TEORÍA SOBRE

DISEÑO DE SUBESTACIONES

VOLUMEN 2

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN 9

1.1. INGENIERÍA CONCEPTUAL 10

1.2. INGENIERIA BASICA 10

1.3. INGENIERIA DE DETALLE 11

1.4. DOCUMENTACIÓN NECESARIA. 11

1.4.1. Civiles 11

1.4.2. Electromecánicos 12

1.4.3. Eléctricos 13

1.5. CONTENIDO DE CADA FUNCIONAL. 14

1.6. CUADERNOS FUNCIONALES Y HOJA DE CABLEADO DE UNA SUBESTACIÓN. 15

1.6.1. Requerimientos de planos por cuaderno funcional. 16

1.6.2. Hojas de cableado 17

2. AISLAMIENTO COMO BASE DEL DISEÑO 19

2.1. AISLAMIENTO 19

2.2. TIPO DE SOBRETENSIONES 19

2.3. SOBRETENSIONES EN EL DISEÑO DE LAS SUBESTACIONES 20

2.4. NIVELES DE AISLAMIENTO NOMINALES. 20

2.5. COORDINACION DE AISLAMIENTO 22

2.6. DISPOSICION GENERAL DE EQUIPOS 22

3. DISTANCIAS DE DISEÑO 24

3.1. DISTANCIAS DIELECTRICAS 24

3.1.1. Distancias de Fase a tierra. 26

3.1.1.1. Distancia fase a tierra para instalaciones a alturas < 1000 msnm y tensiones < 245 kV. 26

3.1.1.2. Distancia fase a tierra para instalaciones a alturas < 1000 msnm. y tensiones > 230 kV. 26

3.1.2. Distancias de Fase a Fase. 27

3.1.2.1. Distancia de fase a fase para instalaciones a alturas < 1000 msnm tensiones < 245 kV 27

3.1.2.2. Distancia de fase a fase para instalaciones a alturas < 1000 msnm tensiones > 245 kV. 27

3.2. CORRECCIÓN DE LOS VOLTAJES DE DESCARGA PARA ALTURAS MAYORES A 1000 msnm DEBIDO A CONDICIONES METEOROLÓGICAS 28

3.3. DISTANCIAS A UTILIZAR EN LOS DISEÑOS EN BASE A LAS DISTANCIAS DIELECTRICAS 28

3.3.1. Distancia mínima entre fases para barras rígidas 28

3.3.2. Distancia mínima entre fases para barras tendidas 29

3.3.3. Alturas mínimas de las barras sobre el nivel del suelo. 29

3.3.4. Altura de las partes energizadas de los equipos. 29

3.3.5. Altura mínima para la llegada de las líneas. 29

3.4. DISTANCIAS DE SEGURIDAD 29

3.4.1. Distancia de fase a tierra mínima basada en la dimensión física de referencia de un operador. 30

3.4.2. Distancia de seguridad vertical para circulación de personal 30

3.4.3. Distancia horizontal para circulación de personal 30

3.4.4. Distancia de seguridad vertical para circulación de vehículos 30

3.4.5. Distancia de seguridad horizontal para circulación de vehículos 31

3.5. DISTANCIAS DE MANTENIMIENTO 31

4. DIAGRAMA UNIFILAR 32

5. SELECCION DE BARRAS 34

5.1. Parámetros de selección 34

5.1.1. Ubicación de las barras. 34

5.1.2. Expansión futura de la subestación. 34

5.1.3. Selección del conductor. 35
5.1.4. Carga del viento. 35
5.1.5. Capacidad del aislador. 35
5.1.6. Longitud del vano..... 35
5.1.7. La flecha y tensión. 35
5.1.8. Variaciones de temperatura. 36
5.1.9. Derivación de cargas. 36
5.2. CONDICIONES DE DISEÑO ELECTRICO. 36
5.2.1. Capacidad de corriente 36
5.2.1.1. Modelo Westinghouse..... 37
5.2.1.1.1. Calor o Potencia generado por efecto Joule. 37
5.2.1.1.2. Potencia Disipada por radiación Wr 38
5.2.1.1.3. Potencia Disipada por convección Wc..... 38
5.2.1.1.4. Corriente máxima a transmitir..... 39
5.2.1.1.5. Resistencia a la temperatura del conductor 40
5.2.1.2. Westinghouse modificado 40
5.2.1.3. Modelo del Azimut Solar. 41
5.2.1.3.1. Potencia disipada por convección 41
5.2.1.3.2. Potencia disipada por radiación 43
5.2.1.3.3. Potencia absorbida por insolación..... 43
5.2.1.3.4. Capacidad de corriente del conductor 44
5.2.1.4. Criterios para la selección definitiva. 45
5.2.2. Cortocircuito..... 45

