efecto por la falta de continuidad. La conexión de partes metálicas normalmente en tensión resultaría del todo negativa,

ya que las corrientes fluirían hacia tierra directamente (fuga a tierras), sin producir el trabajo al que están encomendadas.

Hay dos tipos de conexiones de tierra:

- 1.- Tierras funcionales: por ejemplo, puesta a tierra del conductor neutro de un sistema trifásico, o del punto medio del devanado secundario de un transformador.
- 2.- Tierras de protección: por ejemplo, puesta a tierra de todos los elementos conductores de equipo. El objeto de este tipo de puesta a tierra es minimizar tensiones en los elementos conductores, mediante la creación de un camino preferente para las corrientes de fuga, en especial las corrientes que pudieran afectar a las personas.

En condiciones de funcionamiento normal, por las conexiones de puesta a tierra no pasa ninguna corriente. Pero en caso de activación accidental del circuito, la baja resistencia de la conexión de puesta a tierra hace que el paso de corriente sea lo bastante elevado para fundir el fusible o los conductores no conectados a tierra.

Los principales motivos por los que se realiza una correcta puesta a tierra, unida a un dispositivo de corte por intensidad de defecto, pueden sintetizarse en:

- 1º Limitar las tensiones de las partes metálicas de los equipos o máquinas a valores no peligrosos para las personas.
- 2º Asegurar, en caso de avería del material utilizado, la actuación correcta de las protecciones, de forma que la parte de la red averiada quede separada de las fuentes de alimentación, eliminando los riesgos propios de la avería.
- 3º Impedir la acumulación de cargas electrostáticas o inducidas en los equipos, máquinas o elementos metálicos que se hallen en zonas con riesgo de explosión.
- 4º Constituye un sistema de protección contra incendios, al limitar en tiempo y valor las corrientes de fuga.

La puesta a tierra actúa como único elemento protector en los siguientes casos:

- Contra las descargas atmosféricas o electroestáticas.
- En redes con neutro aislado, como elemento de unión de las diferentes masas.
- Como unión equipotencial.

7.2 Diseño de puestas a tierra en subestaciones de potencia.

Para el dimensionado de la malla de tierra de la subestación se tendrán en cuenta las siguientes prescripciones:

- a.- El dimensionado de la instalación de tierra es función de la intensidad que, en caso de fallo, circula a través de la parte afectada de la instalación de tierra y del tiempo de duración del defecto.
- b.- El dimensionado de las instalaciones se hará de forma que no se produzcan calentamientos que puedan deteriorar sus características o aflojar elementos desmontables.
- c.- Los electrodos y demás elementos metálicos llevarán las protecciones precisas para evitar corrosiones peligrosas durante la vida de la instalación.
- d.- Se tendrán en cuenta las variaciones posibles de las características del suelo en épocas secas y después de haber sufrido corrientes de fallo elevadas.

Al proyectar una instalación de puesta a tierra para una subestación, se seguirá el siguiente procedimiento:

- Investigación de las características del suelo.
- Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra (Ifalla a tierra) y el tiempo máximo correspondiente de eliminación del defecto.
- Diseño preliminar de la instalación de tierra.
- Cálculo de la resistencia del sistema de puesta a tierra.
- Cálculo de las tensiones de paso en el exterior de la instalación.
- Cálculo de las tensiones de paso y contacto en el interior de la instalación.
- Comprobar que las tensiones de paso y contacto calculadas son inferiores a las tensiones de paso y contacto admisibles.
- Investigación de las tensiones transferibles al exterior por tuberías, raíles, vallas, conductores de neutro, blindaje de cables, circuitos de señalización y de los puntos especialmente peligrosos, y estudio de formas de eliminación o reducción.
- Corrección y ajuste del diseño inicial estableciendo el definitivo.

Después de construida la instalación de tierra, se harán las comprobaciones y verificaciones precisas en el sitio, y se efectuarán los cambios necesarios que permitan alcanzar valores de tensión aplicada inferiores o iguales a los máximos admitidos.

7.3 Derivaciones a tierra.

Cuando un conductor en servicio y aislado respecto a tierra queda conectado a ésta por otro conductor, se produce una derivación a tierra. Si el defecto aparece solamente en un conductor de la línea, tenemos el caso más corriente de derivación a tierra única; cuando la avería aparece simultáneamente en varios conductores, ya sea en el mismo sitio, ya sea en sitios distintos de la red, tendremos la derivación a tierra doble, triple, etc. y, en general, derivación a tierra múltiple. La corriente que circula desde el circuito de servicio a tierra por las derivaciones correspondientes, es la corriente de derivación a tierra.

Las derivaciones a tierra pueden aparecer en cualquiera de los puntos de una instalación. Sin embargo, en las máquinas, transformadores de medida y aparatos de conexión, son relativamente raras.

Los sitios donde más frecuentemente se originan las derivaciones a tierra, son las líneas aéreas y pueden estar provocadas por diferentes causas: aisladores rotos o sucios, pájaros, ramas o cañas movidas por el viento, rayos y otras perturbaciones atmosféricas, que originan sobretensiones y por lo tanto descargas a tierra; especialmente, cabe mencionar las sobretensiones provocadas por los arcos eléctricos, por ejemplo, en la apertura en carga de los seccionadores.

Las derivaciones a tierra pueden ser perfectas; es decir, sin resistencia de paso e imperfectas, o sea, con resistencia de paso. Tanto unas como otras pueden ser permanentes; es decir, no interrumpidas, e intermitentes, formadas por un arco eléctrico que crece rápidamente y desaparece con la misma rapidez.

Las derivaciones a tierra cuya duración no excede de una fracción de segundo y que se producen en las redes aéreas con mucha frecuencia, se denominan derivaciones a tierra instantáneas.

En las máquinas eléctricas, sobre todo en los generadores, las derivaciones a tierra suelen denominarse contacto a masa.

Además, por la naturaleza del contacto a tierra, podemos distinguir los siguientes tipos:

- a) Derivación a tierra única y sencilla.

- b) Cortocircuito a tierra o cortocircuito a tierra unipolar que solamente es posible en instalaciones con centro de estrella conectado directamente a tierra.
- c) Derivación a tierra doble o, en otros casos, derivación a tierra múltiple; si los puntos del defecto se encuentran en una misma sección de la red, se denomina derivación de sector a tierra.
- d) Cortocircuito con derivación a tierra, llamado también cortocircuito a tierra bipolar o cortocircuito a tierra tripular, según los casos, que puede considerarse como un caso particular del anterior, cuando dos o tres conductores, respectivamente, establecen comunicación con tierra en un mismo punto de la red.

7.3.1 Consecuencias de derivaciones a tierra en una instalación con neutro aislado.

a) Elevación de la tensión respecto a tierra de las fases sanas, que pasa del valor simple U al valor compuesto $\sqrt{3} U$. Este no es un grave inconveniente, ya que el material de instalación está previsto para resistir una tensión del valor doble que la tensión nominal. Únicamente resultaría peligroso si, con una fase derivada a tierra, se produjese una sobretensión de origen atmosférico, porque posiblemente se sobrepasaría el límite de seguridad.

b) Elevación rápida de la tensión del punto neutro respecto a tierra. Este fenómeno, provoca sobretensiones producidas por la carga brusca de las capacidades respecto a tierra en las dos fases no averiadas.

Esta carga es de forma oscilatoria y el circuito oscilante correspondiente, está constituido por las dos capacidades de líneas sanas acopladas en paralelo, reactancia conjunta de cortocircuito de la red (línea, transformadores, generadores, etc.). Estas sobretensiones, alcanzan su valor máximo cuando la derivación a tierra se realiza en el instante en que la tensión simple de la fase averiada pasa por su valor máximo. Estas sobretensiones tampoco resultan peligrosas para el aislamiento de la red.

c) Distorsión del sistema formado por las corrientes capacitivas, que era simétrico y se convierte en asimétrico a causa de la derivación a tierra. La consecuencia es un aumento de la carga capacitiva de la red que en casos especiales (por ejemplo, con pequeña carga en la red y generadores débilmente excitados) puede ocasionar inconvenientes (sobretensiones inadmisibles, inestabilidad en la excitación).

d) Caídas de tensión peligrosas en el suelo, en las proximidades de la derivación a tierra. Estas caídas de tensión, son tanto más peligrosas cuanto mayor es la corriente de tierra, o cuanto mayores son las resistencias de puesta a tierra del neutro o las del defecto.

Cuando la diferencia de potencial entre dos puntos del suelo sobrepasa un valor determinado, puede poner en peligro la vida de personas y animales, ya que un ser viviente que avance por la zona de una derivación a tierra, subtiende con sus pasos una fracción de la caída de tensión existente a lo largo de la superficie del suelo, fracción denominada tensión de paso. Con amplitudes de paso de un metro y tratándose de derivaciones francas a tierra, la tensión de paso puede alcanzar varios centenares de voltios siendo, por lo tanto, muy peligrosa.

e) Ruptura de líneas, especialmente en las redes extensas que tienen una elevada corriente de tierra. La rotura de los conductores, como consecuencia de su fusión por acción de la corriente de tierra, conduce a bruscas interrupciones de servicio, con los consiguientes perjuicios de la explotación.

7.3.2 Protección contra derivaciones a tierra.

En la mayoría de los casos, la protección contra derivaciones a tierra consiste, no en una desconexión inmediata de la parte de la instalación afectada por la derivación a tierra, sino únicamente en la señalización de la parte averiada. Sin embargo, en las redes de alta tensión, la misión principal que se asigna a esta protección, es la compensación de la corriente de derivación a tierra o, en otros casos, el apagado del arco producido por la sobretensión.

Los procedimientos más empleados para la protección contra derivaciones a tierra, son los que se indican a continuación:

- Puesta a tierra directa, del neutro de la instalación.
- Puesta a tierra por impedancia, del neutro de la instalación.
- Compensación inductiva de la derivación a tierra.

Puesta a tierra directa, del neutro de la instalación.

Consiste en conectar a tierra directamente el neutro de los transformadores. De esta forma, cualquiera derivación a tierra, se traduce directamente en un cortocircuito a tierra, que deben detectar los dispositivos de protección de

sobreintensidades de la red, los cuales provocan la desconexión rápida de los disyuntores correspondientes.

Cuando se utilizan relés de distancia rápidos, que permitan apertura rápida de los disyuntores correspondientes a la parte de la instalación afectada, la puesta a tierra directa del neutro ofrece grandes ventajas, sobre otros sistemas de protección. Los transformadores utilizados, han de tener sus arrollamientos secundarios acoplados en triángulo y, de ser posible, hallarse instalados en las proximidades de los puntos de alimentación de la red.

Las principales ventajas de este sistema de protección son:

- 1) Los transformadores, disyuntores, etc., precisan aislamientos más reducidos, lo que para altas tensiones, significa una importante economía.
- 2) Las líneas trabajan con la tensión simple respecto a tierra, por lo que necesitan menor aislamiento que con otros sistemas de protección.
- 3) También resulta ventajoso este sistema de protección, desde el punto de vista de la estabilidad de las redes, ya que permite poner fuera de circuito, fase por fase, los defectos producidos, lo que no es posible realizar con otros sistemas de protección.
- 4) La tensión de servicio de los pararrayos, puede ser menor que si el neutro de la instalación está aislado de tierra o conectado a ella a través de una impedancia de valor apreciable.

Puesta a tierra por impedancia, del neutro de la instalación.

Este sistema de protección consiste, en conectar el neutro de la instalación a tierra a través de una impedancia Z que es, casi siempre una reactancia inductiva de bajo valor en ohmios.

Con esta disposición, se consigue una disminución de la intensidad de corriente de tierra respecto a la puesta a tierra directa del neutro. La corriente predominante inductiva producida en la impedancia, está casi en oposición con la corriente de tierra que, como sabemos, tiene carácter capacitivo, lo que dificulta el reencebamiento del arco eléctrico de derivación a tierra e impide que, al romperse la línea, aparezcan sobretensiones de inversión en los transformadores. Este sistema de protección no es muy empleado, puesto que más utilizado son los sistemas de protección por compensación inductiva de la derivación a tierra.

Compensación inductiva de la derivación a tierra.

Las protecciones por compensación inductiva de la derivación a tierra, están basadas en la idea fundamental, de compensar la corriente capacitiva de derivación a tierra por una corriente inductiva de igual magnitud, provocada artificialmente en el lugar del defecto a tierra.

Este sistema de protección, constituye una solución más completa de todo el problema de derivación a tierra para las redes de alta tensión, lo mismo si se trata de líneas aéreas que de cables subterráneos. La ventaja quizá más importante de este sistema de protección, es que resulta posible la continuación del servicio durante una derivación a tierra permanente, de forma que la reparación de una avería de este tipo, puede realizarse en el momento que se crea más oportuno.

7.4 Clasificación de las puestas a tierra.

En las subestaciones de transformación y de distribución, se utilizan dos tipos principales de puesta a tierra:

- Puesta a tierra de protección
- Puesta a tierra de servicio

7.4.1 Puesta a tierra de protección.

La puesta a tierra de protección se instala para prevenir accidentes personales. Todas las partes metálicas de una instalación, que no pertenecen al circuito de corriente de trabajo, tienen que estar puestas a tierra cuando al producirse averías, incluso por arcos eléctricos, pueden entrar en contacto con piezas bajo tensión. Por lo tanto, hay que conectar a tierra los siguientes elementos de la instalación:

- a) Las carcasas de máquinas, transformadores, transformadores de medida (incluido el núcleo de hierro), y otros aparatos y dispositivos eléctricos.
- b) Los arrollamientos de los transformadores de medida, ya que pueden quedar sometidos a la alta tensión por perforación del aislamiento. En los transformadores de intensidad se conecta a tierra uno de los bornes de baja tensión; en los transformadores de tensión, bien el punto neutro del circuito secundario trifásico, o bien una de las fases.
- c) Por el lado de baja tensión, hay que conectar a tierra el centro de estrella o una fase.

- d) Las partes de armazones metálicas, bridas de aisladores pasamuros y de apoyo y accesorios de cables (cajas terminales, manguitos, etc.).
- e) Las palancas, manivelas y volantes de aparatos electrónicos, rejillas de protección y revestimientos metálicos.

Se pondrán a tierra las partes metálicas de una instalación, que no estén en tensión normalmente, pero que puedan estarlo a consecuencia de averías, accidentes, descargas atmosféricas o sobretensiones. Estas partes son:

- Los chasises y bastidores de aparatos de maniobra.
- Los envolventes de los conjuntos de armarios metálicos.
- Las puertas metálicas de los locales.
- Las vallas y cercas metálicas.
- Las columnas, soportes, pórticos, etc.
- Las estructuras y armaduras metálicas de los edificios que contengan instalaciones de alta tensión.
- Los blindajes metálicos de los cables.
- Las tuberías y conductos metálicos.
- Hilos de guarda o cables de tierra de las líneas aéreas.

7.4.2 Puesta a tierra de servicio.

La puesta a tierra de servicio es la que pertenece al circuito de corriente de trabajo; es decir, al centro de estrella de generadores y transformadores. También están incluidos en este grupo, los circuitos de tierra de los pararrayos y otros dispositivos de protección contra sobretensiones (bobinas, cables de tierra, etc.).

Se conectarán a tierra los elementos de la instalación necesarios y entre ellos:

- a) Los neutros de los transformadores, que lo precisan en instalaciones o redes con neutro a tierra de forma directa o a través de resistencias o bobinas.
- b) El neutro de los alternadores y otros aparatos o equipos que lo precisen.
- c) Los circuitos de baja tensión de los transformadores de medida.
- d) Los limitadores, descargadores, autoválvulas, pararrayos para eliminación de sobretensiones o descargas atmosféricas.
- e) Los elementos de derivación a tierra de los seccionadores de puesta a tierra.

7.4.3 Interconexión de las instalaciones de tierra.

Las puestas a tierra de protección y de servicio de una instalación deberán interconectarse, constituyendo una instalación de tierra general.

Excepcionalmente, de esta regla general deben excluirse aquellas puestas a tierra, a causa de las cuales puedan presentarse en algún punto tensiones peligrosas para las personas, bienes o instalaciones eléctricas.

En este sentido se preverán tierras separadas, entre otros, en los casos siguientes:

- Los casos en que fuera conveniente separar de la instalación de tierra general, los puntos neutros de los devanados de los transformadores.
- Los limitadores de tensión de las líneas de corriente débil (telefónicas, telegráficas, etc.), que se extienden fuera de la instalación. En las instalaciones en las que coexistan instalaciones de tierra separadas o independientes, se tomarán medidas para evitar el contacto simultáneo inadvertido, con elementos conectados a instalaciones de tierra diferentes, así como la transferencia de tensiones peligrosas de una a otra instalación.

7.5 Prescripciones generales de seguridad.

a) Tensiones máximas aplicables al cuerpo humano.

Toda instalación eléctrica deberá disponer de una protección o instalación de tierra diseñada en forma tal que, en cualquier punto normalmente accesible del interior o exterior de la misma donde las personas puedan circular o permanecer, éstas queden sometidas como máximo a las tensiones de paso y contacto (durante cualquier defecto en la instalación eléctrica o en la red unida a ella) que resulten de la aplicación de las fórmulas que se recogen a continuación.

b) Líneas de tierra.

Los conductores empleados en las líneas de tierra tendrán una resistencia mecánica adecuada y ofrecerán una elevada resistencia a la corrosión.

Su sección será tal, que la máxima corriente que circule por ellos en caso de defecto o de descarga atmosférica no lleve a estos conductores a una temperatura cercana a la de fusión, ni ponga en peligro sus empalmes y conexiones.

c) Instalación de líneas de tierra.

En las líneas de tierra no podrán insertarse fusibles ni interruptores. Los empalmes y uniones deberán realizarse con medios de unión apropiados, que aseguren la permanencia de la unión, no experimenten al paso de la corriente calentamientos superiores a los del conductor, y estén protegidos contra la corrosión galvánica.

d) Electrodo de puesta a tierra.