5.3. CONDICIONES DE DISEÑO MECANICO 46

5.3.1. Condiciones de diseño mecánico para Barras Tendidas (flexibles) en condiciones estáticas. 47

5.3.1.1. Flecha máxima 47

5.3.1.1.1. Efecto de las cadenas de aisladores de suspensión sobre la Flecha de los conductores 47

5.3.1.2. Esfuerzo a la rotura en condiciones estáticas 49

5.3.1.3. Criterios para selección y aprobación de las barras tendidas. 50

5.3.1.4. Criterio para el cálculo de las tensiones y flechas de tensado 51

5.3.1.5. Esfuerzos electromagnéticos debido a la corriente de cortocircuito. 53

5.3.1.5.1. Fuerza de tensión durante el cortocircuito 53

5.3.1.5.2. Ecuación para obtener ψ. 54

5.3.1.5.3. Esfuerzo después del cortocircuito 54

5.3.1.5.4. Criterios de selección de los conductores herrajes y aisladores 55

5.3.2. Criterios para selección y aprobación de las Barras soportadas. 55

5.3.2.1. Deflexión 55

5.3.2.2. Tipos de montaje de las barras. 56

5.3.2.3. Deflexión de las barras. 56

5.3.2.3.1. Deflexión debido al peso y al viento 56

5.3.2.3.2. Deflexión debido a los herrajes y bajantes 57

5.3.2.3.3. Deflexión debido a los bajantes 58

5.3.2.3.4. Criterio de selección para la sección de la barra 58

5.3.2.4. Esfuerzos electromecánicos debido a la corriente de cortocircuito. 59

5.3.2.4.1. Esfuerzo Estático. 59

5.3.2.4.2. Esfuerzo dinámico 59

5.3.2.4.3. Esfuerzo flexionante 60

5.3.2.4.4. Criterio de selección 61

5.3.2.4.5. Relación de esfuerzo dinámico a esfuerzo estático V_σ. 62

5.3.2.4.6. Factor de reenganche V_r. 62

5.3.2.4.7. Factor β 63

5.3.2.4.8. Factor q 64

6. SERVICIOS AUXILIARES DE CORRIENTE CONTINUA Y ALTERNA ... 65

6.1. SERVICIOS AUXILIARES DE CORRIENTE CONTINUA 65

6.2. TENSIONES NORMALIZADAS 65

6.3. DIMENSIONAMIENTO DEL BANCO DE BATERIAS 66

6.4. TENSION DE ECUALIZACION 67

6.5. CÁLCULO DE BANCO DE BATERÍAS Y CARGADORES RECTIFICADORES PARA SUBESTACIONES. 68

6.6. DIAGRAMA TIPICO DE UN SISTEMA DE ALIMENTACIÓN EN CORRIENTE CONTINUA. 73

7. ENCLAVAMIENTOS 75

7.1. BLOQUEOS MECANICOS 75

7.2. DONDE Y COMO SU UTILIZAN 75

7.3. PARTES DE UN ENCLAVAMIENTO 76

7.4. TIPOS DE CERRADURAS 76

7.5. POSICION DE LOS EQUIPOS 77

7.6. SIMBOLOGIA 77

7.7. FUNCIONAMIENTO DEL ENCLAVAMIENTO MECANICO 79

7.8. APLICACIÓN A LOS SECCIONADORES CON MANDO MANUAL 80

7.9. BLOQUEOS ELECTRICOS 80

7.10. LOGICAS TIPICAS DE ENCLAVAMIENTO 80

7.10.1. Desenergización de una salida de línea 80

7.10.2. Puesta a tierra de la salida de línea 82

8. APANTALLAMIENTO CONTRA DESCARGAS ATMOSFERICAS 84

8.1. CABLES DE GUARDA 84

8.2. PUNTAS FRANKLIN 85

8.3. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN 85

8.3.1. Area de 115 kV y 69 kV 85

8.3.2. Metodología para dos (2) cables de guarda y cuatro (4) puntas Franklin 86

8.3.2.1. Para dos (2) Cables de Guarda. 86

8.3.2.1.1. Nivel 115 kV. 88

8.3.2.1.2. Nivel 69 kV. 89

8.3.2.2. Protección con Cuatro (4) Puntas Franklin. 90

8.3.2.2.1. Para el tramo de Barras de 115 kV : 92

8.3.2.2.2. Para el tramo de Barras de 69 kV : 93

8.3.3. Metodología para una Punta Franklin 94

9. ISOMÉTRICO DE CARGAS. 98

9.1. GENERAL. 98

9.2. TIPOS DE CARGAS. 99

9.2.1. Carga longitudinal 99

9.2.2. Carga vertical 99

9.2.3. Carga transversal 99

9.3. IDENTIFICACIÓN DE LAS CARGAS VERTICALES. 99

9.4. CARGAS LONGITUDINALES. 100

9.4.1. Ecuaciones para el cálculo mecánico del conductor 101

9.4.1.1. Tensión mínima 101

9.4.1.2. Ecuación de cambio de estado 101

9.5. CARGAS TRANSVERSALES. 102
9.6. REPRESENTACIÓN DE LAS CARGAS. 102

CAPITULO I
ALCANCE DEL DISEÑO

1. INTRODUCCIÓN

El proyecto de una subestación al igual que cualquier otro proyecto requiere de una serie de definiciones que justifiquen el porque de desarrollo y la inversión a ser realizada. Es por eso que esta instalación no escapa al proceso de ingeniería en sí.

Este trabajo que se presenta en este documento intenta recoger la experiencia obtenida a lo largo de 15 años de experiencia dedicada al diseño de subestaciones para las industrias eléctricas del país y petrolera. En este sentido se presentan los lineamientos en los cuales se han basado cada uno de los diseños realizados a lo largo de la trayectoria profesional y que han servido para desarrollar unas instalaciones seguras y confiables a satisfacción de los clientes.

Obviamente existen una serie de recaudos que deben cumplirse a fin de que llegue a un final seguro el objetivo planteado, estos recaudos no son mas que las etapas por las cuales ha de pasar el trabajo del ingeniero para que cada uno de los autores que intervienen en cada una de las etapas pueda comprender lo que el ingeniero de planificación y diseño concibió.

Aun cuando son muchas las etapas que intervienen durante el diseño existen tres grandes grupos que las involucran a todas y son la ingeniería conceptual, la ingeniería básica y la ingeniería de detalle. Cabe resaltar que todas estas etapas son previas a la etapa de construcción de la cual no se hablará en este trabajo pues este solo trata del diseño en sí.

En este sentido se indicará en que consiste cada una de estas etapas.

1.1. INGENIERÍA CONCEPTUAL

Es aquí donde se establecen los requerimientos de una instalación, se hacen los estudios para determinar su incorporación al sistema eléctrico existente y bajo que esquema va a funcionar así como los requerimientos de confiabilidad y seguridad de servicio que deberá tener para cumplir con las necesidades del cliente. En esta etapa se realizan los estudios de factibilidad con el objeto de determinar la rentabilidad de la instalación y también para establecer los apartados de presupuestos correspondientes. En esta etapa también se decide la ubicación optima de la instalación.

A fin de obtener un aproximado del valor de la instalación se realizan estimados de costos con un porcentaje de error muy alto, por lo general se hacen estimados clase 10.

1.2. INGENIERIA BASICA

En esta etapa se plasma en papel los requerimientos de la instalación. Se obtienen las partidas de obra con las cuales se elabora el documento de licitación, se obtiene la cantidad de equipos mayores necesarios, se elaboran las especificaciones técnicas para la compra de los mismos y se realizan los planos referenciales para el proceso de licitación.

Entre las actividades que se realizan en esta etapa se encuentran las siguientes:

Elaboración de los planos de disposición de equipos y cortes electromecánicos.

- Se define el área de la subestación.
- Se ubica la subestación en forma definitiva.
- Se realiza la procura de los equipos mayores.

- Se elaboran los paquetes de licitación para las Obras Civiles y Electromecánicas.

- Se licita la construcción de la subestación.

1.3. INGENIERIA DE DETALLE

En esta etapa se realizan las siguientes actividades:

- Evaluación técnica de equipos y selección del mismo.

- Se elaboran planos con 1as verdaderas dimensiones de los equipos.

- Se corrigen las dimensiones de la ingeniería básica.

- Se elaboran los planos civiles.

- Se elaboran los planos de detalle.

- Se elaboran los planos funcionales.

- Se compran los equipos menores.

1.4. DOCUMENTACIÓN NECESARIA.

Entre la documentación que debe presentarse se encuentran por disciplina los siguientes:

1.4.1. Civiles

- Disposición general de Fundaciones.

- Detalles de cada una de las fundaciones.

- Malla de tierra.

- Disposición de Pistas, canales y ductos.

- Drenajes.
- Levantamiento topográfico.
- Curvas modificadas del terreno.
- Detalles de fijación de cadenas de aisladores.
- Cerca perimetral.
- Puesta a tierra de cercas.
- Arquitectura de la casa de mando.
- Movimiento de tierra.
- Instalaciones eléctricas Casa de Mando
- Aguas negras y blancas de la Casa de Mando.
- Detalles y acabados.
- Isométrico de aguas blancas y negras.
- Aguas de lluvia.
- Memoria de cálculo.

1.4.2. Electromecánicos

- Disposici6n general de equipos - Planta.
- Disposici6n general de equipos - Cortes.
- Isométrico de Cargas.
- Lineamiento de soportes de equipos.

- Ubicación de conectores de alta tensión.
- Lista de conectores de alta tensión.
- Apantallamiento con cable de guarda.
- Detalles de fijación de cadenas de aisladores.
- Herrajes de fijación del Cable de guarda.
- Detalles de puesta a tierra de equipos y estructuras.
- Lista de conectores de puesta a tierra.
- Iluminación.
- Disposición de accionamiento de equipos.
- Disposición de bajantes de equipos.
- Diagrama Unifilar General.
- Ubicación de tableros en patio.
- Ubicación de tableros y equipos en casa de mando.
- Memoria de cálculo.

1.4.3. Eléctricos

- Funcionales de cada tramo.
- Cableado de cada tramo.
- Funcional de cada tablero.
- Cableado de cada tablero.

- Cableado de cada equipo.
- Lista de Cables.
- Ruteo de Cables.

1.5. CONTENIDO DE CADA FUNCIONAL.

Los cuadernos funcionales como su nombre lo indica contienen los diagramas de funcionamiento de cada parte de la subestación, su presentación depende de cada empresa, sin embargo, es recomendable que los mismos contengan como mínimo la siguiente estructura:

- Portada que identifique a que tramo correspondes los planos funcionales del cuaderno.
- Plano de Leyenda conteniendo la identificación de la simbología presentada en los diagramas. Aquí también se acostumbra indicar tipo y marca del equipo que se esta identificando con la finalidad de poder identificarlo rápidamente para su reemplazo en caso de que se dañe.
- Diagrama Unifilar. Se refiere a l diagrama del tramo en el cual se identifican los equipos mayores del mismo.
- Diagrama trifilar. Esta es una representación del sistema trifásico en donde se indican los transformadores de corriente y tensión así como la manera en que su cableado secundario se conecta a los diferentes equipos de medición, control y protección.
- Mando y control del Interruptor.
- Mando y control del Seccionador.
- Protecciones.

- Alarmas.
- Distribución de Polaridades.
- Hojas de cableado
- Lista de cables

1.6. CUADERNOS FUNCIONALES Y HOJA DE CABLEADO DE UNA SUBESTACIÓN.

El cuaderno funcional contiene en forma grafica toda la información que necesita el ingeniero que realiza las pruebas de operación y recepción de la obra. el cuaderno funcional se elabora uno por cada tramo, o por equipo que no intervenga como elemento de cada tramo. en una subestación se encuentran los siguientes tramos:

- Tramo de salida de Línea.
- Tramo de transformación.
- Tramo de enlace de barras.
- Tramos de llegada de alta tensión a baja tensión.

En una subestación se pueden encontrar los siguientes cuadernos que no forman parte de los tramos:

- Servicios auxiliares de corriente alterna y continua.
- Alarmas
- Control y mando.
- Tablero de interfase.

- Protecciones de línea.
- Protecciones de transformador.
- Protecciones de barra.
- Celdas de 13.8 kV.

1.6.1. Requerimientos de planos por cuaderno funcional.

A continuación se presenta una tabla con los requerimientos de planos para cada tipo de cuaderno funcional, cabe resaltar que esta lista de planos corresponde a una subestación de bajo perfil, barra seccionada. Se deberá tener presente que por cada salida de línea, transformador, salida o llegada de transformador debe existir un cuaderno funcional..

Tabla 1.1

	CUADERNO	HOJAS POR CUADERNO									
		PORTADA	LEYENDA	DIAGRAMA UNIFILAR	DIAGRAMA TRIFILAR O BIFILAR	ESQUEMA DE MANDO	ESQUEMA DE CONTROL	PROTECCIONES	ENCLAVAMIENTO	ALARMAS	DISTRIBUCIÓN DE POLARIDADES
1	TRAMO SALIDA DE LINEA	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2	TRAMO DE ENLACE	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
3	SALIDA A TRANSFORMADOR	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
4	TRANSFORMADOR	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
5	LLEGADA DE TX A BARRA DE ...	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
6	CELDA DE	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
7	TABLERO SACA	*	*	*	*		*	*		*	*
8	TABLERO SACC	*	*	*	*		*	*		*	*
9	TABLERO DE DISTRIBUCIÓN	*	*	*	*					*	
10	TABLERO DE ALARMAS	*	*	*			*	*		*	*
11	TABLERO DE PROTECCIÓN	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
12	TABLERO DE MANDO Y CONTROL	*	*	*		*	*	*		*	*

1.6.2. Hojas de cableado

Por cada cuaderno funcional se deben considerar las hojas de cableado (Fig. 1.1), si los cuadernos permiten a los ingenieros revisar la funcionalidad de la conexión de los terminales de equipos con conductores, las hojas de cableado permiten que el instalador del conductor identifique rápidamente la ruta de ubicación del mismo así como a donde estarán conectados sus extremos.