Los electrodos de puesta a tierra estarán formados por materiales metálicos en forma de varillas, cables, chapas, perfiles, que presenten una resistencia elevada a la corrosión por sí mismos, o mediante una protección adicional, tales como el cobre o el acero debidamente protegido, en cuyo caso se tendrá especial cuidado de no dañar el recubrimiento de protección durante el hincado.

Los electrodos podrán disponerse de las siguientes formas:

- Picas hincadas en el terreno, constituidas por tubos, barras y otros perfiles, que podrán estar formados por elementos empalmables.
- Varillas, barras o cables enterrados, dispuestos en forma radial, mallada, anular.
- Placas o chapas enterradas.

e) Dimensiones mínimas de los electrodos de puesta a tierra.

- 1° Las dimensiones de las picas se ajustarán a las especificaciones siguientes: Los redondos de cobre o acero recubierto de cobre, no serán de un diámetro inferior a 14 mm. Los de acero sin recubrir no tendrán un diámetro inferior a 20 mm. Los tubos no serán de un diámetro inferior a 30 mm ni de un espesor de pared inferior a 3 mm. Los perfiles de acero no serán de un espesor inferior a 5 mm ni de una sección inferior a 350 mm.
- 2° Los conductores enterrados, sean de varilla, cable o pletina, deberán tener una sección mínima de 50 mm los de cobre, y 100 mm los de acero. El espesor mínimo de las pletinas y el diámetro mínimo de los alambres de los cables no serán inferior a 2 mm los de cobre, y 3 mm los de acero.

3° Las placas o chapas tendrán un espesor mínimo de 2 mm los de cobre, y 3 mm las de acero.

4° En el caso de suelos en los que pueda producirse una corrosión particularmente importante, deberán aumentarse los anteriores valores.

f) Conjuntos protegidos por envolvente metálica.

En los conjuntos protegidos por envolvente metálica deberá existir una línea de tierra común para la puesta a tierra de la envolvente, dispuesta a lo largo de toda la aparamenta. La sección mínima de dicha línea de tierra será de 35 mm², si es de cobre, y para otros materiales tendrá la sección equivalente de acuerdo con lo dictado en la presente Instrucción.

Las envolventes externas de cada celda se conectarán a la línea de tierra común, como asimismo se hará con todas las partes metálicas que no formen parte de un circuito principal o auxiliar que deban ser puestas a tierra.

A efectos de conexión a tierra de las armaduras internas, tabiques de separación de celdas, etc., se considera suficiente para la continuidad eléctrica, su conexión por tornillos o soldadura. Igualmente las puertas de los compartimentos de alta tensión deberán unirse a la envolvente de forma apropiada.

Las piezas metálicas de las partes extraíbles que están normalmente puestas a tierra, deben mantenerse puestas a tierra mientras el aislamiento entre los contactos de un mismo polo no sea superior, tanto a frecuencia industrial como a onda de choque, al aislamiento a tierra o entre polos diferentes. Estas puestas a tierra deberán producirse automáticamente.

7.6 Resistencia eléctrica de la puesta a tierra.

Para la determinación de la resistencia eléctrica de los circuitos de tierra, tiene importancia fundamental la resistividad o resistencia específica del terreno. Esta resistencia específica depende, esencialmente, de los siguientes factores:

- Constitución o naturaleza del terreno
- Humedad
- Temperatura

Entre los valores de la resistividad del terreno, para las diferentes clases de éste, tenemos:

NATURALEZA DEL TERRENO	RESISTIVIDAD EN OHMIOS*METRO
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y arcillas compactas	100 a 200
Margas del jurásico	30 a 40
Arena arcillosa	50 a 500
Arena silícea	200 a 3.000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo	1.500 a 3.000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1.000 a 5.000
Calizas agrietadas	500 a 1.000
Pizarras	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedentes de alteración	1.500 a 10.000
Granitos y gres muy alterados	100 a 600
Hormigón	2.000 a 3.000
Balasto o grava	3.000 a 5.000

Naturalmente, cuanto menor es la resistencia específica, mejor resulta el terreno para la instalación de las puestas a tierra. Por esta causa, muchas veces hay que desplazar las tomas de tierra hasta encontrar terreno húmedo. Los terrenos rocosos no son aceptables debido a su elevada resistividad, y si no resultare fácil encontrar terrenos adecuados en las proximidades de la instalación, habrá que efectuar un tratamiento químico de corrección del terreno y, de ser posible, se dispondrá una canalización que permita regar las tomas de tierra en las estaciones secas.

No deben instalarse las tomas de tierra directamente dentro del agua, pues, aunque disuelve las sales del terreno, resulta por sí misma, mala conductora y además existe mayor peligro de corrosión. Resulta conveniente tratar los terrenos con sal común, la cual actúa sobre el agua haciéndola mejor conductora y además, a causa de ser una sustancia giroscópica, la sal retiene la humedad en el terreno.

El aumento de la temperatura disminuye el valor de la resistividad del terreno, por lo que muchas veces será conveniente profundizar las tomas de tierra, hasta encontrar capas de terreno situadas bajo la zona susceptible de congelación en las estaciones frías.

Debe evitarse, en lo posible, la instalación de tomas de tierra en terrenos corrosivos (basura, escorias, residuos industriales, etc.). En tales condiciones o en caso de tierra salada (playa del mar), es conveniente emplear siempre varilla en lugar de cable conductor, enfundándola en tubo de plástico en la parte enterrada desde unos 30 cm encima del suelo hasta el empalme con la placa o estaca.

7.6.1 Resistencia de tierra del electrodo.

La resistencia de tierra del electrodo, que depende de su forma y dimensiones y de la resistividad del suelo, se calculara por las formulas contenidas en la tabla que sigue:

TIPO DE ELECTRODO	RESISTENCIA EN OHMIOS
Placa enterrada profunda	$R \cdot 0. /$
Placa enterrada superficial	$R \cdot 1.6 /$
Pica vertical	$R \cdot /L$
Conductor enterrado horizontalmente	$R \cdot 2 /L$
Malla de tierra	$R \cdot /r \cdot /L$

Siendo:

R = resistencia de tierra del electrodo en ohmios.

resistividad del terreno en Ω -m.

P = perímetro de la placa en m.

L = longitud en metros de la pica o del conductor, y en malla la longitud total de los conductores enterrados.

r = radio en metros de un circulo de la misma superficie que el área cubierta por la malla.

Efecto de la humedad: Cuando la humedad del terreno varíe considerablemente de unas épocas del año a otras se tendrá en cuenta esta circunstancia al dimensionar y establecer el sistema de tierra. Se podrán usar recubrimientos de gravas como ayuda para conservar la humedad del suelo.

Efecto de la temperatura: Al alcanzar el suelo temperaturas inferiores a cero grados centígrados aumenta mucho su resistividad. Por ello en zonas con peligro de heladas los electrodos se enterraran a una profundidad que no alcance esa temperatura o se tendrá en cuenta esta circunstancia en el cálculo.

7.6.2 Mantenimiento y revisión de las tomas de tierra.

Por la importancia que tiene desde el punto de vista de la seguridad, las prescripciones reglamentarias señalan que la instalación de una toma de tierra, debe comprobarse en el momento de su montaje y revisar cada seis años, en la época en que el terreno esté más seco. Para ello, se medirá por procedimientos adecuados, la resistencia de paso a tierra, reparando inmediatamente los defectos que se encuentren.

En los lugares en que el terreno no sea favorable para la buena conservación de las tomas de tierra, éstas, así como los conductores de enlace de ellas hasta la pieza de empalme a la instalación que protegen, se pondrán al descubierto para su examen, una vez cada nueve años por lo menos. Las tomas de tierra de características especiales, se revisaran obligatoriamente cada tres años.

7.6.3 Valores recomendados de la resistencia eléctrica de las tomas de tierra.

Se puede calcular la resistencia eléctrica de una toma de tierra en función de la resistividad del terreno y de las dimensiones de la propia toma. En la siguiente tabla podemos conocer la calidad de la toma de tierra:

Resistencia eléctrica (ohmios)	Calidad	
	Redes de alta tensión	Redes de baja tensión
Menos de 1	Excelente	Excelente
Entre 1 y 5	Muy buena	Buena
Entre 5 y 10	Buena	Aceptable
Entre 10 y 15	Aceptable	Regular
Entre 15 y 20	Regular	Mala
Más de 20	Mala	Mala

7.7 Puestas a tierra en los centros de transformación.

1.- Separación de la tierra de los neutros.

Para evitar tensiones peligrosas provocadas por defectos en la red de alta tensión, los neutros de baja tensión de las líneas que salen fuera de la instalación general, pueden conectarse a una tierra separada.

2.- Aislamiento entre las instalaciones de tierra.

Cuando, de acuerdo con lo dicho en el apartado anterior, se conecten los neutros de baja tensión a una tierra separada de la tierra general del centro, se cumplirán las siguientes prescripciones:

- a) Las instalaciones de tierra deberán aislarse entre sí para la diferencia de tensiones que pueda aparecer entre ambas.
- b) El conductor de conexión entre el neutro de baja tensión del transformador y su electrodo de tierra ha de quedar aislado dentro de la zona de influencia de la tierra general. Dicha conexión podrá realizarse conectando al electrodo directamente, un punto del conductor neutro y estableciendo los aislamientos necesarios.
- c) Las instalaciones de baja tensión en el interior de los centros de transformación poseerán, con respecto a tierra, un aislamiento correspondiente a la tensión señalada en el punto a).

En el caso de que el aislamiento propio del equipo de baja tensión alcance este valor, todos los elementos conductores del mismo que deban ponerse a tierra como canalizaciones, armazón de cuadros, carcasas de aparatos, etc., se conectarán a la tierra general del centro, uniéndose a la tierra separada solamente los neutros de baja tensión.

Cuando el equipo de baja tensión no presente el aislamiento indicado anteriormente, los elementos conductores del mismo que deban conectarse a tierra, como canalizaciones, armazón de cuadros, carcasas de aparatos, etc., deberán montarse sobre aisladores de un nivel de aislamiento correspondiente a la tensión señalada en el punto a). En este caso, dichos elementos conductores se conectarán a la tierra del neutro de baja tensión, teniendo entonces especial cuidado con las tensiones de contacto que puedan aparecer.

- d) Las líneas de salida de baja tensión deberán aislarse dentro de la zona de influencia de la tierra general teniendo en cuenta las tensiones señaladas en el punto a).

Cuando las líneas de salida sean en cable aislado con envolventes conductoras, deberán tenerse en cuenta la posible transferencia al exterior de tensiones a través de dichas envolventes.

3.- Redes de baja tensión con neutro aislado.

Cuando en la parte de baja tensión el neutro del transformador esté aislado o conectado a tierra por una impedancia de alto valor, se dispondrá limitador de tensión entre dicho neutro y tierra o entre una fase y tierra, si el neutro no es accesible.

7.8 Consideraciones sobre la conexión a tierra del neutro de generadores trifásicos.

Con el neutro aislado, las corrientes de falla entre fase y masa son muy pequeñas, pero en cambio pueden producirse sobretensiones y además dificultades para localizar el defecto a masa. Por otra parte, normalmente los generadores están diseñados para poder soportar los efectos de un cortocircuito trifásico en bornes.

Ahora bien, la impedancia (reactancia) homopolar de los generadores síncronos es sólo de $1/3$ a $1/6$ de la reactancia inicial de cortocircuito X''_d . Por tanto, si el neutro del generador está puesto directamente a tierra, la corriente de cortocircuito unipolar entre borne (fase) y tierra puede llegar a ser del 25% al 40 % superior a la del cortocircuito trifásico en bornes.

Por ello, actualmente, las opiniones son mayoritarias en favor de la conexión del neutro a tierra, pero no directamente sino a través de una impedancia limitadora de la corriente de cortocircuito. La cuestión está en la adecuada elección en cada caso particular del valor y naturaleza (óhmica o inductiva) de esta impedancia.

Se comprende que ninguno de los métodos usuales, sea en todos los casos ventajoso respecto a los demás, pues ninguno reúne todas las características que se desearían para esta puesta a tierra. En efecto, según lo antes expuesto, las impedancias de bajo valor representarán sobretensiones reducidas, pero en cambio intensidades de cortocircuito elevadas, y por el contrario, impedancias de valor

elevado darán lugar a corrientes de cortocircuito pequeñas, pero a sobretensiones de valor más alto.

Por tanto, la elección deberá hacerse a base de establecer previamente un orden de preferencia o de importancia en los objetivos que se deseen conseguir con esta conexión del neutro a tierra. En este sentido, lo que más habitualmente se desea es:

- Limitación de esfuerzos mecánicos en el generador.
- Limitación de sobretensiones transitorias
- Necesidad de cierta intensidad para la protección selectiva contra fallas a tierra.
- Limitación del daño producido en el punto del defecto.
- Protección del generador contra sobretensiones atmosféricas.

Las diversas formas de conexión del neutro a tierra difieren entre si, básicamente por el distinto valor admisible de la corriente de cortocircuito a tierra.

7.8.1 Puesta a tierra a través de una reactancia.

Se utiliza normalmente cuando se admiten corrientes de defecto fase-tierra del orden entre el 25 y el 100% de la corriente de cortocircuito trifásico. Así pues, los valores de esta reactancia quedarán comprendidos entre aquellas que hagan que la relación X_0/X , valga entre 10 y 1.

Para valores superiores de 10, pueden producirse sobretensiones transitorias importantes.

De ser posible que esta relación X_0/X sea igual o menor que 3, se tiene el neutro efectivamente puesto a tierra ($m < 0,8$), entonces pueden utilizarse descargadores de sobretensión con tensiones de cebado aproximadamente 25% más bajas y que por tanto, dan un nivel de protección más favorable. Las intensidades de cortocircuito fase-tierra serán pues iguales o superiores al 60% de la del cortocircuito trifásico.

7.8.2 Conexión del neutro a través de resistencias.

Se utiliza habitualmente para valores de cortocircuitos fase-tierra, entre 100 Amp y 2000 Amp aproximadamente.

El costo y el tamaño de la resistencia establecen los límites superior e inferior de la misma, en cuanto a intensidad de cortocircuito fase-tierra. En efecto, para intensidades pequeñas, el valor óhmico de la resistencia con las tensiones usuales de generación resulta muy elevado.

Para intensidades altas, la disipación de calor es grande, por ejemplo: para intensidades de paso de 1,5 I_n (I_n = intensidad nominal del generador), la disipación de calor en la resistencia es del orden del 50% de la potencia del generador.

7.8.3 Conexión a través del primario de un transformador de distribución ($1\emptyset$) con el secundario cerrado sobre una resistencia.

Obsérvese que equivale a la conexión a tierra a través de una resistencia de valor elevado. Aproximadamente: siendo R_2 la resistencia conectada al secundario y N_1/N_2 la relación de transformación (relación de espiras), equivale a haber intercalado una resistencia:

$$R_1 = R_2 \left(\frac{N_1}{N_2} \right)^2.$$

Con ello, pueden obtenerse corrientes de cortocircuito de neutro a tierra, limitadas a 5 ó 10 Amp. Se considera, que intensidades de este valor no pueden causar daños importantes en la máquina (por ejemplo en la chapa magnética estática), pero en cambio son corrientes insuficientes para obtener una protección selectiva.

7.8.4 Conexión del neutro a tierra a través del primario de un transformador de medida de tensión.

Dada la elevada reactancia del transformador de tensión, equivale prácticamente a neutro aislado. Por tanto, la corriente es muy pequeña, pero pueden producirse sobretensiones transitorias particularmente elevadas.

Se acostumbra a conectar al secundario del transformador de tensión, un relé de tensión para alarma o disparo. Para ayudar a establecer unos criterios de elección, pueden ser útiles las siguientes consideraciones:

- a) Para la limitación de los esfuerzos en los devanados de generadores puestos a tierra, se necesita en casi todos los casos, alguna impedancia intercalada en el neutro.
- b) La necesidad de protección selectiva contra fallas a tierra en sistemas con varios generadores o líneas conectadas a la barra de generación, implica una impedancia de neutro relativamente baja. Este requisito puede ser satisfecho por medio de una reactancia o una resistencia de neutro, o bien mediante un transformador de puesta a tierra conectado a las barras.
- c) En las instalaciones con líneas aéreas alimentadas a la tensión de generación, exponiendo por tanto al generador directamente a descargas atmosféricas, el método de conexión a tierra preferible consiste en intercalar una reactancia de neutro, de forma que resulte una relación X_o/X menor o igual que tres. Así pueden utilizarse pararrayos para sistemas de neutro puesto efectivamente a tierra.
- d) Cuando se trata de generadores grandes, lo más importante suele ser la limitación de la corriente de falla a tierra, a fin de minimizar la avería. En tales casos, puede ser pues preferible la utilización de una resistencia en lugar de reactancia.
- e) En generadores que alimentan directamente redes de cables, puede ser preferible, bien la resistencia o la reactancia de neutro. La elección depende de si el objetivo principal es mantener en la red de cables las sobretensiones dinámicas lo más bajas posible, o bien hacer mínima la corriente de falla.
- f) En el caso de varios generadores directamente acoplados a barras de generación, pero sin salidas directas de estas barras, es preferible la puesta a tierra por medio de resistencia en el neutro.
- g) En instalaciones con grupos en bloque, generador-transformador, se recomienda la conexión a tierra por medio de transformador de distribución y resistencia en el secundario.
- h) En centrales con un solo generador y con líneas a la tensión de generación, se necesita una puesta a tierra permanente del neutro del sistema, para protección contra defectos a tierra en las líneas. Conviene pues prever un transformador de puesta a tierra conectado a barras, además o como suplemento a la puesta a tierra del neutro del generador.
- i) La conexión del neutro a tierra a través de un transformador de tensión, representa una puesta a tierra de elevada reactancia, cuyas características corresponden a un sistema de neutro aislado. Por tanto, la intensidad de falla y el daño que pueda producir la misma son muy pequeños. Esta es la principal

ventaja de este método. Caso contrario, pueden producirse sobretensiones elevadas por maniobras del interruptor de máquina (generador), así como oscilaciones de ferresonancia.