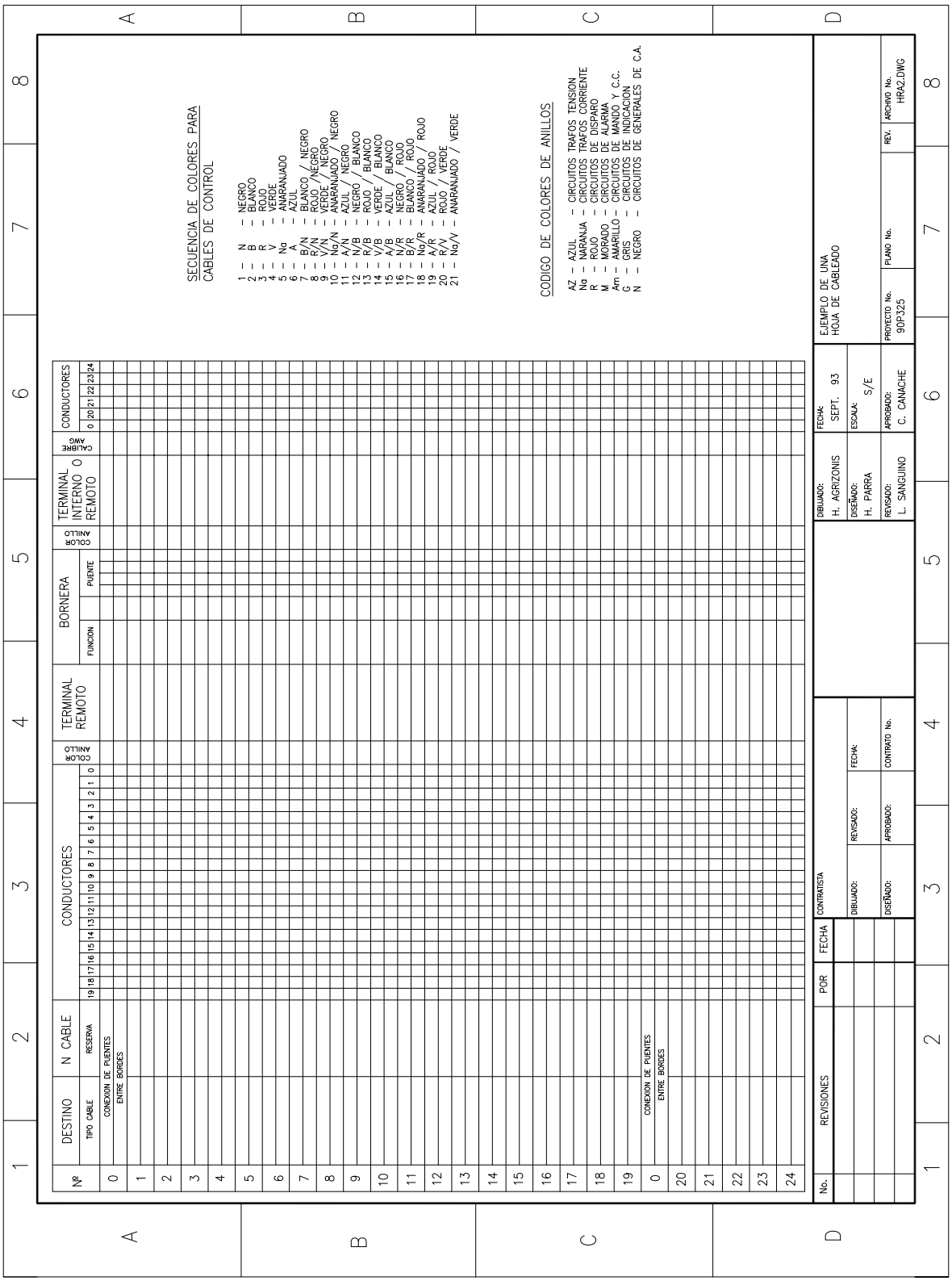

SECUENCIA DE COLORES PARA
CABLES DE CONTROL
1 – N – NEGRO
2 – B – BLANCO
3 – R – ROJO
4 – V – VERDE
5 – Na – ANARANJADO
6 – A – AZUL
7 – B/N – BLANCO / NEGRO
8 – R/N – ROJO /NEGRO
9 – V/N – VERDE / NEGRO
10 – Na/N – ANARANJADO / NEGRO
11 – A/N – AZUL / NEGRO
12 – N/B – NEGRO / BLANCO
13 – R/B – ROJO / BLANCO
14 – V/B – VERDE / BLANCO
15 – A/B – AZUL / BLANCO
16 – N/R – NEGRO / ROJO
17 – B/R – BLANCO / ROJO
18 – Na/R – ANARANJADO / ROJO
19 – A/R – AZUL / ROJO
20 – R/V – ROJO / VERDE
21 – Na/V – ANARANJADO / VERDE
CODIGO DE COLORES DE ANILLOS
AZ – AZUL – CIRCUITOS TRAFOS TENSION
Na – NARANJA – CIRCUITOS TRAFOS CORRIENTE
R – ROJO – CIRCUITOS DE DISPARO
M – MORADO – CIRCUITOS DE ALARMA
Am – AMARILLO – CIRCUITOS DE MANDO Y C.C.
G – GRIS – CIRCUITOS DE INDICACION
N – NEGRO – CIRCUITOS DE GENERALES DE C.A.
Nº
DESTINO
TIPO CABLE
CONEXION DE PUENTES
ENTRE BORDES
N CABLE
RESERVA
CONDUCTORES
COLOR ANILLO
TERMINAL REMOTO
BORNERA
FUNCION
PUENTE
TERMINAL INTERNO O REMOTO
CALIBRE AWG
CONDUCTORES
REVISIONES
No.
POR
FECHA
CONTRATISTA
DIBUJADO:
REVISADO:
FECHA:
DISEÑADO:
APROBADO:
CONTRATO No.
DIBUJADO: H. AGRIZONIS
DISEÑADO: H. PARRA
REVISADO: L. SANGUINO
FECHA: SEPT. 93
ESCALA: S/E
APROBADO: C. CANACHE
EJEMPLO DE UNA
HOJA DE CABLEADO
PROYECTO No. 90P325
PLANO No.
REV.
ARCHIVO No. HRAZ.DWG

Figura 1.1

Capitulo II AISLAMIENTO COMO BASE DEL DISEÑO

2. AISLAMIENTO COMO BASE DEL DISEÑO

2.1. AISLAMIENTO

Es el elemento o material de una instalación que tiene la propiedad de soportar una sobre tensión sin que se deteriore su rigidez dieléctrica.

En una subestación existen dos tipos de aislamiento:

- Autorrecuperable

Formado por el aire existente entre dos elementos sometidos a una diferencia de potencial.

- No autorrecuperable

Relacionado con el aislamiento interno de los equipos.

Se denomina autorrecuperable porque al cesar la sobre tensión recuperan sus características aislantes.

2.2. TIPO DE SOBRETENSIONES

- Internas debido a:

Maniobras en los equipos - Fallas en el sistema.

- Externas debido a:

  Descargas atmosféricas.

2.3. SOBRETENSIONES EN EL DISEÑO DE LAS SUBESTACIONES

La rigidez dieléctrica de un material puede colapsar por efecto de una sobre tensión dando origen a la creación de un arco eléctrico, en consecuencia los equipos, subestaciones o cualquier otro elemento que pueda estar a un potencial distinto de cero se diseña para que soporte un valor máximo de sobre tensión.

Dependiendo de la tensión nominal de operación de la subestación o equipo se han normalizado los valores máximos de sobre tensión que esta puede soportar.

Estos valores se definen de la siguiente manera:

BIL (Basic Insulation Level)

Nivel básico de aislamiento para sobre tensiones por descargas atmosféricas, criterio utilizado para instalaciones con tensiones menores o iguales a 300 kV

BSL (Basic Switching Level)

Nivel básico de aislamiento para sobre tensiones por maniobra, criterio utilizado en instalaciones con tensiones mayores de 300 kV.

2.4. NIVELES DE AISLAMIENTO NOMINALES.

El nivel de aislamiento nominal de una instalación será el que indica la Tabla 2.1 y 2.2, según la tensión nominal, en caso de que la tensión nominal no coincida con alguno de los valores correspondiente se tomará el valor inmediato superior.

Tabla 2.1

Nom. kV línea-línea	E.E.U.U. (kV)-		EUROPA (kV)
-	Dist.	Potencia	-
1,2	30	45	-
2,5	-	-	
2,75	45	60	-
3,6	-	-	45
5,0	-	-	-
5,5	60	75	-
7,2	-	-	60
8,7	-	-	-
9,52	75	95	-
12,0	-	-	75
15,0	-	-	-
15,5	95	110	-
17,5		-	95
23,0		-	-
24,0	-		125
25,8	150		-
34,5	-		-
36,0		-	170
38,0	200		-
46,0		-	-
48,3	250		-
52,0	-		250
69,0		-	-
72,2	350		325
92,0	450		-

Tabla 2.2

Nom. kV línea-línea	E.E.U.U. (kV)-		EUROPA (kV)
100,0		-	450
115,0	550		-
123,0	-		550
138,0	650		-
145,0	-		650
161,0	750		-
170,0	-		750
196,0	900		-
230,0	1050		-
245,0	-		1050
287,0	1300		-
300,0	-		1175
345,0	1550		-
360,0	1610		-
420,0		-	1550
525,0		-	1675
750,0		-	2350

Característica de la onda de impulso para los ensayos de sobre tensiones 1,2 / 50 microsegundos.