Según estudios y ensayos realizados, esta posibilidad de oscilaciones de ferresonancia es pequeña, si se utilizan transformadores de tensión del tipo para conexión fase-tierra, en lugar del tipo para conexión entre fases (esto es debido a la diferente característica de saturación del núcleo magnético).

Este método de transformador de tensión debería usarse solamente cuando el generador y el transformador están conectados directamente, sin interruptor intermedio. Además, es conveniente asegurarse que no pueda producirse resonancia (esto puede representar unos trabajos de análisis y cálculo, de cierto precio). Este método es similar al del transformador de distribución, pero no presenta la ventaja del amortiguamiento de sobretensiones, debido a la resistencia conectada al secundario.

En todos los casos, especialmente cuando la puesta a tierra es a través de impedancia elevada, debe preverse un adecuado descargador de sobretensiones (pararrayos) entre neutro y tierra. La elección entre pararrayos de nivel para neutro aislado o para neutro puesto a tierra, vendrá determinada por el valor del coeficiente de puesta a tierra y por tanto de las relaciones X_0/X y R_0/X .

CAPITULO 8

TRANSFORMADORES DE MEDIDA Y FALLAS EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS.

8.1 Transformadores de medida: Conceptos generales.

Los transformadores de medida están destinados a alimentar instrumentos de medida (indicadores, registradores, integradores) relés o aparatos análogos.

Los transformadores de corriente, en los cuales en condiciones de empleo definidas se tiene una corriente secundaria proporcional a la corriente primaria y desfasada (con sentido apropiado de las conexiones) de un ángulo próximo a cero.

Los transformadores de tensión, corresponde una definición análoga, la tensión secundaria es proporcional a la primaria.

La relación de transformación se da como relación entre las magnitudes primarias y secundarias (según corresponda corrientes o tensiones).

Varias características de los transformadores de medida son comunes a otros tipos de aparatos, tensión máxima de referencia de la aislamiento, tensiones de ensayo, frecuencia nominal, aptitud para uso interior o intemperie, etc.

Hacemos referencia a una instalación eléctrica, un nodo de la instalación, un centro de distribución o un centro de carga. El esquema unifilar de esta instalación nos muestra barras y derivaciones (o alimentadores).

En el nodo convergen líneas, para maniobrar es necesario tener los aparatos destinados a ese fin como interruptores, disyuntores, seccionadores, etc.

El operador de la red, debe conocer el estado de carga de los componentes, para decidir operaciones o controlar su estado.

Los dispositivos automáticos deben disponer de magnitudes representativas del estado de la carga a fin de que produzcan sus acciones automáticas.

Los dispositivos de protección que en cierta forma también son automatismo, requieren señales de corriente o tensión.

No es posible manipular directamente las magnitudes presentes en la red, es necesario obtener magnitudes proporcionales que puedan ser enviadas a los instrumentos y dispositivos automáticos, y esto se hace para la corriente y la tensión con transformadores de medida que en sus secundarios entregan magnitudes proporcionales a las primarias.

8.2 Ubicación de los dispositivos de medición.

En la red realizamos mediciones de magnitudes de origen, corriente y tensión, y magnitudes derivadas, por ejemplo potencia, impedancia, etc.

Se nos presenta la necesidad de medir en cada salida, en los acoples, en las entradas, y resultan ubicaciones de los dispositivos de medición, de los transformadores de medida, es así que tenemos:

- 1.- En las líneas de entrada y salida, corriente y tensión.
- 2.- A ambos lados de un transformador medir corriente, en cambio del lado contrario a aquel desde el cual se alimenta normalmente el transformador, medir tensión, si el transformador tiene neutro, medir corriente de neutro.
- 3.- En barras se mide tensión, es útil para conocer el estado antes de conectar cargas o cerrar paralelos.
- 4.- Cuando hay acoplamiento debe haber medición de corriente en el acople, y medición de tensión a ambos lados (en cada una de las barras, que podrían estar separadas).
- 5.- Las mediciones de corriente de fases normalmente son trifásicas, la cantidad de transformadores de corriente necesarios es tres (sumando las tres corrientes se obtiene la homopolar, presente solo en circunstancias especiales), si el sistema no tiene neutro es posible tener indicaciones validas de la corriente de las tres fases con solo dos transformadores (normalmente la suma de las tres corrientes es nula).
- 6.- La medición de la corriente homopolar por suma de las tres corrientes de fase se logra con error que puede ser importante, se prefiere entonces medir esta magnitud con un transformador de tipo toroidal que abraza todos los conductores de fase.

7.- Las mediciones de tensión pueden hacerse en las tres fases, midiendo fase tierra, o bien en dos fases (conectando los transformadores en V) con transformadores que miden fase y fase. En la primera modalidad de conexión se obtienen las tres tensiones simples (y componiéndolas se pueden obtener las tensiones compuestas y la homopolar), de la segunda solo las tensiones compuestas.

8.- En ciertos casos, especialmente si la medida es solo para decidir paralelos es suficiente un solo transformador de tensión en cada lado.

8.3 Características particulares de los transformadores de corriente.

Estos se conectan en serie en el circuito, y deben ser capaces de soportar las sobrecorrientes que se presentan, y que dependen del diseño de la instalación eléctrica.

Sobrecorrientes térmicas permanentes (del 20%), con las cuales no se deben superar ciertos límites de sobre-temperatura, y se deben respetar condiciones de precisión.

Corrientes de cortocircuito, corriente térmica y dinámica (del orden respectivamente de 80 y 200 veces la corriente nominal).

Al proyectar una instalación eléctrica, es importante que parte del esfuerzo del proyectista se dedique a lograr proyectar una instalación normal que utiliza aparatos normales, también es importante que los aparatos que se instalan sean útiles durante toda la vida de la instalación, y no se hagan indispensables cambios de aparatos después de los primeros años de funcionamiento.

Carga o prestación del transformador de corriente es la potencia (o impedancia) que el transformador debe tener en su circuito secundario, manteniéndose en su clase de precisión (error de relación y error de ángulo).

La prestación debe ser adecuada a la carga que el transformador alimenta, en la carga se deben incluir los instrumentos, y los cables de conexión desde los transformadores a los instrumentos.

Es importante responder a la pregunta de cual es la función del transformador, si este alimenta dispositivos de medición, son muy importantes sus características en estado permanente, en el campo de la corriente nominal.

Si en cambio el transformador alimenta dispositivos de protección es importante su comportamiento transitorio, su comportamiento en el rango de sobrecorrientes que se presentan en fallas.

Las normas han fijado el valor de sobrecorriente representativa de estas situaciones en 20 veces la corriente nominal.

Cuando se presentan estas sobrecorrientes el transformador debe actuar en forma distinta según cual sea la función, puede ser interesante que el transformador se sature bajo efectos de la sobrecorriente, de manera de proteger los instrumentos que se encuentran alimentados por él, en este caso se falsea la medición, lógicamente esta característica es indeseada si se alimentan protecciones.

Surge entonces un concepto, un transformador de medición debe saturar cuando se presentan sobrecorrientes, y uno de protección en cambio debe reflejar correctamente la corriente, no saturarse con valores de varias veces la corriente nominal.

En el estado actual de la técnica, todavía los transformadores son con núcleo magnético, y tienen características ligadas esencialmente a las características del hierro.

El circuito equivalente del transformador de corriente es en esencia el mismo que se estudia para el transformador de potencia, pero debe notarse que el transformador de corriente trabaja con inducción variable (con la corriente que por él circula, en otras palabras la tensión entre bornes es variable).

La precisión del transformador esta ligada a la menor corriente derivada por el brazo de excitación, cuando por el aumento de corriente se supera el codo de saturación la precisión cae, el transformador se satura.

Si se varía la carga aumentándola, más impedancia, se alcanzara la tensión de saturación con menor corriente, y viceversa.

Surgen entonces algunos conceptos muy importantes en la aplicación de los transformadores de corriente, si estos están destinados a la medición deben estar

cargados lo justo, si están menos cargados que su prestación no saturaran en forma que se espera, si están mas cargados perderán precisión.

Para un núcleo de protección en cambio, si se carga menos se extenderá su campo de acción en el que la saturación no se nota.

Las normas definen en consecuencia las características que tienen relación con estas condiciones de funcionamiento.

El factor de seguridad para los núcleos de medida, es la relación entre la corriente nominal de seguridad y la corriente nominal primaria.

Corriente nominal de seguridad, es el valor de la corriente primaria (indicado por el fabricante) para el cual la corriente secundaria (multiplicada por la relación de transformación) es inferior en cierto porcentaje (10%) al valor eficaz de la corriente primaria.

El transformador debe estar cargado con su prestación nominal. Esto mismo dicho en otras palabras es: con la corriente que corresponde al factor de seguridad el error debe ser suficientemente elevado.

Cuanto es importante esta característica: Según qué aparatos estén conectados al secundario del transformador de medición será mas o menos importante su saturación, y consiguiente limitación de la corriente, si los aparatos de medición son resistentes a elevadas sobrecargas (sobrecorrientes), o están realizados para soportarlas sin dañarse, esta característica no es importante en absoluto.

Cuando en cambio debe cuidarse la integridad de los dispositivos de medición, y en particular delicados registradores de diseños más bien antiguos, se hace indispensable lograr la correcta saturación del transformador de corriente.

Con esta premisa se comprende que esta característica actualmente, con instrumental de medición moderno con gran capacidad de sobrecarga ha perdido importancia.

Cuando se desean hacer mediciones de corrientes transitorias (por ejemplo inserciones de transformadores de potencia, o durante cortocircuitos) será importante que el error en el rango de corrientes elevadas no sea grande, y entonces no es correcto conectarse a un transformador de medición que se satura, y falsea la medida.

Factor límite de precisión es el valor más elevado de la corriente primaria a la cual el transformador debe satisfacer las prescripciones correspondientes al error compuesto.

Las características eléctricas principales del transformador de corriente son:

- La relación de transformación, que debe elegirse entre valores normales.
- La prestación, potencia en VA que el aparato puede alimentar con su corriente nominal, y a la que se refieren otras características.
- Tensión nominal, aislamiento.
- Sobrecorriente permanente.
- Sobrecorriente térmica.
- Resistencia electrodinámica.

Son interesantes ciertas características que están relacionadas con la forma constructiva o características de detalle del aparato.

Puede ser necesario que el transformador tenga varias relaciones de transformación, esto puede lograrse por cambio de conexión en el primario, o por derivaciones adecuadas en el secundario, y la solución adoptada afecta la forma del arrollamiento y sus características de saturación.

La forma de los transformadores puede ser con varias espiras primarias o de barra pasante, una sola espira primaria.

Otras características tienen que ver con la saturación, el comportamiento magnético del transformador, sus corrientes límites de precisión.

Al variar la carga del transformador varía su límite de precisión, o su punto de saturación. En la evaluación de la carga intervienen los cables y los instrumentos.

Por su función los transformadores (sus núcleos) se clasifican en medición y protección.

El primer análisis que debe hacerse es para que sirve la medición, si es útil para las mediciones en estado permanente, puede ser conveniente la saturación, al ocurrir una falla la elevada corriente de falla, será transferida al secundario limitada por los efectos de la saturación, y esto será conveniente, se reducirán las

solicitaciones transitorias de los circuitos secundarios, se identifica entonces el factor de seguridad.

Para la protección, la necesidad de hacer una buena medición en transitorio hace que sea en cambio útil la buena proporcionalidad de la magnitud, al menos durante el tiempo en que la protección lo requiere para garantizar su buena actuación.

Se plantean problemas de la distancia, medición, influencia del cable en la prestación, instrumentos, carga de lastre.

Problemas de la conexión residual, la variación de la carga del núcleo según sea la corriente con o sin componente homopolar.

La selección de la corriente nominal, la influencia de la corriente de cortocircuito, unificación de valores, error de medición, influencia de la carga reducida.

El circuito secundario de los transformadores debe estar puesto a tierra, esta es una condición de seguridad, y es conveniente que esta puesta a tierra se haga en un transformador o en un punto muy próximo a ellos.

8.4 Características particulares de los transformadores de tensión.

Estos se conectan en derivación, entre fases (en tensiones bajas y medias) o entre fase y tierra cualquiera sea la tensión.

La conexión fase tierra es muy útil, ya que entrega tensiones que permiten reconstruir tanto las tensiones simples como las compuestas, mientras que las tensiones obtenidas de las conexiones fase y fase no permiten reconstruir las tensiones fase tierra, y bajo circunstancias especiales (por ejemplo cuando se desea conocer el contenido armónico) es importante poder conocer las tensiones simples.

En ciertos casos se considera como mas económica la solución con dos transformadores conectados en V, aunque esto es cierto la economía no debe buscarse en diseños que generan posibles dificultades futuras de trabajo, es mas lógico que el esfuerzo económico se haga en otras direcciones (quizás cuestionándose si no es posible realizar menos puntos de medición, pero los que se hacen deben ofrecer solución a todo problema que pueda aparecer).

Los transformadores de tensión funcionan prácticamente a tensión constante, a inducción constante, y no presentan efectos de saturación tan notables como los transformadores de corriente.

La tensión nominal primaria coincide con la tensión nominal del sistema, o si conectados fase tierra será la tensión nominal del sistema sobre 3.

La prestación del transformador no esta condicionada a la carga que efectivamente se alimentara.

Debe observarse que en cambio la precisión de la medida puede ser afectada por los cables de conexión (sección y longitud) y la corriente que por ellos circula, cantidad de aparatos que alimentan. Es entonces conveniente separar los circuitos por sus funciones en un lugar próximo al núcleo.

Como en la red se pueden presentar condiciones de sobretensión en relación al estado del neutro de la red, y la presencia de fallas, el transformador debe soportar estas situaciones.

Factor de tensión es la relación respecto de la tensión nominal primaria, del valor mas elevado de tensión con el cual se pretende que el transformador satisfaga prescripciones de calentamiento, y otras eventuales prescripciones.

Esta característica esta asociada al tiempo de funcionamiento (limitado o no) y se selecciona teniendo en cuenta la forma de conexión del arrollamiento primario y la condición del neutro de la red.

Para transformadores conectados fase y fase este factor es 1.2, para transformadores que se conectan fase y tierra en redes con neutro aislado se requiere 1.9 por 8 horas, si la falla se elimina en tiempo breve en cambio 30 segundos.

8.5 Error de magnitud (tensión) y error de fase en los transformadores de medida.

8.5.1 Error de magnitud en los TC y TT.

Se denomina “error de intensidad” en los TC, y respectivamente “error de tensión” en los TT, al error de magnitud debido a que la relación de transformación real no es igual a la relación de transformación teórica (nominal).

Este error se le denomina también, genéricamente, “error de relación”. Expresado en porcentaje es:

Para los transformadores de corriente:

$$\text{Error de intensidad \%} = \frac{K_n I_s - I_p}{I_p} 100$$

Para los transformadores de tensión:

$$\text{Error de tensión \%} = \frac{K_n U_s - U_p}{U_p} 100$$

En las que:

- K_n = relación de transformación nominal o teórica
- U_p = tensión primaria real en el TT
- I_p = intensidad primaria real en el TC
- U_s = tensión secundaria real en el TT correspondiente a la U_p
- I_s = intensidad secundaria real en el TC correspondiente a la I_p

8.5.2 Error de fase en los TC y TT.

Se denomina error de fase al desfase en el tiempo entre los valores primario y secundario de las tensiones (U_p y U_s) en los TT, y respectivamente de las intensidades (I_p e I_s) en los TC.

Esta definición es rigurosa, solamente en el caso de tensiones o intensidades senoidales, en donde los valores pueden ser representados por vectores giratorios.

La diferencia de fase, o sea, el ángulo entre los vectores primario y secundario, es el error de fase.

El error de relación (de tensión o de intensidad) afecta a todos los aparatos conectados al secundario del TT o del TC. En cambio, el error de fase afecta sólo a una parte de ellos. Así por ejemplo, a un voltímetro o a un amperímetro les puede afectar el error de relación del transformador pero no el de fase, puesto que su misión es sólo medir una tensión o una intensidad, sin tener en cuenta su fase en el tiempo.

En cambio, el error de fase puede afectar por ejemplo, a un vatímetro o a un contador de energía, ya que estos aparatos miden el producto de una tensión por una intensidad y por el coseno del ángulo de desfase entre ambos.

Así pues, el error de fase puede afectar solamente a aquellos aparatos de medida o de protección (por ejemplo: relés), que miden o controlan no sólo la magnitud de la tensión y/o la intensidad, sino también su fase en el tiempo.

Otros ejemplos pueden ser los aparatos o equipos para sincronización de alternadores, los relés direccionales de energía, etc.

8.5.3 Condicionantes de los errores.

Los errores de relación y de fase que presenta un transformador no son constantes, dependen básicamente de las dos siguientes condiciones de empleo:

1) Por una parte, en los TT, de la tensión aplicada al primario, y en los TC del valor de la corriente que circula por el primario. Estos valores determinan los correspondientes valores secundarios de tensión en los TT, y de intensidad en los TC.

Las tensiones e intensidades en las líneas, varían en el tiempo, según el consumo de los receptores y en general, según diversas circunstancias del servicio, por lo cual también varían las tensiones o intensidades secundarias de los TT y TC.

2) Por otra parte, de la cantidad y la impedancia de los aparatos conectados al secundario, las cuales pueden ser diferentes en cada caso.

8.6 Carga de un transformador de tensión o de corriente.

Con el término carga, las normas denominan:

1) En los TT a la admitancia o impedancia del circuito secundario. Este circuito está constituido por el conjunto de aparatos conectados en paralelo a dicho secundario, cada uno de los cuales absorbe una cierta corriente según sea su impedancia.

Obsérvese que los distintos aparatos se conectan en paralelo, para que a cada uno le resulte aplicada la plena tensión secundaria. La carga se expresa habitualmente

como el producto de la tensión secundaria nominal, por la intensidad secundaria absorbida, o sea, como una potencia aparente en voltio-amperios (VA).