2.5. COORDINACION DE AISLAMIENTO

El estudio para mantener los niveles de sobre tensión por debajo de los niveles básicos de aislamientos se denomina Coordinación de aislamiento.

2.6. DISPOSICION GENERAL DE EQUIPOS

En una subestación eléctrica el material aislante entre los elementos que están a diferente potencial es el aire. La rigidez dieléctrica del aire puede romperse cuando el gradiente de potencial alcanza valores elevados. Por lo tanto el diseño

de la disposición de los equipos en una subestación esta orientado a la distribución de estos, de las barras de distribución de energía o de cualquier elemento, de manera que las distancias entre ellos sean suficiente para que no se produzcan

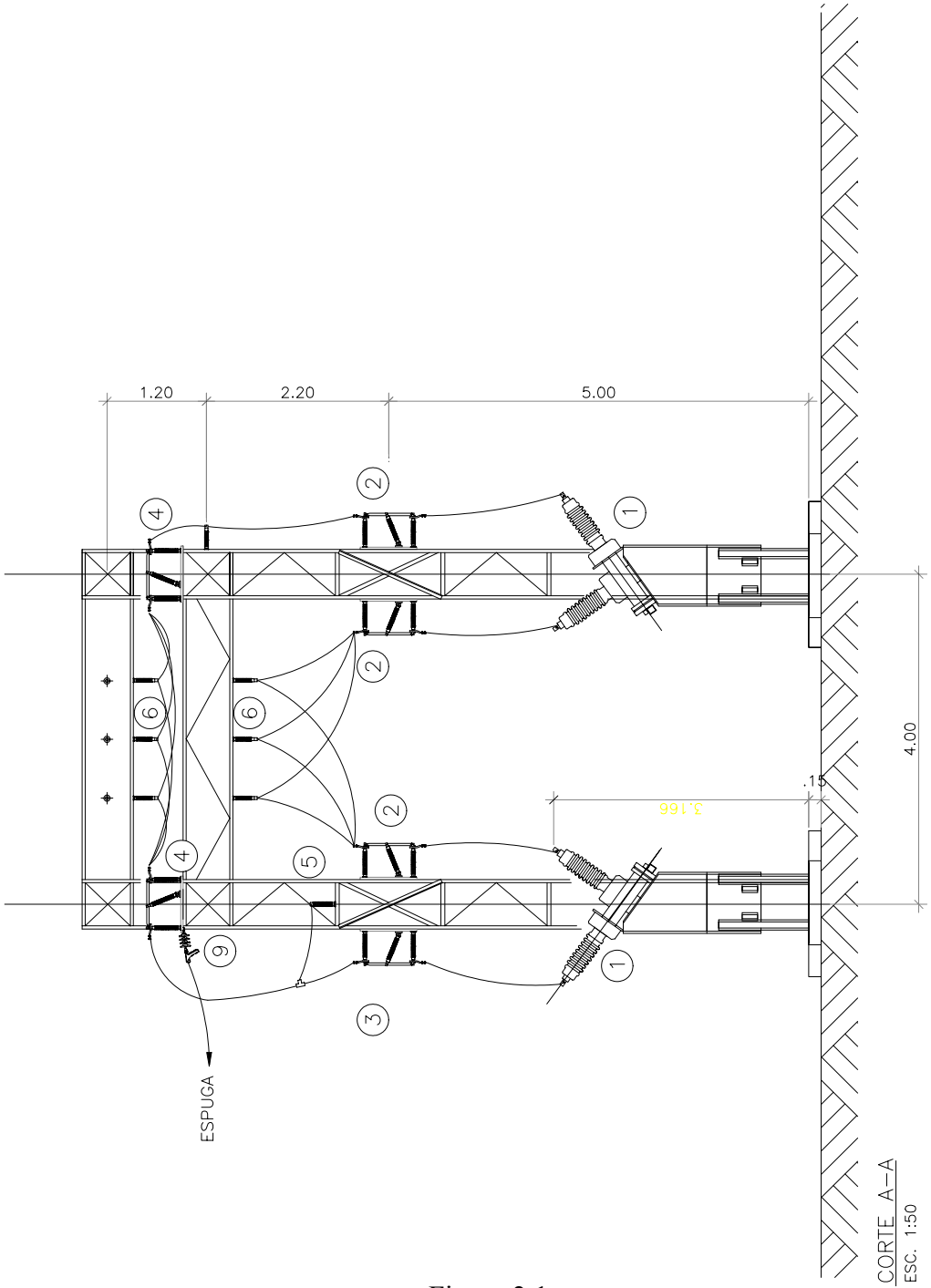


Figura 2.1

Capitulo III
DISTANCIAS DE DISEÑO

3. DISTANCIAS DE DISEÑO

Son las distancias que permiten definir la separación que debe existir entre los diferentes componentes que conforman una subestación.

Se distinguen tres (3) tipos de distancias que son

- Distancias dieléctricas o por descarga disruptiva.
- Distancias de Seguridad o circulación.
- Distancias de Mantenimiento.

3.1. DISTANCIAS DIELECTRICAS

Son aquellas que nos permiten garantizar un perfecto aislamiento entre dos cuerpos bajo tensión o un cuerpo bajo tensión y uno a tierra.

Como el medio aislante entre los elementos energizados de una subestación, distinto a aquellos tales como los arrollados de los transformadores, es el aire, las distancias dieléctricas están relacionadas con la máxima sobre tensión a la cual pueden estar sometidos los cuerpos y la probabilidad de la ruptura de la rigidez dieléctrica de este medio aislante.

Las distancias dieléctricas o de descarga disruptiva son las mínimas que garantizan

que no habrá un arqueo, sin embargo las mismas no son suficientes para dimensionar una subestación, ellas deben incrementarse, el incremento necesario se indica mas adelante.

Las distancias dieléctricas son:

- Distancia de fase a tierra.
- Distancia de fase a fase.

Para obtener el valor de las distancias dieléctricas para una subestación, se debe conocer la tensión critica de descarga por impulso al rayo o maniobra (Critical Voltage Flashover "CVF") y el nivel básico de aislamiento de la instalación por impulso al rayo o maniobra (Basic Insulating Level "BIL" o el Basic Switching Level "BSL").

La tensión critica de descarga es aquella a la cual se tienen descargas en el 50 % de las aplicaciones.

El nivel básico de aislamiento es aquella tensión que daría un 10 % de probabilidad de ocurrencia de una descarga. Esta tensión es menor que la CVF.