Para una impedancia secundaria Z_2 determinada, la carga expresada como potencia aparente es:

$$S = U_2 \cdot I_2 = \frac{U_2^2}{Z_2},$$

Siendo U_2 la tensión secundaria.

Para una determinada impedancia secundaria Z_2 , la carga del transformador en VA varía de manera cuadrática con la tensión secundaria y por tanto con la tensión primaria, en virtud de la relación entre ambas.

2) En los TC, se denomina carga a la impedancia del circuito secundario. Este circuito está constituido por el conjunto de aparatos conectados unos con otros en serie, a los bornes de dicho secundario.

Obsérvese que los distintos aparatos se conectan en serie, a fin de que todos ellos estén recorridos por la totalidad de la corriente secundaria.

$$S = I_2^2 \cdot Z_2,$$

La carga se expresa habitualmente en voltio-amperios como una potencia aparente siendo I_2 la intensidad secundaria y Z_2 la impedancia total del circuito secundario, incluida la del propio arrollamiento secundario.

La tensión en bornes secundarios es pues $U_2 = I_2 \times Z_2$. Véase que, para una determinada impedancia secundaria Z_2 la carga del transformador expresada como potencia aparente (VA) varía cuadráticamente con la intensidad secundaria, y por tanto con la corriente primaria. Asimismo, para un valor determinado de Z_2 la tensión en los bornes secundarios es proporcional a la intensidad secundaria.

Como a manera de conclusión se puede señalar que los errores de relación y de fase, varían con la carga del transformador, la cual a su vez, según lo explicado, es función por una parte, de la impedancia del circuito secundario (número y tipo de aparatos conectados) y por otra parte, en los TT de la tensión primaria y en los TC, de la corriente primaria, o sea de los valores de la línea, los cuales pueden variar en más o en menos durante el servicio. También puede influir en los errores de precisión y/o fase, el factor de potencia de la carga.

En consecuencia, la clase de precisión atribuida a un TC o TT, debe estar referida a un determinado valor de la carga del mismo. Por ello, se define con el término carga de precisión, al valor de la carga (en ohm o en siemens), a la que está referida la clase de precisión asignada.

Es más habitual utilizar el término potencia de precisión que es el valor de la carga, expresada como potencia aparente (VA) según antes explicado, a la que está referida la clase de precisión que le corresponde.

Según la teoría general de los transformadores, las fuerzas contraelectromotriz primaria y electromotriz secundaria, responden a las fórmulas:

$$U_1 \approx -E_1 = 4,44 \hat{\beta} S N_1 f \qquad E_2 = 4,44 \hat{\beta} S N_2 f \approx U_2$$

En las que:

U_1 = Tensión aplicada al primario.

E_1 = Fuerza contraelectromotriz primaria, opuesta a U_1 y aproximadamente de igual valor (prescindiendo de las caídas de tensión en el arrollamiento). Valor eficaz en voltios.

E_2 = Fuerza electromotriz secundaria, aproximadamente igual a la tensión secundaria (prescindiendo de las caídas de tensión en el arrollamiento). Valor eficaz en voltios.

valor cresta de la inducción magnética en el núcleo del transformador, en Tesla.

S = sección del núcleo perpendicular a la dirección del flujo magnético, en m^2 .

f = frecuencia de la tensión de la línea, aplicada al primario, en Hz.

N_1 = número de espiras de arrollamiento primario.

N_2 = número de espiras de arrollamiento secundario.

La inducción magnética “ $\hat{\beta}$ ”, magnitud que determina el comportamiento del circuito magnético, resulta inversamente proporcional a la frecuencia impuesta por la línea al transformador, y por tanto, es función de la misma.

La frecuencia es pues una de las magnitudes que determinan las condiciones de funcionamiento del transformador.

8.7 Fallas en los sistemas eléctricos.

Un cortocircuito se manifiesta por la disminución repentina de la impedancia de un circuito determinado, lo que produce un aumento de la corriente. En sistemas eléctricos trifásicos se pueden producir distintos tipos de fallas, las cuales son:

- Falla simétrica o asimétrica.
- Falla monofásica a tierra.
- Falla bifásica.
- Falla bifásica a tierra.
- Falla trifásica.

Cada una de estas fallas genera una corriente de amplitud definida y características específicas. La razón de llamarse fallas asimétricas es debido a que las corrientes post-falla son diferentes en magnitudes y no están desfasadas en 120 grados.

En el estudio de éstas corrientes, se utiliza generalmente el método de componentes simétricas, el cual constituye una importante herramienta para analizar sistemas desequilibrados.

En sistemas de distribución, para los efectos de evaluar las máximas corrientes de fallas, sólo se calculan las corrientes de cortocircuito trifásico y monofásico.

Las fallas monofásicas a tierra pueden generar corrientes de falla cuya magnitud pueden superar a la corriente de falla trifásica. Sin embargo, esto es más frecuente que ocurra en sistemas de transmisión o de distribución en media tensión, sobre todo cuando la falla se ubica cerca de la subestación.

Es poco frecuente que la corriente de falla monofásica supere en amplitud la corriente generada por una falla trifásica. La magnitud de la falla monofásica puede superar a la generada por una falla trifásica en el mismo punto, en el caso de que la falla no involucre la malla de tierra.

8.7.1 Cortocircuitos en redes eléctricas.

Las dimensiones de una instalación eléctrica y de los materiales que se instalan, así como la determinación de las protecciones de las personas y bienes, precisan el cálculo de las corrientes de cortocircuito en cualquier punto de la red.

Las sobreintensidades más importantes que pueden producirse en un sistema eléctrico son las debidas a cortocircuitos, o sea disminuciones bruscas de impedancia en un determinado circuito, motivadas normalmente por fallos en el aislamiento.

Teniendo en cuenta que los efectos térmicos y dinámicos de la corriente aumentan cuadráticamente con el valor de la misma, se comprende que la determinación de la magnitud de las corrientes de cortocircuito, es esencial para la elección y previsión de los aparatos de maniobra y de los elementos de paso de corriente (cables, barras, etc.).

La intensidad de la corriente de cortocircuito debe calcularse para cada uno de los diversos niveles de la instalación, para poder determinar las características de los componentes que deberán soportar o cortar la corriente de defecto. Para esto debemos conocer dos valores de corriente de cortocircuito:

- 1° La corriente máxima de cortocircuito, que determina el poder de corte de los interruptores automáticos, el poder de cierre de los dispositivos de maniobra, la sollicitación electrodinámica de conductores y componentes.
- 2° La corriente mínima de cortocircuito, indispensable para elegir la curva de disparo de los interruptores automáticos y fusibles, especialmente cuando la longitud de los cables es importante y/o la fuente o generador es relativamente de alta impedancia.

La protección de las personas se basa en el funcionamiento de los interruptores automáticos o de los fusibles, lo que es el caso concreto de los sistemas de distribución con los esquemas de conexión a tierra del neutro en régimen TN o IT.

Todo aparato de maniobra, debe de poder soportar la máxima corriente de cortocircuito que pueda presentarse en el punto de la red donde se encuentra instalado.

El cortocircuito puede producirse en un punto eléctricamente cercano al generador (o generadores) o en un punto lejano a los mismos.

Se entiende por cortocircuito cercano al generador, cuando la corriente inicial (subtransitoria) de cortocircuito tripolar es igual o superior al doble de la corriente nominal del generador.

Cuando el cortocircuito es cercano, o sea está directamente alimentado por el alternador, la corriente sigue un curso temporal amortiguado, o sea, empieza con un valor inicial denominado subtransitorio que se va reduciendo hasta el valor final permanente pasando por un valor intermedio denominado transitorio.

Cortocircuito lejano es aquel cuyo valor inicial, en caso de cortocircuito trifásico, no alcanza el doble de la intensidad nominal del alternador.

Cuando el cortocircuito se produce en un punto suficientemente lejano (eléctricamente) de los generadores, la corriente inicial no se amortigua. Se trata pues de un cortocircuito no amortiguado.

Este caso se da frecuentemente en sistemas de MT alimentados por transformadores AT/MT, cuando la potencia de alimentación de la red AT es suficientemente grande en comparación con la de los transformadores AT/MT que alimentan la red MT.

8.8 Características de los cortocircuitos.

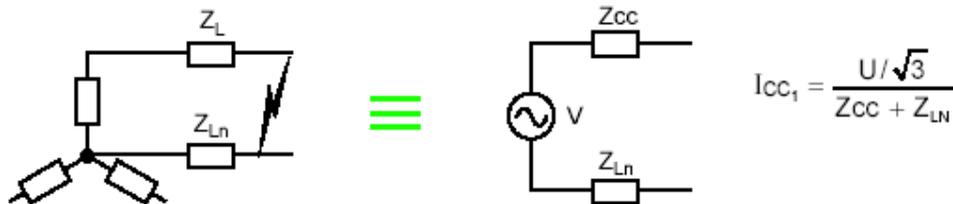
Las principales características de los cortocircuitos son:

- 1° Su duración: Auto-extinguible, transitorio, permanente.
- 2° Su origen:
 - a.- Originados por factores mecánicos (rotura de conductores, conexión eléctrica accidental entre dos conductores producida por un objeto conductor extraño, como herramientas o animales).
 - b.- Debido a sobretensiones eléctricas de origen interno o atmosférico.
 - c.- Causados por la degradación del aislamiento provocada por el calor, la humedad o un ambiente corrosivo.
- 3° Su localización: Dentro o fuera de una maquina o un tablero eléctrico.

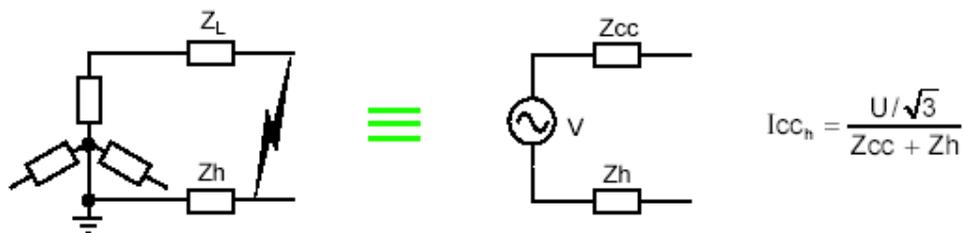
Desde otro punto de vista, o en función de las fases afectadas los cortocircuitos pueden ser:

- Cortocircuito monofásico.
- Cortocircuito bifásico.
- Cortocircuito trifásico.

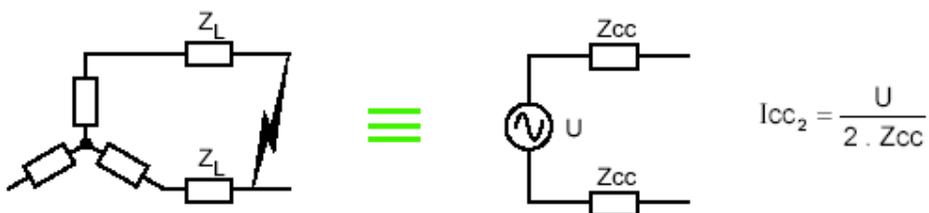
Cortocircuito monofásico.- El cortocircuito monofásico (contacto de una fase y neutro o de una fase y tierra) son los responsables de la mayor cantidad de cortocircuitos en el sistema (en líneas aéreas, 80% de los cortocircuitos son monofásicos).



Las corrientes de cortocircuito que provocan dependen de la impedancia de la falla y de las conexiones a tierra de los transformadores en la línea.

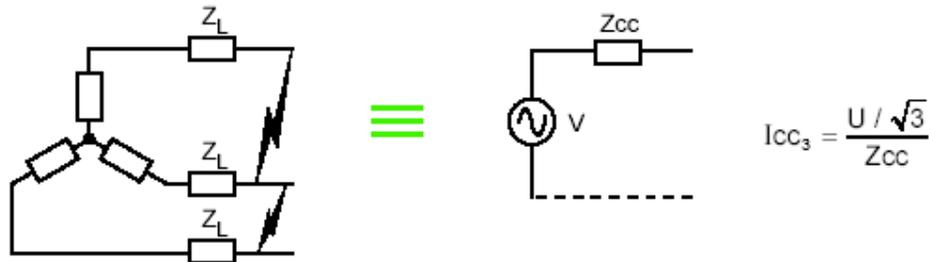


Cortocircuito bifásico.- Los cortocircuitos bifásicos consisten en el contacto de dos fases entre sí (el 15% de los casos). La intensidad que circulará es inferior a la provocada por un defecto trifásico. Como ejemplos de cortocircuito bifásico puede citarse: el roce de dos fases en líneas aéreas y la falla de aislamiento puntual en cables aislados.



Este tipo de cortocircuito produce un sistema desequilibrado de corrientes, con intensidades diferentes en las tres fases. Los de este tipo pueden degenerar en cortocircuitos trifásicos.

Cortocircuito trifásico.- Es el defecto que corresponde a la unión de las tres fases. La intensidad de cortocircuito trifásico es:



De origen, sólo el 5% de los casos. Los cortocircuitos trifásicos son los defectos que producen las mayores exigencias de corriente en el sistema. Por consiguiente, debe ser detectado rápidamente y eliminada la fuente de fallo del sistema (por medio de la actuación del sistema de protección) en el plazo menor posible.

Un cortocircuito trifásico que se prolongue en el tiempo puede producir daños físicos en el equipamiento de la red (quema de transformadores, generadores, etc.), que impidan restablecer la entrega de electricidad en un plazo corto.

Desde el punto de vista de análisis, es el mas simple de ser calculado, porque al estar involucradas las tres fases en la misma forma las corrientes de cortocircuito son iguales en las tres fases, siendo representado por un sistema de corrientes simétrico.

8.9 Cálculo de corriente de cortocircuito.

La planificación, el diseño y la operación de los sistemas eléctricos de potencia, requiere de acuciosos estudios para evaluar su comportamiento, confiabilidad y seguridad. Estudios típicos que se realizan son: flujos de potencia, estabilidad, coordinación de protecciones, cálculo de cortocircuito, etc.

Un buen diseño debe estar basado en un cuidadoso estudio en que se incluye la selección de voltaje, adecuado tamaño del equipamiento y selección apropiada de protecciones.

La mayoría de los estudios necesita de un complejo y detallado modelo que represente al sistema de potencia, generalmente establecido en la etapa de proyecto. Los estudios de cortocircuito son típicos ejemplos de éstos, siendo esencial para la selección de equipos, y el ajuste de sus respectivas protecciones.

La duración del cortocircuito es el tiempo en segundos o ciclos durante el cual, la corriente de cortocircuito circula por el sistema. El fuerte incremento de calor generado por tal magnitud de corriente, puede destruir o envejecer los aislantes del sistema eléctrico, por lo tanto, es de vital importancia reducir este tiempo al mínimo mediante el uso de las protecciones adecuadas.

CAPITULO 9

COMUNICACIÓN DE MÓDULOS CONTROLADORES.

9.1 Conceptos generales.

La comunicación de módulos controladores, para el servicio, monitoreo, configuraciones, aviso de daños del sistema (normalmente en una PC) o entre equipos compatibles, la podemos realizar con accesorios o programas tales como:

- Conexión local - RS232
- Conexión local - USB
- Conexión vía módem
- Conexión a Internet vía (Ethernet IG-IB)
- Conexión a Internet vía Dial-up

Que nos permitirán visualizar el modo de funcionamiento normal o en caso de falla de los sistemas de generación de energía eléctrica y a la vez nos enviarán avisos de peligro mediante la activación de los siguientes parámetros:

- La Llamada activa (vía módem)
- SMS activo (vía módem)
- El e-mail activo (vía módem o IG-IB)

9.1.1 Conexión local – RS232



Cable RS232: Se recomendaba usar un cable Standard hacia el módem para la conexión local entre el controlador y la PC, aunque la conexión de los tres alambres (TxD, RxD, GND) del RS 232 es suficiente para la comunicación directa del controlador y la PC cuya velocidad de conexión rodea los 57600 bps (bits por Segundo).