La relación existente entre las tensiones de descarga y el nivel básico de aislamiento viene expresado por las siguientes ecuaciones:

Por impulso al rayo.

$$BIL = VCF_{rr}\left(1 - 1{,}3 \times \sigma\right) \qquad \text{Ec. 3.1}$$

donde σ es la desviación estándar referida a VCF y su valor recomendado es 3 %.

Por impulso de maniobras.

$$BSL = VCF_{m} \times \left(1 - 1{,}3 \times \sigma\right) \qquad \text{Ec. 3.2}$$

donde $\sigma = 6\ \%$

3.1.1. Distancias de Fase a tierra.

3.1.1.1. Distancia fase a tierra para instalaciones a alturas < 1000 msnm y tensiones < 245 kV.

Para estas tensiones, las distancias se obtienen por la siguiente expresión:

$$d_{fase-tierra} = \frac{VFC_r}{500 \times k} \qquad \text{Ec.3.3}$$

d fase-tierra = Distancia entre electrodos [m]

k = Factor de separación entre electrodos.

k tiene el valor de 1 para la configuración punta plano.

3.1.1.2. Distancia fase a tierra para instalaciones a alturas < 1000 msnm. y tensiones > 230 kV.

$$VCF_m = 500 \times k \times d^{0,6} \qquad \text{(Ecuación empírica de L. Paris)} \qquad \text{Ec. 3.4}$$

Donde:

$$d = \left(\frac{VCF_m}{500 \times k} \right)^{1,667} \qquad \text{Ec. 3.5}$$

o

$$VCF_m \frac{3400 \times k}{\left(1 + \frac{8}{d_{fase-tierra}} \right)} \text{ (Ecuación empírica de Gallet y Leroy).} \qquad \text{Ec. 3.6}$$

Donde

$$d = \frac{8 \times VCF_m}{(3400 \times k - VCF_m)} \qquad \text{Ec. 3.7}$$

Siempre que se cumpla $2\ m < d < 15\ m$.

Los factores k para este caso son:

Tabla 3.1

Configuración	Factor k
- varilla-varilla	1,4
- Conductores de fase exterior a torre o pórtico	1,35
- Conductor de fase interior a ventana	1,2
- Fase-Fase	1,5
- Punta-Plano	1,0

3.1.2. Distancias de Fase a Fase.

3.1.2.1. Distancia de fase a fase para instalaciones a alturas < 1000 msnm tensiones < 245 kV

Por impulso al rayo

$$d_{fase-tierra} = \frac{VCF_r}{500 \times k} \qquad \text{Ec. 3.8}$$

$$VCFr = \frac{BIL}{0{,}961 \times k} \qquad \text{Ec. 3.9}$$

3.1.2.2. Distancia de fase a fase para instalaciones a alturas < 1000 msnm tensiones > 245 kV.

Por impulso de maniobras

$$d = \frac{8 \times VCF_m}{(3400 \times k - VCF_m)} \qquad \text{Ec. 3.10}$$

3.2. CORRECCIÓN DE LOS VOLTAJES DE DESCARGA PARA ALTURAS MAYORES A 1000 msnm DEBIDO A CONDICIONES METEOROLÓGICAS.

Son definidas por el papel de trabajo No. 23 de la IEC, como las distancias necesarias para mantener las partes vivas fuera del alcance del personal que opera o realiza labores de mantenimiento en la subestación.

3.3. DISTANCIAS A UTILIZAR EN LOS DISEÑOS EN BASE A LAS DISTANCIAS DIELECTRICAS

- Distancia mínima entre fases para barras rígidas
- Distancia mínima entre fases para barras tendidas
- Altura mínima de las barras sobre el nivel del suelo
- Altura mínima de las partes energizadas de los equipos
- Altura mínima para la llegada de líneas

3.3.1. Distancia mínima entre fases para barras rígidas

Tabla 3.2

Clase de aislamiento	Distancia entre centros de fase
24 kV o menor.	1,67 * d fase-tierra
desde 34,5 hasta 115 kV	1,6 * d fase-tierra
230 kV	1,5 * d fase-tierra
400 kV	1,8 * d fase-tierra

3.3.2. Distancia mínima entre fases para barras tendidas

Tabla 3.3

Clase de aislamiento kV	Distancia entre centros de fase.
hasta 230 kV	1,8 a 2,0 d fase-tierra
400 kV	2,0 a 2,25 d fase-tierra

3.3.3. Alturas mínimas de las barras sobre el nivel del suelo.

$$h = 5{,}0 + 0{,}0125 \times kV \ (m). \qquad \text{Ec.3.11}$$

3.3.4. Altura de las partes energizadas de los equipos.

$$h = 2{,}25 + 0{,}0105 \times kV \ (m). \qquad \text{Ec. 3.12}$$

3.3.5. Altura mínima para la llegada de las líneas.

$$h = 5{,}0 + 0{,}006 \times kV \ (m). \qquad \text{Ec. 3.13}$$

3.4. DISTANCIAS DE SEGURIDAD

Son definidas por el papel de trabajo No. 23 de la IEC, como las distancias necesarias para mantener las partes vivas fuera del alcance del personal que opera o realiza labores de mantenimiento en la subestación.

Esta compuesto por las siguientes distancias:

- Distancia de fase a tierra mínima basada en la dimensión física de referencia de un operador.
- Distancia horizontal para circulación de personal.
- Distancia de seguridad vertical para circulación de vehículos

- Distancia de seguridad horizontal para circulación de vehículos.

3.4.1. Distancia de fase a tierra mínima basada en la dimensión física de referencia de un operador.

Esta distancia consiste en la distancia de fase a tierra mas la talla patrón de un operador la cual es:

- Máxima altura de un hombre = 1, 75 m
- Máxima longitud de los brazos abiertos = 1,75 m
- Máxima altura de un hombre con los brazos en alto = 2,25 m

3.4.2. Distancia de seguridad vertical para circulación de personal

$$h = 2{,}25 + d_{fase-tierra} \qquad \text{Ec. 3.14}$$

Adicionalmente se debe cumplir que:

- Los partes bajo tensión no deben tener una altura inferior a 3 m.
- Ningún equipo debe estar colocado a una altura inferior de 2,25 m en caso contrario deberá usarse barrera de protección.

3.4.3. Distancia horizontal para circulación de personal

Cuando las partes vivas estén por debajo de las alturas mínimas especificadas por la sección anterior se deberá usar barreras de protección las cuales en ningún caso estarán a menos de la distancia de fase a tierra más 0,90 m.

3.4.4. Distancia de seguridad vertical para circulación de vehículos

Estará en función de la altura de los vehículos que circularan por la instalación

mas las distancia de seguridad vertical de circulación de personal.

3.4.5. Distancia de seguridad horizontal para circulación de vehículos

Se consideran 0,7 m mayor que las distancias verticales.

3.5. DISTANCIAS DE MANTENIMIENTO

Son aquellas que hay que considerar para que el operario pueda realizar un mantenimiento de los equipos bajo las condiciones de seguridad adecuada.

Se deben establecer para ello zonas de trabajo alrededor de los equipos las cuales definirán la distancia necesaria para la labor de mantenimiento.

Capitulo IV
DIAGRAMA UNIFILAR

4. DIAGRAMA UNIFILAR

Es una representación esquemática de la configuración de la subestación donde se representan la posición relativa de los diferentes equipos entre si, las protecciones, y las mediciones. Figura 4.1.

Para interpretar a los diagramas unifilares se debe considerar el país de origen del plano, ya que cada equipo dependiendo del país tiene su simbología, aunque por lo general se acostumbra colocar una leyenda de identificación.

No obstante, la simbología mas usada es la correspondiente a las Normas ANSI.

Cuando el plano contiene mucha información se acostumbra a elaborar unifilares según las funciones que se quieren reflejar en él, de esta manera se tiene unifilar de protecciones, unifilar de mediciones, unifilar de operaciones.

En Venezuela aparte de utilizar la simbología ANSI, se ha normalizado que los planos deben identificar a los equipos en función de la Nomenclatura de OPSIS a fin identificar la función que tendrá el equipo dentro de la instalación.

A continuación se muestra la simbología típica utilizada en un diagrama unifilar.

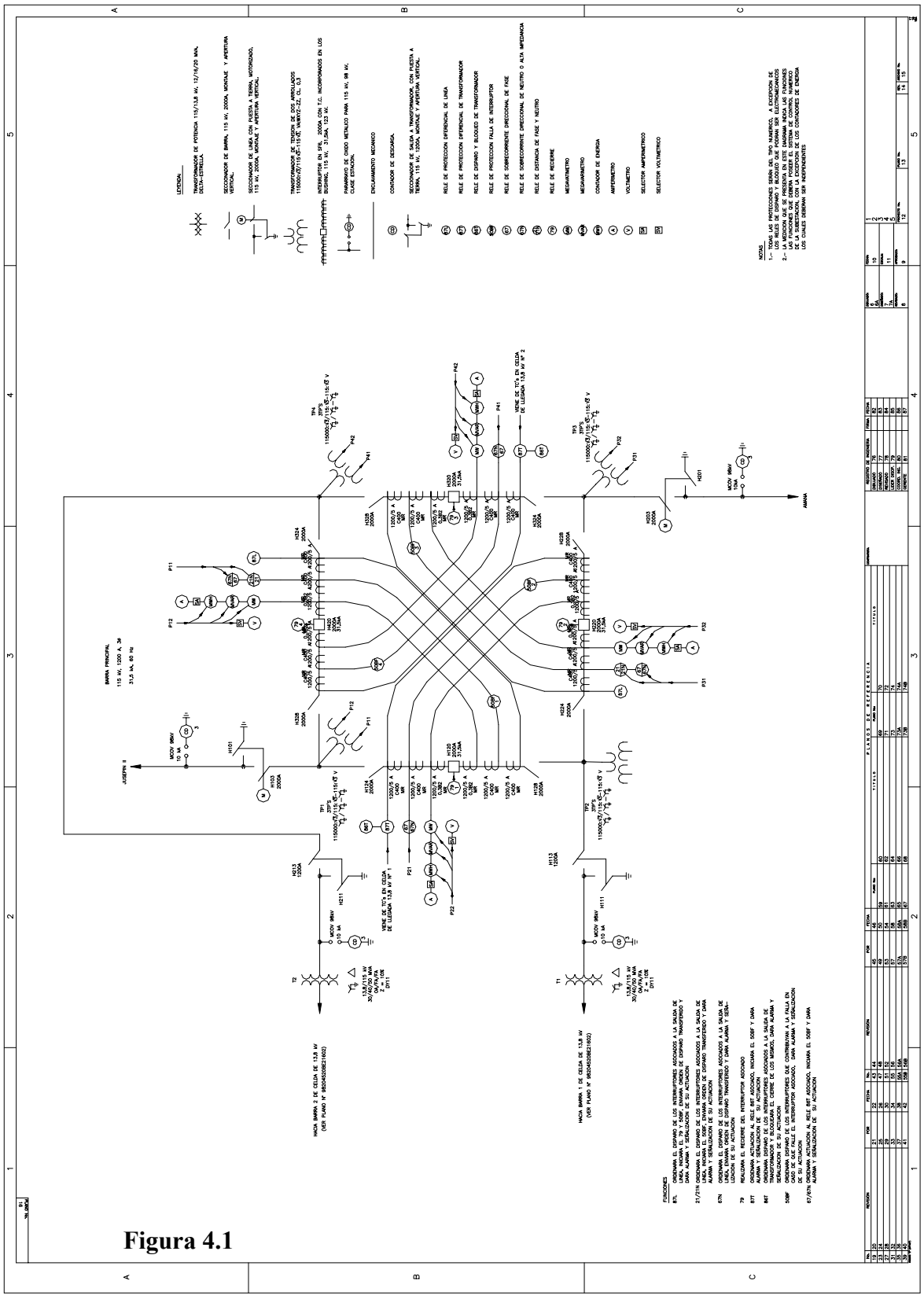


Figura 4.1

Capitulo V
DIMENSIONAMIENTO DE BARRAS

5. SELECCION DE BARRAS

5.1. Parámetros de selección

El diseño de las barra principales en subestaciones involucra muchos factores, entre los que se incluyen:

5.1.1. Ubicación de las barras.

La ubicación de las barras en la subestación y su proximidad a otros equipos. Los conductores flexibles usados para la construcción de barras principales permiten el movimiento significativo de los conductores. Por consiguiente los conductores deben ubicarse para prevenir el contacto con otros equipos e infringir las distancias mínimas bajo cualquier condición de carga y climática.

El mantenimiento de equipo e izamiento de los mismos también deben ser considerados en la ubicación de las barras y las estructuras de apoyo.

5.1.2. Expansión futura de la subestación.

Las barras principales normalmente requieren que las estructuras de apoyo sean grandes. Estas estructuras pueden limitar la expansión futura si no son adecuadamente dimensionadas.

5.1.3. Selección del conductor.

El conductor seleccionado debe estar basado en la ampacidad, propiedades físicas y costo del mismo. Los conductores deben seleccionarse tal que ellos tengan el tamaño suficiente y capacidad de resistir faltas del sistema y sobrecorrientes sin que se dañen por exceso de temperatura.

5.1.4. Carga del viento.

La carga del viento puede aumentar la flecha del conductor y la tensión apreciablemente. La práctica usual es considerar al Código Nacional de Seguridad Eléctrica como un mínimo. Las condiciones locales se deben tomar en consideración, dado que ellas pueden obligar el uso de criterios de carga más severo.

5.1.5. Capacidad del aislador.

Los aisladores deben ser seleccionados basado en las condiciones de carga máximas esperadas. La carga máxima no debe exceder el 40 por ciento de la capacidad del aislador.

5.1.6. Longitud del vano.

La longitud del vano influye en la flecha del conductor. Cuando la longitud del vano aumenta, la flecha aumenta si se mantiene la misma tensión. Para limitar la flecha, las tensiones pueden aumentarse. También pueden usarse resortes para limitar la tensión y la flecha.