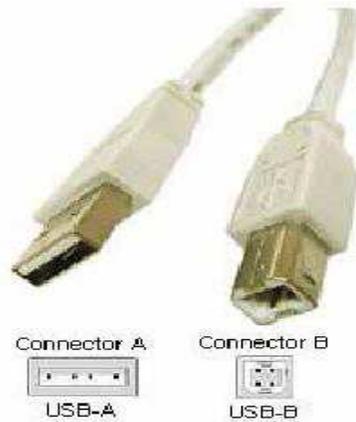
Controller connector D-SUB9 female	PC RS 232 connector D-SUB9 female
2 -----	3 TxD
3 -----	2 RxD
5 -----	5 GND

9.1.2 Conexión local - USB

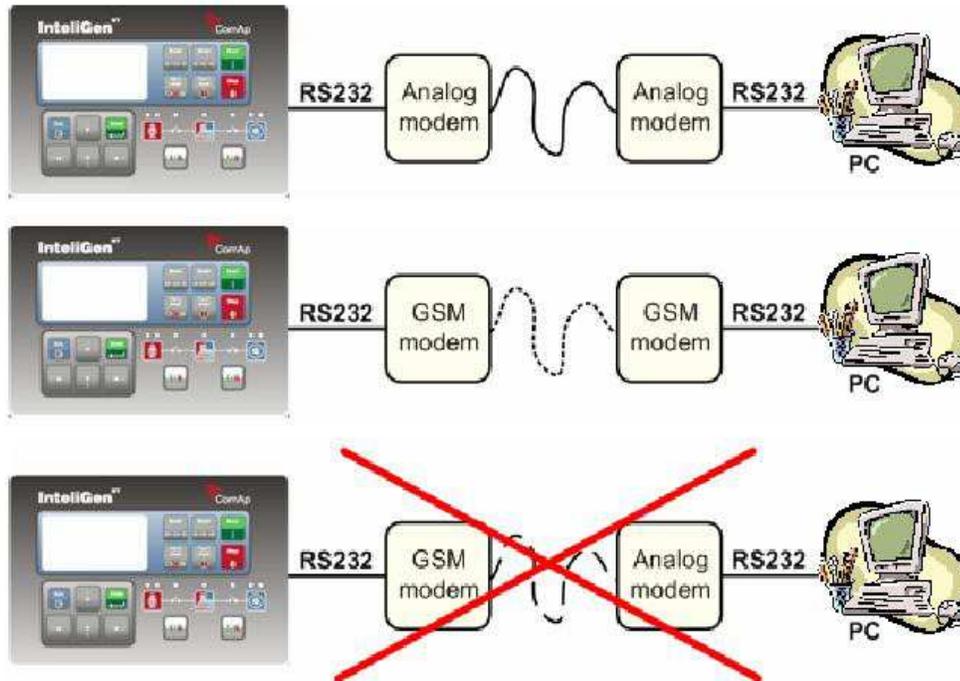


Velocidad de conexión: Hasta 115200 bps (bits por Segundo)

Cable USB Standard A-B hasta 5 metros de longitud:



9.1.3 Conexión vía módem



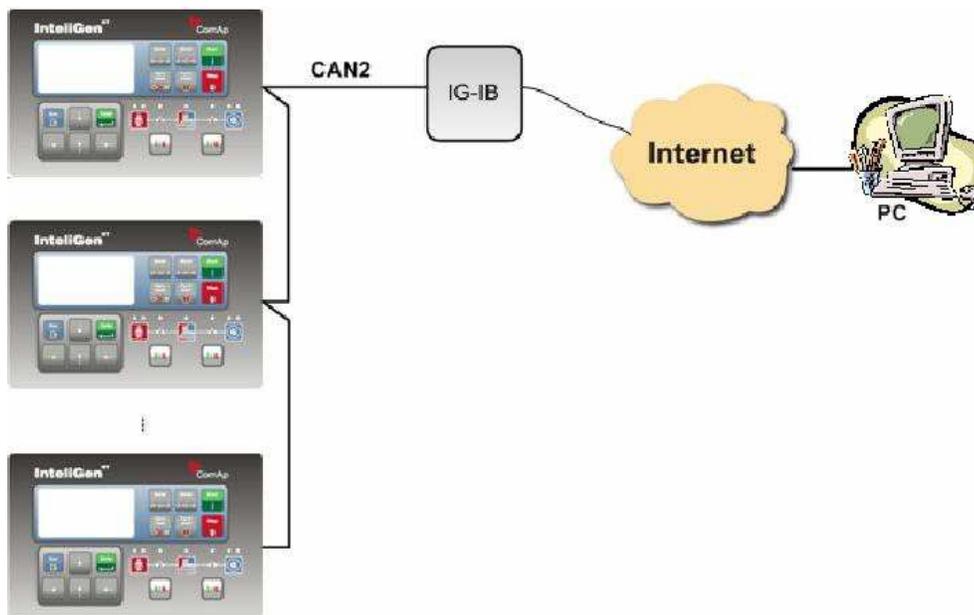
El uso del módem Análogo y del GSM (generalmente conectados juntos) no está recomendado en lo posible debido a la incompatibilidad.

Accesorios necesarios:

- Lado del controlador: Módem análogo, ISDN o GSM
- Conexión: Línea de teléfono o GSM
- Lado de la PC: Módem análogo, ISDN o GSM

Velocidad de conexión: Limitada por el módem usado. Por lo general hasta 57600 bps (bits por Segundo).

9.1.4 Conexión a Internet vía (Ethernet IG-IB).



IG-IB: Puente de Internet IG (IG Internet Bridge), para la comunicación vía Internet.

Accesorios necesarios:

- Lado del controlador: Unidad Internet Bridge (IG-IB) configurada para conexión Ethernet (Ethernet connection firmware).
- Conexión: tipo Ethernet
- Lado del PC: Conexión a Internet

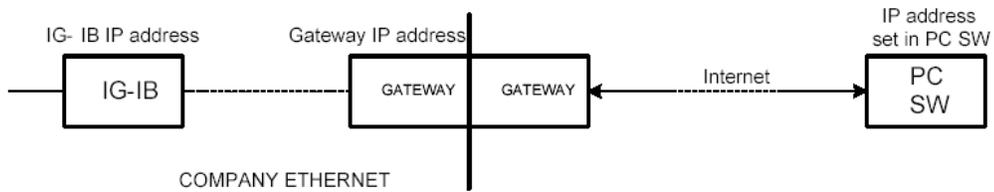
Velocidad de conexión: Hasta unos 3000 Bps (byte por segundo)

- 1.- Cuando IG-IB se conecta al controlador vía CAN y LAN - 3000 Bps.
- 2.- Cuando IG-IB se conecta al controlador vía RS232 y LAN - 1200 Bps.
- 3.- Cuando IG-IB se conecta al controlador vía CAN e Internet - ~500 Bps.
- 4.- Cuando IG-IB se conecta al controlador vía RS232 e Internet - ~500 Bps (depende de la cantidad de información procesada de la línea de Internet).

Conexión de la PC: Para la conexión de la PC vea el manual del programa de PC (InteliMonitor, DriveMonitor, etc.). Abra la ventana de conexión (Open/Select) y regule:

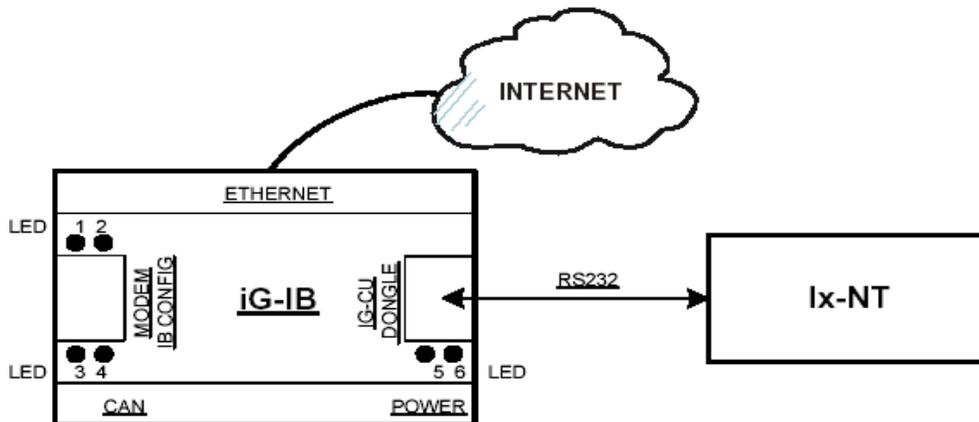
- Tipo de conexión de Internet
- Dirección del controlador
- Códigos de acceso
- Dirección de IG-IB IP

Note que su dirección IP puede ser diferente de la dirección IP del IG-IB (cuando la dirección IP del IG-IB no es pública). Esta depende de la regulación de la entrada:



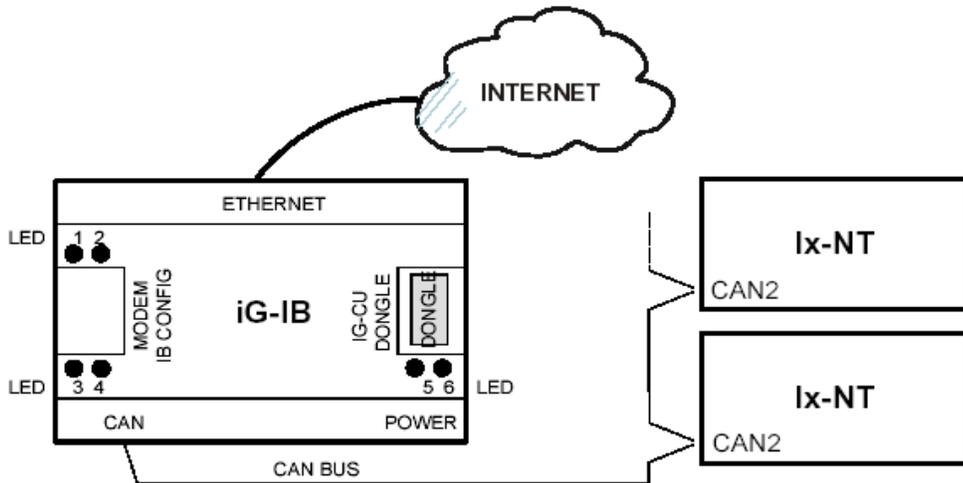
a) Conexión de un controlador y un IG-IB vía RS232.

En este caso no es necesario el dongle (Terminal de entrada). La unidad podría ser solamente conectada vía CAN interface.

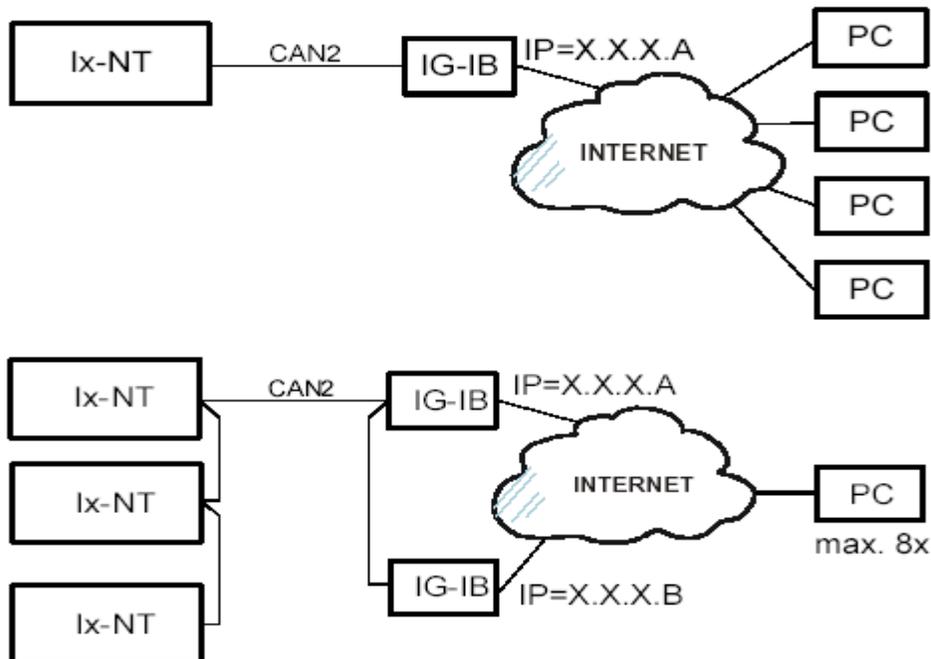


b) Dos controladores y un IG-IB vía CAN / Conexión Ethernet.

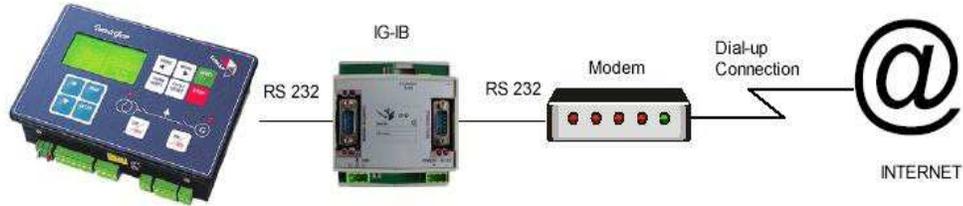
Los dongle (terminales de entrada) deben usarse. El tipo de dongle de IG-IB limita el número de controladores accesibles (hasta unos 32).



*Máximo cuatro computadoras pueden conectarse al mismo tiempo para un IG-IB



9.1.5 Conexión a Internet vía Dial-up.

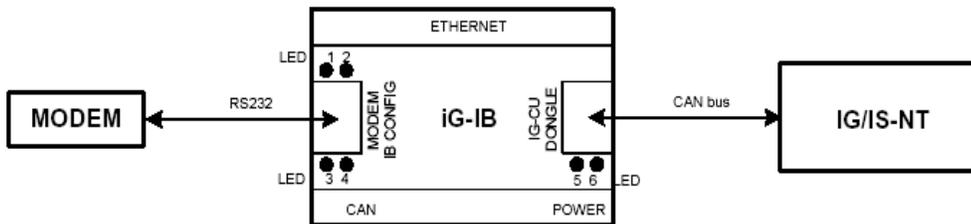


Accesorios necesarios:

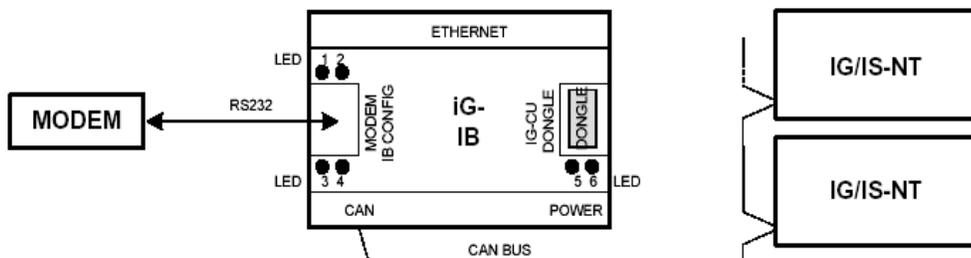
- Lado del controlador: Unidad Internet Bridge (IG-IB) configurada para conexión vía Dial-up (Dial-up firmware); Conexión Internet por Dial-up.
- Conexión: tipo Ethernet
- Lado del PC: Conexión a Internet

a) Conexión vía Dial-up con Terminal RS232.

- Un controlador – vía RS232



- Más controladores – vía CAN



9.1.6 Parámetros de salida para aviso de fallas.

a) Llamada Activa: Función

Cuando las llamadas activas del módulo están activadas por alarmas en el sitio (advirtiendo, paro...) el controlador llama al número del teléfono preseleccionado y envía el ANT, AID de la ficha del archivo.

b) Mensaje activo: función

Cuando las llamadas de SMS activo del módulo están activadas por alarmas en el sitio (advirtiendo, paro...) el controlador envía un mensaje SMS al número GSM predefinido.

Ejemplo

SMS en formato:

```
#Gen-set name: AL= (Wrn PrimWater temp, Emergency stop)
```

Se envía en caso de que la temperatura de agua primaria excedió el límite de la advertencia y la entrada de parada de Emergencia ha sido desactivada.

c) E-mail activo (SMS e-mail): función

Cuando el e-mail activo del módulo está activado por alarmas en el sitio (advirtiendo, paro...) el controlador envía un mensaje de e-mail a la dirección de e-mail predefinido.

- Ejemplo de e-mail activo por conexión Ethernet-LAN

```
IG-IB
```

```
-----  
IP address: 192.168.1.10  
Connection: Ethernet LAN  
Controller
```

```
-----  
Name: Intelisys  
Serial number: 06F20093  
SW branch: Standard  
SW version: 2.7  
Application: SPTM
```

```
Appl. version: 2.7
Time: 15:21:06
Date: 13/06/03
Alarm list
```

```
-----
!Sd SD 11
```

```
History events
-----
```

```
 0 13/06/03 15:21:05 Not Ready
-1 13/06/03 15:21:02 Sd SD 11
-2 13/06/03 15:20:56 Running
-3 13/06/03 15:20:46 Started
-4 13/06/03 15:20:44 Start
-5 13/06/03 15:20:40 Ready
-6 13/06/03 15:17:18 Passw3 entered
-7 13/06/03 14:58:37 Not Ready
-8 13/06/03 14:58:37 Pickup Fault
-9 13/06/03 14:58:37 Ready
-10 13/06/03 14:58:33 Stop
-11 13/06/03 14:58:03 Cooling
-12 13/06/03 14:58:03 RemControlUART
-13 13/06/03 14:52:11 Running
-14 13/06/03 14:52:01 Started
-15 13/06/03 14:51:59 Start
-16 13/06/03 14:51:59 RemControlUART
-17 13/06/03 14:37:27 Ready
-18 13/06/03 14:37:21 Switched On
-19 11/06/03 12:29:47 Ready
```

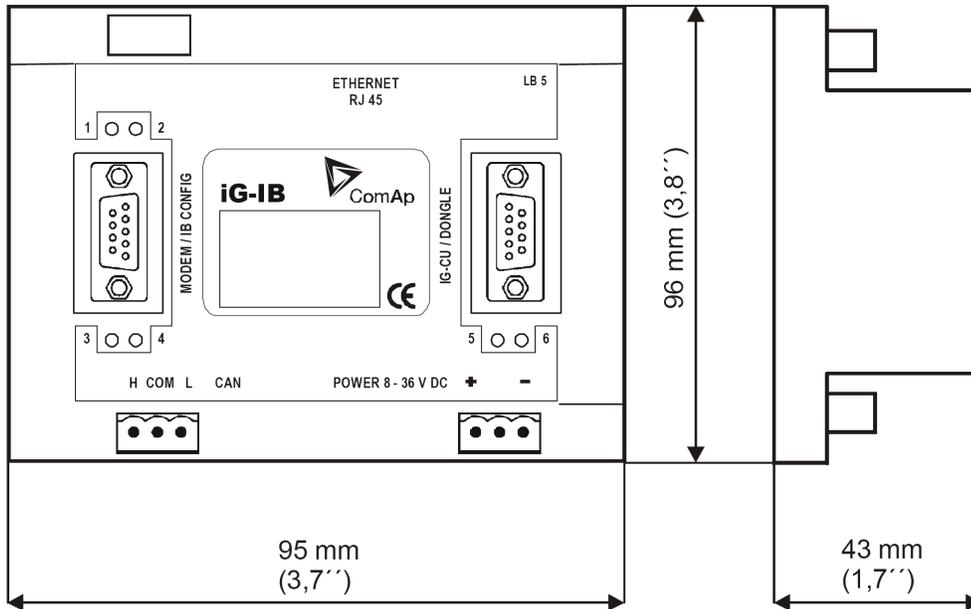
9.2 Puente Internet Bridge (IG-IB): Indicación y diagnóstico de LED'S



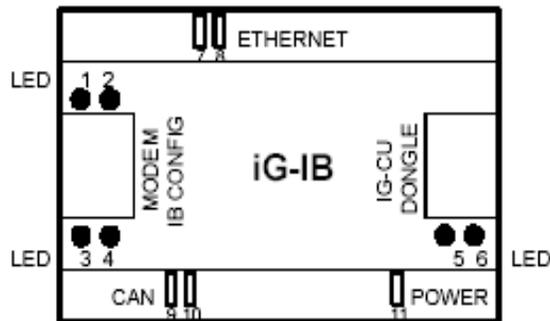
El puente de Internet (Internet Bridge IG-IB) es la interfaz para la comunicación vía Internet entre uno o más controladores y PC.

Hay dos posibilidades de conexión de Internet: vía LAN-Ethernet o vía módem.

IG-IB Puente de Internet



Modo de indicación de los led`s del Internet Bridge (IG-IB).



LED 1, 2	Modo de operación de IG-IB - ver tabla de abajo
LED 3, 4	Módem / configuración de línea Rx, Tx activadas
LED 5, 6	IG-CU datos Rx, Tx activadas
LED 7	Enlace de Ethernet (conexión)
LED 8	Ethernet activado
LED 9, 10	Interface CAN activado
LED 11	Indicación del suministro de energía

Descripción de los Led's 1 y 2.

LED 1	LED 2	IG-IB V2.0
Luz	Oscuro	IG-IB averiado: La unidad tiene que ser enviada a reparar
Las luces parpadean		Configuración errónea: El IG-IB debe ser configurado por el software IBConfig V2.0
Luces encendidas		Software IBConfig activo: El IG-IB no está comunicado por Ethernet o módem
Parpadean alternadamente		Firmware inválido
Luz	Oscuro	Lectura de datos e-mail del controlador
Oscuro	Luz	Emisión de datos e-mail por Internet
Ambas oscuras		Estado de inicio OK
Parpadea rápido 0,1 S	Oscuro	Inicialización del módem
Parpadea lento 0,3 S	Oscuro	Velocidad de detección del bus CAN

9.2.1 Configuración del módulo Internet Bridge (IG-IB).

Es necesario configurar la unidad antes de su primer uso porque el IG-IB nuevo de fábrica no viene configurado. Internet Bridge puede conectarse a Internet:

- Vía LAN – conector de Ethernet o
- Vía dialup – conector del módem.

Longitud máxima de cable de UTP (entre IG-IB y switching hub) es 100m según IEEE 802.3.

Debe transmitirse el firmware correspondiente al IG-IB dependiendo del tipo de conexión requerido.

IG-IB interface	Firmvare V2.0
LAN – Ethernet	IG-IB-ethn_2.0.bin
Dial up – Modem	IG-IB-dial_2.0.bin

9.2.2 Conexión del IG-IB a Internet (vía Ethernet)

Su conexión local vía LAN a Internet es configurada para habilitar el acceso de localización de los servidores en el Internet, y para desactivar el acceso se hace de forma inversa.

Si el IG-IB va a ser visible desde Internet, entonces su proveedor deberá crear un canal de comunicación en el servidor de acceso a Internet.

El IG-IB usa la comunicación – TPC y escucha en el puerto 23 (lo reconoce como puerto Telnet).

Algunos proveedores tienen estrictos requisitos para la dirección del buzón electrónico del e-mail IG-IB.

9.2.3 Activación del E-mail.

El e-mail activo sólo puede enviarse cuando el módem de operación es detectado. IG-IB hace cinco intentos con conexión abierta para solicitar el e-mail activo. Hay tres intentos para enviar el e-mail cuando la conexión se abre.

La conexión está abierta para un “tiempo de conexión controlado” después el e-mail se envía con éxito.

Note que para usuarios con IG-IB y firmware versión 1.0 o 1.1: Los e-mails activos enviados pueden fallar si seleccionó el servidor SMTP para recibir respuestas de varias líneas. Use firmware versión 2.0 para resolver este problema.

9.2.4 IG-IB Interface.

Hay los siguientes conectores en la unidad de IG-IB:

- Módem / IB Config: Interface RS232 para configuración del IG-IB o conexión al módem (not supported in SW version1.0).
- Dongle: Interface RS232 para un controlador o por Dongle para la comunicación de múltiples controladores (Los datos al controlador son transferidos vía bus CAN).
- Bus CAN: Interface para uno o un grupo de controladores (IG-NT, IS-NT, ID).
- Ethernet para LAN: Interface para Ethernet.

9.2.5 IG-IB Dongle.

El Dongle del IG-IB limita el número accesible de controladores.

Las siguientes direcciones deben ser usadas para el tipo de dongle proporcionado (por ejemplo, el dongle IG-IB3 permite la conexión de controladores con 1,2 y 3 direcciones solamente).

Dongle type	Number of accessible controllers
No dongle	1
Dongle IG-IB3	2 to 3
Dongle IG-IB7	2 to 7
Dongle IG-IB15	2 to 15
Dongle IG-IB32	2 to 32

En IG-IB-2.1 el dongle pone el límite de número de controladores conectados (ningún orden específico se requiere). Si el controlador se conecta vía RS232, se supone que es la dirección 1.

9.3 CONEXIONES EXTERNAS DE UNA LAN.

Las conexiones que unen las LAN (red de área local) con recursos externos, como otra LAN o una base de datos remota, se denominan puentes, reencaminadores y pasarelas (Gateway). Un puente crea una LAN extendida transmitiendo información entre dos o más LAN. Un camino es un dispositivo intermedio que conecta una LAN con otra LAN mayor o con una WAN (red de área amplia), interpretando la información del protocolo y enviando selectivamente paquetes de datos a distintas conexiones de LAN o WAN a través de la vía más eficiente disponible. Una puerta conecta redes que emplean distintos protocolos de comunicaciones y cambia el formato de manera que los pueda entender el dispositivo que los recibe. Los computadores de una LAN emplean puertas o caminos para conectarse con una WAN como Internet.

Gateway: Conjunto de hardware y software que conecta redes que utilizan protocolos de comunicación diferentes, o que transmite datos por una red entre dos aplicaciones no compatibles. El Gateway cambia el formato de los datos de manera que los pueda entender la aplicación que los recibe.

9.3.1 PROTOCOLO DE INTERNET IP.

El protocolo de Internet IP es el soporte lógico básico empleado para controlar este sistema de redes. Este protocolo especifica cómo las computadoras de puerta encaminan la información desde el ordenador emisor hasta el ordenador receptor.

Otro protocolo denominado protocolo de control de transmisión TCP comprueba si la información ha llegado al ordenador de destino y, en caso contrario, hace que se vuelva a enviar.

9.4 CONTROLADOR MODULAR INTELIGEN IG-CU.

InteliGen IG-CU es un controlador integral AMF para generadores individuales o múltiples de emergencia o en paralelo. El diseño modular permite alcanzar diferentes niveles de complejidad para ofrecer la mejor solución a las diferentes aplicaciones de los clientes. Los componentes opcionales como el sincronizador, el repartidor de carga isócrono y las protecciones del alternador y de la red permiten una única solución integral para los grupos electrógenos de emergencia y en paralelo con múltiples motores.

Los controladores InteliGen están equipados con una pantalla gráfica de alto rendimiento con iconos, símbolos y gráficos de columnas para un funcionamiento intuitivo, que permite, junto con la elevada funcionalidad, alcanzar nuevos estándares en los controles de los grupos electrógenos.

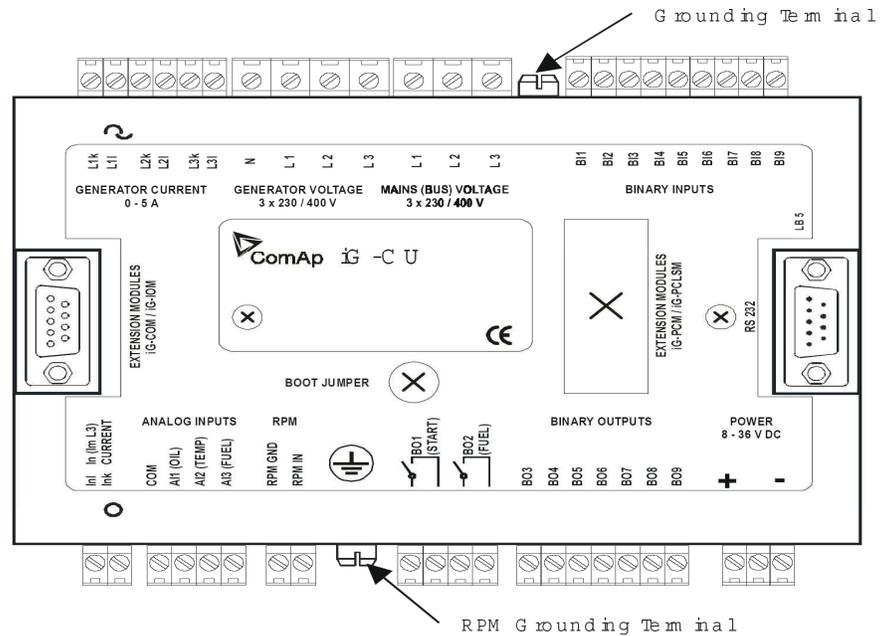
El InteliGen arranca automáticamente el grupo electrógeno, cierra el interruptor del grupo cuando se cumplen todas las condiciones y detiene el motor a través de una señal externa o al pulsar los botones.

Con los kits de actualización se puede lograr el funcionamiento aislado en paralelo o en paralelo con la red principal. La sincronización hacia adelante e inversa, la protección de la red, el control de carga y el factor de potencia, la protección de conexión contra tierra, son algunas de las principales funciones suministradas.

Compatibilidad de interconexión con sincronizadores y repartidores de carga externos.

La característica más importante de InteliGen es su fácil utilización e instalación. Están disponibles las configuraciones definidas previamente para las aplicaciones típicas e igualmente para las aplicaciones especiales definidas por el usuario.

IG – CU Terminales.



Drawing text translation
 Grounding Terminal
 RPM Grounding Terminal

9.4.1 APLICACIONES PREDEFINIDAS.

Existen cinco aplicaciones predefinidas: SPM, SSB, SPtM, MINT, MEXT.

SPM Máquina motriz individual, sin red eléctrica.

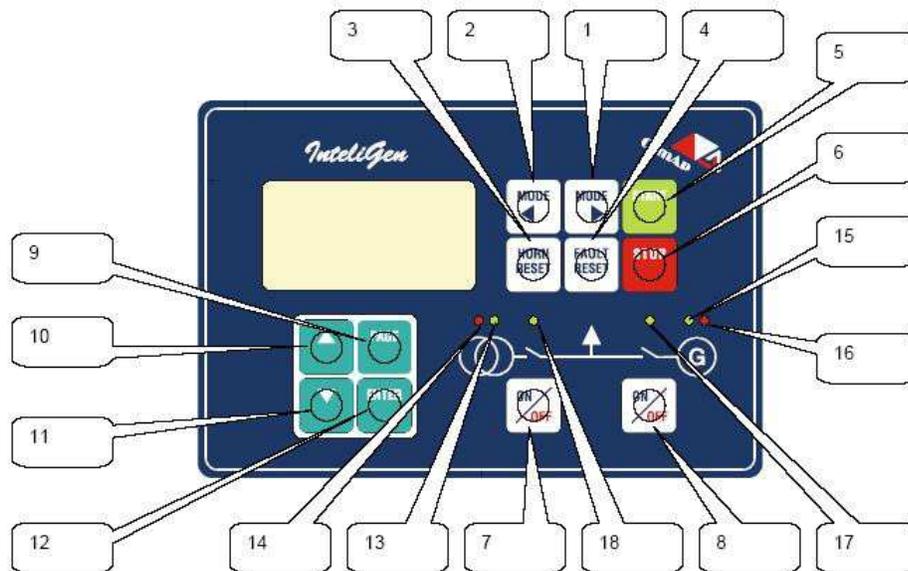
SSB Transferencia de frenado no sincronizado individual en modo de emergencia.

SPtM Transferencia de carga ligera, rasurado de pico, funcionamiento en paralelo, sincronización hacia delante y hacia atrás en modo de emergencia individual.

MINT Transferencia de carga ligera, con controlador de energía, repartición de carga y VAR, sincronización hacia delante y en paralelo múltiple.

MEXT Controlador de energía, repartición de carga y sincronizado externo en paralelo múltiple.

9.4.2 BOTONES PULSADORES.



1. MODE (MODO) Se desplaza hacia delante a través de los modos de funcionamiento de los grupos electrógenos OFF MAN AUT TEST.
2. MODE (MODO) Se desplaza hacia atrás a través de los modos de funcionamiento de los grupos electrógenos OFF MAN AUT TEST.
3. HORN RESET (reajuste de la alarma sonora) Desactiva la alarma (alarma sonora).
4. FAULT RESET (restablecer fallo) Reconoce los fallos y las alarmas.
5. START (arranque) Arranca el grupo electrógeno en el modo MAN (manual).
6. STOP (PARO) Para el grupo electrógeno en el modo MAN.
7. MCB ON/OFF (MCB encendido/apagado) Abre y cierra (sincroniza) el disyuntor de la red en modo MAN.
8. GCB ON/OFF (GCB encendido / apagado) Abre y cierra (sincroniza) el disyuntor del generador en modo MAN.

9. PÁGINA Cambia cíclicamente la función de visualización MEASUREMENT (medición) ADJUSTMENT (ajuste) HISTORY (historial).

10. Seleccione el punto de ajuste, la pantalla, el historial o aumente el valor del punto de ajuste.

11. Seleccione el punto de ajuste, la pantalla, el historial o disminuya el valor del punto de ajuste.

12. ENTER (INTRO) Confirme el valor del punto de ajuste o desplácese por los registros del historial seleccionados.

LED'S.

13. MAINS VOLTAGE PRESENT (presencia de tensión en la red): LED VERDE se enciende si hay voltaje en los bornes de la red (en SSB y SPtM). LED apagada en SPM, MINT, MEXT.

14. MAINS o BUS FAILURE (fallo en la red o bus): El LED ROJO comienza a titilar cuando aparece una falla en la red de alimentación principal y el gen-set no está en funcionamiento, se enciende si el gen-set arranca y se apaga cuando regresa la red de alimentación principal.

15. GEN VOLTAGE PRESENT (presencia de tensión en el gen-set): El LED VERDE está encendido si la tensión del grupo electrógeno está presente y dentro de sus límites.

16. GEN-SET FAILURE (Fallo en el grupo electrógeno): El LED ROJO parpadea cuando ocurre un fallo. Después de presionar el botón FAULT RESET (restablecer fallo), se enciende (si la alarma sigue aún activa) o se apaga (si ninguna alarma está activa).

17. GCB ON (GCB encendido): El LED VERDE está encendido si el GCB está cerrado. Parpadea durante la sincronización.

18. MCB ON (MCB encendido): El LED VERDE está encendido si el MCB está conectado (la retroalimentación de la entrada binaria del MCB está cerrada).

Parpadea durante la sincronización inversa (sincronización del grupo electrógeno cargado regresando de nuevo a la red).

CAPITULO 10

MEMORIA DE CÁLCULO.

10.1 Potencia y corrientes de cortocircuito: Introducción.

La planificación, el diseño y la operación de los sistemas eléctricos de potencia, requiere de acuciosos estudios para evaluar su comportamiento, confiabilidad y seguridad.

Un buen diseño debe estar basado en un cuidadoso estudio en que se incluye la selección de voltaje, adecuado tamaño del equipamiento y selección apropiada de protecciones.

La mayoría de los estudios necesita de un complejo y detallado modelo que represente al sistema de potencia, generalmente establecido en la etapa de proyecto. Los estudios de cortocircuito son típicos ejemplos de éstos, siendo esencial para la selección de equipos, y el ajuste de sus respectivas protecciones.

La duración del cortocircuito es el tiempo en segundos o ciclos durante el cual, la corriente de cortocircuito circula por el sistema. El fuerte incremento de calor generado por tal magnitud de corriente, puede destruir o envejecer los aislantes del sistema eléctrico, por lo tanto, es de vital importancia reducir este tiempo al mínimo mediante el uso de las protecciones adecuadas.

10.2 Características de las máquinas y equipos de una central de generación de energía eléctrica.

GENERADOR ELÉCTRICO TRIFÁSICO

Marca: MARATHON ELECTRIC GENERATORS

Modelo: 574RSL4036

Potencia: 824,8 KW – 1031 KVA

Tensión: 480/240 – 460/230 – 440/220 voltios

Velocidad: 1800 RPM

Frecuencia: 60 HZ

Factor de potencia: 0.8

Reactancia subtransitoria X''_d : 0.118 p.u

Transformador trifásico de potencia

Tipo: PAD MAUND

Potencia: 1000 KVA

Tensión Primaria: 440 voltios

Tensión Secundaria: 13.2 KV

Conexión Primaria: DELTA ()

Conexión Secundaria: ESTRELLA ()

Tensión de cortocircuito Ucc%: 5%

10.3 Cálculo de diferentes parámetros.

Cálculo de la sección del conductor.

Datos del generador:

S: 1031 KVA

V: 440 voltios

FP: 0.8

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} * V}$$

$$I = \frac{1031000}{1.73 * 440}$$

$$I = 1352,88 \text{ amp}$$

Para seleccionar la sección del conductor establecemos como condición que la caída de tensión no supere el 0.50% del voltaje nominal (440 V) a una distancia de 15 metros de longitud desde el generador hasta el transformador de potencia.

Caída de tensión u: 2,2 voltios

Longitud: 15 metros

Resistividad del conductor de cobre 0,01 mm²/m

Intensidad I: 1352,88 amp

Factor de potencia: 0,8

$$\text{Sección (mm}^2\text{)} = \frac{\sqrt{3} * \rho * L * I * \text{Cos}\phi}{u}$$

$$\text{Sección (mm}^2\text{)} = \frac{1,732 * 0,018 * 15 * 1352,88 * 0,8}{2,2}$$

$$\text{Sección (mm}^2\text{)} = 230,065 \text{ mm}^2$$

Seleccionamos el conductor de cobre tipo TTU 500 MCM, 2000 Voltios, con una sección de 252,89 mm² con chaqueta XLPE – PVC de 90 °C, con una capacidad de conducción de 380 amp en ductos o directamente enterrados y de 620 amp al aire libre. Se ubicarán 3 conductores por fase, colocados en triángulo y para el neutro 1 conductor de 350 MCM.

Se instalará un tablero con interruptor magnético principal de baja tensión de 1500 amp y un juego trifásico de barras con dimensiones (9,53 mm x 76,20 mm) con una sección total de 726,186 mm².

Para el cálculo de las corrientes y potencias de cortocircuito empleamos el método de las impedancias que consiste en sumar separadamente las resistencias y las reactivas y luego calculando la impedancia total correspondiente.

10.4 Datos para calcular las resistencias y reactivas

1.- Generador:

Potencia: 1031 KVA

X''d: 0,118 p.u

V: 440 voltios

$$X_g = \frac{X''d * U^2}{S_n}$$

De donde:

Reactiva del generador en m g

Potencia aparente del generador en VA: S_n

Tensión de línea del generador en vacío en voltios: U

$$X_g = \frac{0,118 * (440)^2}{1031000}$$

$$X_g = 0,02216$$

$$X_g = 22,16 \text{ m}$$

En general la resistencia de los alternadores y transformadores es inferior a la reactancia, es decir la relación R/X es del orden de 0,05 a 0,1 en alta tensión y de 0,1 a 0,2 en baja tensión, los valores de la impedancia Z y los valores de la reactancia X se confunden, es decir $Z \approx X$.

Resistencia del generador en m R_g

$$\frac{R_g}{X_g} = 0,2$$

$$R_g = 0,2 X_g$$

$$R_g = 0,2 * 22,16$$

$$R_g = 4,432 \text{ m}$$

2.- Interruptor Automático:

$$d = 0,15 \text{ m}$$

Se desprecia la resistencia.

3.- Conductores de baja tensión:

Sección del conductor S: 252,89 mm²

Resistividad del cobre 0,0225 m m²/m según tabla 1 (anexos)

Longitud en metros: L1 = 8 mts L2 = 7 mts

Reactancia del conductor 0,05 m /m según tabla 2 (anexos)

Numero de conductores: 9

$$X_{c1} = 0,08 \text{ m /m } \quad m \quad X_{c2} = 0,08 \text{ m /m } \quad 7m$$

$$X_{c1} = 0,68 \text{ m} \quad X_{c2} = 0,595 \text{ m}$$

$$R_{c1} = \frac{\rho}{S * L}$$

$$R_{c1} = \frac{0,0225 \text{ mm}^2/\text{m}}{(9 * 252,89 \text{ mm}^2) * 8\text{m}}$$

$$R_{c1} = 0,0791 \text{ m}$$

$$R_{c2} = \frac{\rho}{S * L}$$

$$R_{c1} = \frac{0,0225 \text{ mm}^2/\text{m}}{(9 * 252,89 \text{ mm}^2) * 7\text{m}}$$

$$R_{c2} = 0,0692 \text{ m}$$

4. - Juego de barras:

Sección de las barras: 726,186 mm²

Reactancia de barras 0,15 m /m

Longitud total de las barras: 6 mts

$$b \quad 0,15 \text{ m /m } \quad 6 \text{ m}$$

$$b \quad 0,9 \text{ m}$$

$$R_{c1} = \frac{0,0225 \text{ mm}^2/\text{m}}{(3 * 726,186 \text{ mm}^2) * 6\text{m}}$$

$$R_b = 0,06197 \text{ m}$$

5.- Transformador de potencia:

Potencia S: 1000 KVA

Tensión U: 13,2 KV

Tensión de cortocircuito Ucc%: 5%

$$Z_t = \frac{U_{cc} * U^2}{S}$$

$$Z_t = \frac{0,05 * (13,2)^2}{1000}$$

$$Z_t = 8,712$$

$$Z_t \approx X_t \text{ de donde } X_t = 8,712$$

$$R_t = 0,1 X_t$$

$$R_t = 0,1 * 8,712$$

$$R_t = 0,712$$

DEFECTO EN EL PUNTO “A”**Elementos afectados:**

generador 22,16 m ; R = 0,32 m

Interruptor automático: Xd = 0,15 m

Cables de baja tensión longitud 8 mts: Xc1 = 0,6 m ; Rc = 0,0791 m

que o de barras b = 0,9 m ; Rb = 0,06197 m

Reactancia en el punto A:

$$X_A = X_g + X_d + X_{c1} + X_b$$

$$X_A = 22,16 + 0,15 + 0,68 + 0,9$$

$$X_A = 23,9 \text{ m}$$

Resistencia en el punto A:

$$R_A = R_g + R_{c1} + R_b$$

$$R_A = 4,432 + 0,06197 + 0,0791$$

$$R_A = 4,573 \text{ m}$$

Impedancia en el punto A:

$$Z_A = \sqrt{R_A^2 + X_A^2}$$

$$Z_A = \sqrt{(4,573)^2 + (23,89)^2}$$

$$Z_A = \sqrt{591,644}$$

$$Z_A = 24,3237 \text{ m}$$

Potencia de cortocircuito

$$S_{cc} = \frac{U^2}{Z_A}$$

$$S_{cc} = \frac{(440 \text{ V})^2}{24,3237 \text{ m}}$$

$$S_{cc} = 7,9593 \text{ MVA}$$

Corriente eficaz de cortocircuito de choque

$$I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3} * Z_A}$$

$$I_{cc} = \frac{440}{1,732 * 0,0243237}$$

$$I_{cc} = 10443,8929 \text{ amp}$$

$$I_{cc} = 10,44389 \text{ KA}$$

Corriente máxima de cortocircuito de choque

$$I_{ch} = 2,55 I_{cc}$$

$$I_{ch} = 2,55 * 10,44389 \text{ KA}$$

$$I_{ch} = 26,6319 \text{ KA}$$

Capacidad de ruptura

$$S_r = 3 \cdot n \cdot I_{ch}$$

$$S_r = 1,732 * 440 * 10443,89$$

$$S_r = 7,959 \text{ MVA}$$

Poder de conexión

$$S_c = 3 \cdot n \cdot I_{ch}$$

$$S_c = 1,732 * 440 * 26631,9$$

$$S_c = 20,296 \text{ MVA}$$

DEFECTO EN EL PUNTO “B”

Elementos afectados:

Generador $X_d = 22,16 \text{ m}$; $R_a = 0,32 \text{ m}$

Interruptor automático: $X_d = 0,15 \text{ m}$

Cables de baja tensión longitud 8 mts: $X_{c1} = 0,6 \text{ m}$; $R_{c1} = 0,0791 \text{ m}$

Cables de baja tensión longitud 7 mts: $X_{c1} = 0,595 \text{ m}$; $R_{c1} = 0,0692 \text{ m}$

Barras de $b = 0,9 \text{ m}$; $R_b = 0,06197 \text{ m}$

Transformador de potencia: $X_t = 8,712 \text{ m}$; $R_t = 0,712 \text{ m}$

Reactancia y reactancia total en baja tensión:

$$X_{bt} = X_A + X_{c2}$$

$$X_{bt} = 23,9 \text{ m} + 0,595 \text{ m}$$

$$X_{bt} = 24,495 \text{ m}$$

$$R_{bt} = R_A + R_{c2}$$

$$R_{bt} = 4,573 \text{ m} + 0,0692 \text{ m}$$

$$R_{bt} = 4,6422 \text{ m}$$

La reactancia y la resistencia del transformador están referidas al lado de media tensión donde se encuentra el punto de defecto B, entonces las reactancias y las resistencias de los elementos afectados calculadas en baja tensión han de trasladarse a la red de media tensión, multiplicándolas por el cuadrado de la razón de las tensiones, como sigue:

Reactancia referida al lado de media tensión:

$$X_{mt} = X_{bt} * \frac{U_{mt}^2}{U_{bt}^2}$$

$$X_{mt} = 24,495 \text{ m} * \frac{13200^2}{400^2}$$

$$X_{mt} = 22,0365 \text{ m}$$

Resistencia referida al lado de media tensión:

$$R_{mt} = R_{bt} * \frac{U_{mt}^2}{U_{bt}^2}$$

$$R_{mt} = 4,6422 \text{ m} * \frac{13200^2}{400^2}$$

$$R_{mt} = 4,1779 \text{ m}$$

Reactancia en el punto B:

$$X_B = X_{mt} + X_t$$

$$X_B = 22,0365 + 8,712$$

$$X_B = 30,75$$

Resistencia en el punto B:

$$R_B = R_{mt} + R_t$$

$$R_B = 4,17798 + 0,8712$$

$$R_B = 5,0492$$

Impedancia en el punto B:

$$Z_B = \sqrt{R_B^2 + X_B^2}$$

$$Z_B = \sqrt{(5,0492)^2 + (30,7485)^2}$$

$$Z_B = \sqrt{970,96467}$$

$$Z_B = 31,16$$

Potencia de cortocircuito

$$S_{cc} = \frac{U^2}{Z_B}$$

$$S_{cc} = \frac{(13200 \text{ V})^2}{31,16}$$

$$S_{cc} = 5,59178 \text{ MVA}$$

Corriente eficaz de cortocircuito de choque

$$I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3} * Z_B}$$

$$I_{cc} = \frac{13200}{1,732 * 31,16}$$

$$I_{cc} = 245,577 \text{ amp}$$

$$I_{cc} = 0,244577 \text{ KA}$$

Corriente máxima de cortocircuito de choque

$$I_{ch} = 2,55 I_{cc}$$

$$I_{ch} = 2,55 * 0,244577 \text{ KA}$$

$$I_{ch} = 0,62367 \text{ KA}$$

Capacidad de ruptura

$$S_r = 3 \text{ n cc}$$

$$S_r = 1,732 * 13200 * 245,577$$

$$S_r = 5,6146 \text{ MVA}$$

Poder de conexión

$$S_c = 3 \text{ n ch}$$

$$S_c = 1,732 * 13200 * 623,67$$

$$S_c = 14,259 \text{ MVA}$$

ANEXOS

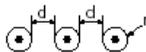
TABLA 1: Valores de la resistividad de los conductores a toma r en consideración según la corriente de cortocircuito calculada, máximo o mínimo.

Regla	Resistividad (*)	Valor de la resistividad (Ω mm ² /m)		Conductores afectados
		Cobre	Aluminio	
Corriente máxima de cortocircuito	$\rho_1 = 1,25 \rho_{20}$	0,0225	0,036	FASE-N
Corriente mínima de cortocircuito	$\rho_1 = 1,5 \rho_{20}$	0,027	0,043	FASE-N
Corriente de defecto en los esquemas TN e IT	$\rho_1 = 1,25 \rho_{20}$	0,0225	0,036	FASE-N (**) PE-PEN
Caída de tensión	$\rho_1 = 1,25 \rho_{20}$	0,0225	0,036	FASE-N (*)
Corriente de sobreintensidad para la verificación de las solicitaciones térmicas de los conductores	$\rho_1 = 1,5 \rho_{20}$	0,027	0,043	Fase-Neutro PEN-PE si incorporado en un mismo cable multiconductores
		0,0225	0,036	PE separado

(*) ρ_{20} resistividad de los conductores a 20 °C: 0,018 Ω mm²/m para el cobre y 0,029 Ω mm²/m aluminio.

(**) N la sección del conductor de neutro es inferior a la de los conductores de fase.

TABLA 2: Valores de la reactancia de los cables según el tipo de instalación.

Tipo de instalación	Juego de barras	Cable trifásico	Cables unipolares separados	Cables unipolares colocados en triángulo	3 cables en línea juntos	3 cables en línea separados «d»: d = 2r d = 4r
Esquema						
Reactancia unitaria valores extremos en m Ω /m	0,15	0,08	0,15	0,085	0,095	0,145 0,19
Reactancia unitaria valores extremos en m Ω /m	0,12-0,18	0,06-0,1	0,1-0,2	0,08-0,09	0,09-0,1	0,14-0,15 0,18-0,20

10.5 Requisitos de una malla a tierra.

Los requisitos que debe cumplir una malla de puesta a tierra son los siguientes:

- Debe tener una resistencia tal, que el sistema se considere sólidamente puesto a tierra.
- La variación de la resistencia, debido a cambios ambientales, debe ser despreciable de manera que la corriente de falla a tierra, en cualquier momento, sea capaz de producir el disparo de las protecciones.
- Impedancia de onda de valor bajo para fácil paso de las descargas atmosféricas.
- Debe conducir las corrientes de falla sin provocar gradientes de potencial peligrosos entre sus puntos vecinos.
- Al pasar la corriente de falla durante el tiempo máximo establecido de falla, (es decir disparo de respaldo), no debe haber calentamientos excesivos.
- Debe ser resistente a la corrosión.

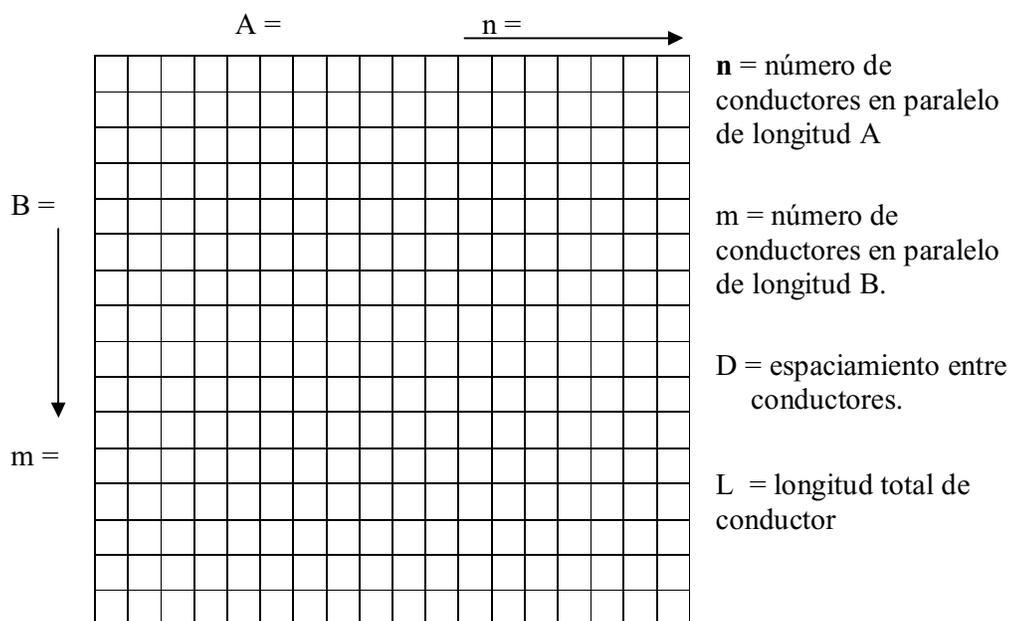
10.5.1 Diseño de una malla de puesta a tierra.

Datos de partida para el cálculo de una malla de puesta a tierra:

La naturaleza del terreno es arena arcillosa de la cual se ha deducido una resistividad interna 100 $\Omega \cdot m$.

La resistividad superficial del terreno es de $s = 2000 \Omega \cdot m$ debido a una capa de hormigón de 10 cm de espesor que recubrirá todo el área de la central.

ELECCIÓN DE LA MALLA



Supóngase que se tiene cuadrados de 2 m:

Determinación de los coeficientes k_m , k_i , k_p .

Para la determinación de los coeficientes es necesario tener en cuenta las siguientes definiciones:

$A =$ Longitud de la malla (m).

$B =$ Ancho de la malla (m).

$L =$ Longitud total del conductor (m).

$n =$ Número de conductores en paralelo de longitud A .

$m =$ Número de conductores en paralelo de longitud B .

$D =$ Espaciamiento entre conductores (m).

$h =$ Profundidad de enterramiento (m).

$d =$ Diámetro de conductor (m).

Selección de la longitud del conductor de la malla.

Datos de partida:

$$A = 36\text{m}$$

$$B = 32\text{m}$$

$$n = 17$$

$$m = 19$$

$$D = 2\text{ m}$$

$$d = 0,01179\text{ m}$$

$$L = (n \cdot A) + (m \cdot B)$$

$$L = (17 \cdot 36) + (19 \cdot 32)$$

$$L = 612 + 608$$

$$L = 1220\text{ mts}$$

La red general de tierra estará formada por una malla que se extenderá en un área de $36 \times 32\text{ m}^2$, en cuadrículas de $2 \times 2\text{ m}^2$.

Se dispondrán de 15 varilla de cobre de $5/8'' \times 2$ metros de longitud para mejorar la puesta a tierra.

La malla se instalará a una profundidad de 0,7 metros.

A efectos de dimensionamiento de las secciones, el tiempo mínimo a considerar para la duración del defecto a la frecuencia de la red será de un segundo (1s), para nuestro caso usaremos 0,8 seg que es el tiempo que tardan las protecciones en actuar en caso de falla.

La sección del conductor viene dada por la ecuación:

$$S = \frac{I}{A}$$

De donde:

I = Corriente de falla a tierra

A = Densidad de corriente en amp/mm^2

Al conductor de cobre se le adjudica una capacidad de transmitir una densidad de corriente del orden de 160 amp/mm²; por lo cual la sección mínima necesaria se calcula como:

$$S = \frac{10443,87}{160}$$

$$S = 65,274 \text{ mm}^2$$

Seleccionamos el conductor de cobre desnudo # 3/0 AWG con una sección aproximada de 84,91 mm².

Resistencia de la malla.

La resistencia empírica de una malla viene dada por la expresión:

$$R = \frac{\rho}{4} \cdot \sqrt{\frac{\pi}{A} + \frac{\rho}{L}}$$

Resistividad del terreno en $\frac{\Omega \cdot \text{m}}{100 \text{ m}}$

A = superficie ocupada por la malla en m²
A = 45 x 39 = 1755 mts

L = Longitud total de los conductores enterrados en mts
L = 1220 + 15(2 m) = 1250 mts

$$R = \frac{100}{4} \times \sqrt{\frac{\pi}{1755} + \frac{100}{1250}}$$

$$R = \{(25) \times (0,0423)\} + 0,08$$

$$R = 1.1375$$

Comprobación de la sección del conductor.

La sección necesaria para evitar la fusión de los conductores viene dada por la expresión:

1/2

$$AC = I \frac{33t}{\log \frac{T_m - T_a}{234 - T_a}}^{1/2}$$

En donde:

Ac = Sección del conductor (CM).

I = Corriente máxima de falla (Amp.)

Tm = Temperatura máxima en los nodos de la malla
(450°C con soldadura y 250°C con amarre pernado).

Ta = Temperatura ambiente (°C).

t = Tiempo máximo de despeje de la falla (seg).

1/2

$$AC = (10.443,87) * \frac{(33) * (0,8)}{\log \frac{250 - 30}{234 - 30}}^{1/2}$$

1/2

$$AC = (10.443,87) * \frac{26,40}{\log \frac{220}{264}}^{1/2}$$

$$AC = (10.443,87) * \frac{26,40}{\log 1.83}^{1/2}$$

$$AC = (10.443,87) * \frac{26,40}{0.263}^{1/2}$$

$$AC = (10.443,87) * 100,40^{1/2}$$

$$AC = (10.443,87) * 10,02$$

$$AC = 104.637,06cm$$

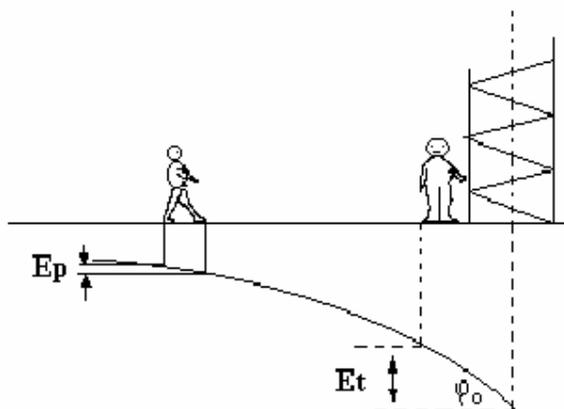
$$AC = 52,32mm^2$$

Queda comprobado que la sección elegida de $84.91mm^2$ cumple con las condiciones mínimas necesarias.

Tensión de paso y de Malla Aplicadas.

Los mayores valores de tensión en la red son:

- El de tensión de contacto a estructuras conectadas a tierra al centro del rectángulo de la malla, tensión que se denomina tensión de malla aplicada. Esta tensión se considera superior a las tensiones de contacto a 1 metro de la malla.
- Tensión de paso aplicada en la periferia de la malla.



A efectos de estudio y cálculos, se admite que:

- La resistencia del cuerpo humano R_c es de 1000 Ω para todo tipo de contacto.
- La resistencia entre el suelo y un pie, resistencia superficial R_s es 3 Ω .
 Si $R_s = 2000 \Omega$ en el centro de la malla $R_s = 3 \times 2000 \Omega$ entonces $R_s = 6000 \Omega$.

Tensión de paso aplicada.

La expresión que define la tensión de paso aplicada es:

$$U_{pa} = U_p * \frac{R_c}{R_c + 2R_s}$$

$$U_p = K_p * K_i * \rho * i$$

Siendo:

K_p coeficiente que tiene en cuenta la influencia del número de secciones (n) en paralelo, sus dimensiones y su distribución enterrada $n=17$.

$$K_p = \frac{1}{\pi} \frac{1}{2h} \frac{1}{D} \frac{1}{h} \frac{1}{2D} \frac{1}{3D} \frac{1}{4D} \dots \frac{1}{(n-1) * D}$$

$$K_p = \frac{1}{\pi} \frac{1}{(2) * (0,7)} \frac{1}{(2) * (0,7)} \frac{1}{4} \frac{1}{6} \frac{1}{8} \frac{1}{10} \frac{1}{12} \frac{1}{14} \frac{1}{16} \frac{1}{18} \frac{1}{20} \frac{1}{22} \frac{1}{24} \frac{1}{26} \frac{1}{28} \frac{1}{30} \frac{1}{32}$$

$$K_p = (0,3183) * (0,821806261)$$

$$K_p = 0,26158$$

K_i = Factor corrector que tiene en cuenta la corriente de paso a tierra no uniforme para cada conductor de la red.

$$K_i = 0,65 + (0,172 * n)$$

$$K_i = 0,65 + (0,172) * (17)$$

$K_i = 3,574$
resistividad medida del terreno en $\Omega \cdot m$.

100 $\Omega \cdot m$.

i = Intensidad de corriente de defecto por unidad de longitud de la malla en A/m.

$$i = \frac{10.443,87}{1250}$$

$$i = 8,355 A/m$$

La tensión de paso será:

$$U_p = K_p * K_i * \rho * i$$

$$U_p = 0,26158 * 3,574 * 100 * 8,355$$

$$U_p = 781,10V$$

Y la tensión aplicada es según formula:

$$U_{pa} = U_p * \frac{R_c}{R_c + 2R_s}$$

$$U_{pa} = 781,10 * \frac{1000}{1000 + (2) * (6000)}$$

$$U_{pa} = 781,10 * \frac{1000}{13.000}$$

$$U_{pa} = 781,10 * 0,0769$$

$$U_{pa} = 60,08V$$

Tensión de malla Aplicada

La tensión de contacto aplicada esta definida por la expresión:

$$Uma = Um * \frac{Rc}{Rc + \frac{Rs}{2}}$$

$$Um = Km * Ki * \rho * i$$

Siendo;

K_m = coeficiente que tiene en cuenta el efecto del numero (n) secciones de conductor en paralelo, según una dirección determinada.

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{D^2}{16 * h * d} - \frac{1}{\pi} \ln \frac{3}{4} - \frac{5}{6} - \frac{7}{8} - \dots - \frac{2n-3}{2n-2}$$

D = separación entre conductores de cada malla en m.

D = 2 m

h = Profundidad de la red mallada en m.

h = 0,7 m

d = Diámetro del conductor en m.

d = 0,01179 m

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{2^2}{(16) * (0,7) * (0,01179)}$$

$$\frac{1}{\pi} \ln \frac{3}{4} - \frac{5}{6} - \frac{7}{8} - \frac{9}{10} - \frac{11}{12} - \frac{13}{14} - \frac{15}{16} - \frac{17}{18} - \frac{19}{20} - \frac{21}{22} - \frac{23}{24} - \frac{25}{26} - \frac{27}{28} - \frac{29}{30} - \frac{31}{32}$$

$$K_m = (0,15915) * (3,411) + (0,3183) * (-1,2733235)$$

$$K_m = 0,5429 - 0,4053116$$

$$K_m = 0,1376$$

K_i = Factor corrector que tiene en cuenta la corriente de paso a tierra no uniforme para cada conductor de la red; aplicando la formula tenemos:

$$K_i = 0,65 + (0,172 * n)$$

$$K_i = 0,65 + (0,172) * (17)$$

$$K_i = 3,574$$

resistividad medida del terreno en $\Omega \cdot m$.

$$100 \Omega \cdot m.$$

i = Intensidad de corriente de defecto por unidad de longitud de la malla en A/m.

$$i = \frac{10.443,87}{1250}$$

$$i = 8,355 A/m$$

La tensión de malla será, según formula:

$$U_m = K_m * K_i * \rho * i$$

$$U_m = 0,1376 * 3,574 * 100 * 8,355$$

$$U_m = 410,88V$$

Y la tensión de malla aplicada es, según formula:

$$U_{ma} = U_m * \frac{R_c}{R_c + \frac{R_s}{2}}$$

$$U_{ma} = 410,88 * \frac{1000}{1000 + \frac{6000}{2}}$$

$$Uma = 410,88 * \frac{1000}{4000}$$

$$Uma = 410,88 * 0,25$$

$$Uma = 102,72V$$

Tensión Máxima Aplicable al cuerpo Humano.

La tensión máxima de contacto, aplicada, en voltios, que se puede aceptar se determina en función del tiempo de duración del efecto, según la fórmula siguiente:

$$U = \frac{K}{t^n}$$

Siendo $K = 72$ y $n = 1$, para tiempos inferiores a 0,9 segundos

La tensión máxima aplicable al cuerpo humano en la subestación es:

$$U = \frac{72}{0,5} = 144V$$

$$Upa = 60,08 V < U = 144 V$$

$$Uma = 102,72 V < U = 144 V$$

Queda comprobado que las tensiones de paso y malla aplicadas no superarán la tensión máxima aplicable al cuerpo humano.

10.6 Esfuerzos provocados por las corrientes de cortocircuito.

Las corrientes de cortocircuito provocan esfuerzos electrodinámicos en las barras, apoyos, aisladores y demás elementos de los circuitos recorridos por estas corrientes. El conocimiento de estos esfuerzos resulta esencial para poder dimensionar y seleccionar los sistemas de barras colectoras, los aisladores de apoyo, la distancia entre apoyos, etc....

El esfuerzo electrodinámico por metro de conductor, vale:

$$F = 2,04 \frac{Ich}{d} Kg/m$$

El momento resistente de una sección rectangular, vale:

$$W = \frac{h * b^2}{6} \text{ cm}^3$$

Momento de flexión en barras colectoras:

$$M = \frac{F * l}{16} \text{ Kg.cm}$$

Momento de flexión en derivaciones:

$$M = \frac{F * l}{10} \text{ Kg.cm}$$

La carga admisible K vale:

Para el cobre K = 1000 a 1200 Kg/cm²

Para el aluminio K = 400 a 600 Kg/cm²

Momento resistente necesario es:

$$W = \frac{M}{K} \text{ cm}^3$$

Para que el valor del momento resistente resultante sea correcto, se ha de efectuar la condición:

$$\frac{M}{K} < \frac{h * b^2}{6}$$

Datos para realizar el cálculo de esfuerzos electrodinámicos.

La corriente bipolar de choque resultante es: 23.065 KA.

Tensión en el sistema de barras es: 440 V.

Barra rectangular de cobre de 9.53mm x 76.20mm, montada horizontalmente.

La distancia mínima entre conductores para instalaciones interiores es:

d = 10 cm + 1 cm por cada KV de tensión de servicio; para nuestro caso adoptaremos d = 12 cm.

La distancia entre apoyos es: 100 cm.

El esfuerzo electrodinámico por metro de conductor, vale:

$$F = 2,04 \frac{Ic h^2 * l}{d} \text{ Kg/m}$$

$$F = 2,04 \frac{23.065^2 * 1m}{12} \text{ Kg/m}$$

$$F = 9044 \text{ Kg}$$

Momento de flexión en barras colectoras:

$$M = \frac{F * l}{16} \text{ Kg.cm}$$

$$M = \frac{90.44 * 100}{16} \text{ Kg.cm}$$

$$M = 565.24 \text{ Kg.cm}$$

Momento resistente necesario es:

$$W = \frac{M}{K} \text{ cm}^3$$

La carga admisible K vale:

Para el cobre K = 1000 a 1200 Kg/cm²

Para el aluminio K = 400 a 600 Kg/cm²

$$W = \frac{565.24}{1000} \text{ cm}^3$$

$$W = 0.65 \text{ cm}^3$$

El momento resistente de una sección rectangular, vale:

$$W = \frac{h * b^2}{6} \text{ cm}^3$$

$$W = \frac{0.953 * 7.62^2}{6} \text{ cm}^3$$

$$W = 9.222 \text{ cm}^3$$

Para que el valor del momento resistente resultante sea correcto, se ha de efectuar la condición:

$$\frac{M}{K} < \frac{h * b^2}{6}$$

$$\frac{565.24}{1000} < 9.222$$

$$0.56 < 9.222$$

Como el momento resistente obtenido es mayor que el necesario, podemos decir que el tipo de barra seleccionado cumple con las necesidades en caso de cortocircuito.

En caso de que el momento resistente sea menor que el necesario podemos optar por modificar una o más de estas tres soluciones:

Aumentar la distancia entre conductores d , con lo que el esfuerzo F resultaría menor.

Disminuir la distancia entre apoyos l , con lo que el momento de flexión M resultaría menor.

Aumentar la sección de la barra, con lo que el momento resistente resultaría mayor.

CONCLUSIONES

El sistema de sincronización con controladores automáticos ComAp (Intelligen, Intelisys, etc.), junto con el módulo de comunicación Internet Bridge IG-IB brinda mayor confiabilidad y seguridad en el manejo de los sistemas eléctricos de generación.

Los controladores automáticos ComAp conectados con el módulo de comunicación IG-IB, permitirán a las compañías eléctricas vigilar y controlar los sistemas de generación durante su conexión y funcionamiento en la red a un costo razonable, pues no será necesario realizar más inversiones, ni en comunicaciones ni en la central.

La tecnología del módulo de comunicación IG-IB nos permite el acceso prácticamente desde cualquier lugar, desde un vehículo de mantenimiento, desde un centro de control o incluso desde un domicilio privado. Un navegador de Internet, no demasiado familiar para muchas personas, es lo único que necesita el operario para vigilar y controlar su sistema de generación.

Con la activación del E-mail activo, el módulo Internet Bridge IG-IB enviará señales de advertencia a una dirección de correo electrónico configurado, cuando se presente un evento que ponga en riesgo el buen funcionamiento del generador.

RECOMENDACIONES

Una vez concluido nuestro trabajo, queremos dejar sentada la necesidad de continuar aportando al conocimiento y preparación en este importante tema de la sincronización de generadores con la red, permitiendo a los estudiantes de nuestra escuela mantenerse actualizados sobre equipos y accesorios disponibles en el laboratorio y así mejorar sus conocimientos en el campo de la automatización y comunicación.

Consideramos conveniente que los estudiantes reciban charlas sobre las ventajas que ofrece el módulo de comunicación IG-IB y su fácil manejo para que posteriormente sea utilizado en las practicas de laboratorio y de esta forma, pueda ser aprovechado al máximo.

Como recomendación final y para que la formación de los estudiantes sea más integral, se deberían elaborar trabajos en los cuales se incluyan el controlador modular Inteligen y el módulo de comunicación Internet Bridge IG-IB existentes en el laboratorio, con el propósito de mostrar a los estudiantes nuevas alternativas para la visualización, manejo y control de los sistemas de generación de energía, creando en ellos el deseo de superación y así prepararlos para mejorar su formación profesional.

BIBLIOGRAFIA

Estaciones de transformación y distribución
Protección de sistemas eléctricos.
ENCICLOPEDIA CEAC DE ELECTRICIDAD

Máquinas Eléctricas.
GEORGE D. THALER

Manual de Ingeniería Eléctrica
DONALD G. FINK

COMMUNICATION GUIDE ComAp.
InteliCommunication Guide, ComAp - Septiembre 2006

INTELIGEN: MODULAR GEN-SET CONTROLLER
USER GUIDE.
Software versión IG-6.1, May 2004 ComAp

Centro de formación Schneider: Conceptos generales de instalaciones
trifásicas de MT.
PUBLICACIÓN TÉCNICA SCHNEIDER: PT-052

Centro de formación Schneider: Protecciones eléctricas en MT.
PUBLICACIÓN TÉCNICA SCHNEIDER: PT-071

Centro de formación Schneider: Cálculo de corrientes de cortocircuito
CUADERNO TÉCNICO N.- 158

CARACTERISTICAS ELECTRICAS

GENERADOR ELÉCTRICO TRIFÁSICO

Marca: MARATHON ELECTRIC GENERATORS
Modelo: 574RSL4036
Potencia: 824,8 KW – 1031 KVA
Tensión: 480/240 – 460/230 – 440/220 voltios
Velocidad: 1800 RPM - Frecuencia: 60 HZ
Factor de potencia: 0.8
Reactancia subtransitoria X''_d : 0.118 p.u

TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE POTENCIA

Tipo: PAD MAUND Potencia: 1000 KVA
Tensión Primaria: 440 voltios - Tensión Secundaria: 13.2 KV
Conexión Primaria: DELTA (Δ) - Conexión Secundaria: ESTRELLA (Y)
Tensión de cortocircuito $U_{cc}\%$: 5%

CARACTERISTICAS DE LOS APARATOS DE CORTE MT

Tensión nominal: 15 KV
Tensión de operación: 13.8 KV
Corriente nominal: 630 Amp
Frecuencia nominal: 50/60 HZ
Poder de conexión: 14.259 MVA
Potencia de cortocircuito: 5.59 MVA
Capacidad de ruptura: 5.61 MVA
Corriente máxima CC choque: 623 Amp

DIAGRAMA UNIFILAR DE POTENCIA

NOMENCLATURA

CPF	CAJA PORTA FUSIBLE DE 15 KV
B0	BREACKER PRINCIPAL B.T
B1	BREACKER DE PROTECCION DEL TRANSFORMADOR
B2	BREACKER DE PROTECCION DE SERVICIO AUXILIAR
S1	SECCIONADOR DE GENERADOR M.T 1
S2	SECCIONADOR DE RED M.T 1
S3	SECCIONADOR DE SINCRONISMO GENERADOR M.T 1
S4	SECCIONADOR DE SINCRONISMO RED M.T 1
D1	INTERRUPTOR AUTOMATICO DE GENERADOR M.T 1
D2	INTERRUPTOR AUTOMATICO DE RED M.T 1
D3	INTERRUPTOR AUTOMATICO DE SINCRONISMO GENERADOR M.T 1
D4	INTERRUPTOR AUTOMATICO DE SINCRONISMO RED M.T 1
	TRANSFORMADOR TRIFASICO 1031 KVA
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
	TRANSFORMADOR DE TENSION
	PARARRAYO DE 10 KV

DIAGRAMA UNIFILAR DE POTENCIA