5.1.7. La flecha y tensión.

Las barras principales son colocadas usualmente sobre otros equipos de la subestación. La rotura del conductor podría producir daños o paralización de otros equipos. Para prevenir la rotura y minimizar el tamaño de estructura de apoyo, los

conductores se instalan normalmente a la tensión de aproximadamente 13350 Newton o menos. La flecha puede aumentar debido a la desviación de las estructuras de apoyo.

5.1.8. Variaciones de temperatura.

Las variaciones de temperatura causan cambios en las longitudes del conductor. Cuando la temperatura del conductor aumenta, la flecha aumenta y la tensión disminuye.

5.1.9. Derivación de cargas.

Las derivaciones de barras que deban conectarse a otras barras o equipos deberán tener tensiones limitadas para prever daños a equipos. Las derivaciones son usualmente instalados con conductores flexibles.

Una vez seleccionado el material y el calibre del o los conductores que serán utilizados como barra de la subestación se debe verificar si los mismos satisfacen las condiciones de diseño tanto eléctrico como mecánico.

5.2. CONDICIONES DE DISEÑO ELECTRICO.

Valido indistintamente para barras tendidas o barras soportadas.

- Capacidad de corriente
- Cortocircuito

5.2.1. Capacidad de corriente

Existen cuatro (4) modelos matemáticos para la verificación de la capacidad térmica en régimen permanente de los conductores desnudos en este trabajo solo se presentan tres (3). Todos se basan en el principio de que la temperatura de un conductor se mantiene constante siempre y cuando se cumpla que, la potencia

absorbida o generada por el conductor sea igual a la potencia disipada por él al medio que lo rodea.

Estos modelos son los siguientes:

Westinghouse

Referencia " Transmission and Distribution Reference Book."

Westinghouse Modificado (Incluye el efecto de insolación solar).

Referencia " Transmission and Distribution Reference Book."

Azimuth Solar

Murray W. Davis, IEEE, Vol. 89, Marzo 1970.

5.2.1.1. Modelo Westinghouse

Partiendo de la ecuación general de balance térmico para este modelo la cual es:

$$Pg = (Wr + Wc) \times A \qquad \text{Ec. 5.1}$$

A continuación se describen cada uno de los términos de la ecuación general anterior.

5.2.1.1.1. Calor o Potencia generado por efecto Joule.

Es el calor generado por el propio conductor debido al efecto Joule su valor se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$P_g = I^2 \times R_{ac(Tc)} \qquad \text{Ec. 5.2}$$

Donde:

Pg [W/pie] = Potencia generada por el conductor debido al efecto Joule

I [A] = Corriente en el conductor

Rac(Tc) [Ω/pie] = Resistencia del conductor a la temperatura Tc.

5.2.1.1.2. Potencia Disipada por radiación Wr

Es la emisión de calor de un cuerpo al medio ambiente que lo rodea de manera natural, siendo el único elemento facilitador entre ambos es la diferencia de temperatura existente entre ellos. La temperatura de un conductor puede verse incrementada desproporcionadamente y causar graves daños al mismo, si el calor generado por efecto joule rompe el equilibrio térmico entre ellos y excede la capacidad de radiación, dado que la energía calórica queda acumulada dentro en la masa del conductor. El valor de este calor disipado se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$Wr = 36{,}8 \times 10^{-12} \times e \times \left[(T_c + 273)^4 - (T_a - 273)^4 \right] \qquad \text{Ec. 5.3.}$$

Donde,

Wr [w/pulg^2] = Potencia disipada por el conductor por radiación

E = Emisividad de la superficie del conductor

Tc [ºC] = Temperatura de operación del conductor

Ta [ºC] = Temperatura ambiente.

5.2.1.1.3. Potencia Disipada por convección Wc

En este caso el calor es extraído del conductor por medio de la acción de las moléculas del aire frío que circula en el medio ambiente las cuales arrastran a las moléculas más cercanas a la superficie del conductor que se encuentran en un desorden molecular debido a que la temperatura en esta región es mayor.

Este calor disipado se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$Wc = \frac{0{,}0128 \times \sqrt{P \times \frac{v}{d}}}{(Tm)^{0{,}123}} \times \Delta T \qquad \text{Ec. 5.4.}$$

Wc [W/pulg^2] = Potencia disipada en el conductor por convección

d [pulg] = diámetro del conductor

v [pie/s] = velocidad del viento (Valor promedio 0,8 km/h)

ΔT [ºC] = Variación de Temperatura

$$Tm = \left[\frac{(Ta + Tc)}{2} + 273 \right] \qquad \text{Ec. 5.5}$$

Tm [ºK] = Temperatura media del conductor

$$P = \frac{1}{10^{\frac{h}{18336}}} \qquad \text{Ec. 5.6}$$

h [m] = Altura del conductor sobre el nivel del mar

P [atm] = Presión atmosférica

$$A = \pi \times d \times \frac{L1}{L} \quad (\text{ L1 expresado en pulgadas y L en pies }) \qquad \text{Ec. 5.7.}$$

A [pulg^2/pie] = Área superficial del conductor por unidad de longitud.

5.2.1.1.4. Corriente máxima a transmitir.

La corriente máxima que puede transmitir un conductor viene expresada por lo tanto por la ecuación:

$$I = \sqrt{\frac{Wc + Wr}{Rac_{TC}} \times A} \qquad \text{Ec. 5.8.}$$

Como resultado importante del análisis de estas ecuaciones se puede concluir que la capacidad de corriente de un conductor desnudo depende única y exclusivamente de su área superficial y su resistencia propia.

5.2.1.1.5. Resistencia a la temperatura del conductor

Para determinar el valor de la resistencia del conductor a cualquier temperatura Tc conocida la temperatura a 20 ºC se utiliza la siguiente ecuación.

$$Rac_{TC} = Rac_{20} \times \left[1 + \alpha \times (Tc - 20)\right] \qquad \text{Ec. 5.9.}$$

$Rac_{(20)}$ [Ω/ pie] = Resistencia alterna del conductor a 20 ºC

α = 0,00393 para el cobre y 0,00403 para el Aluminio

La emisividad tiene los siguientes Valores

Tabla 5.1.

Emisividad		
Material	**Cond. nuevo**	**Cond. viejo**
Cobre	0,40	0,70
Aluminio y aleaciones	0,38	0,90
ACSR	0,45	0,90

5.2.1.2. Westinghouse modificado

Este modelo contiene los mismos términos que la ecuación anterior pero toma en cuenta el efecto del calentamiento del conductor debido al sol, es decir encontramos aquí el termino de insolación solar que viene expresado por la siguiente ecuación:

$$W_I = a \times s \times 6{,}4516 \times 10^{-3} \qquad \text{Ec. 5.10.}$$

s [mW / cm^2] = Intensidad de radiación solar (Valor promedio 105)

a = Coeficiente de absorción solar

Wi [W/pulg^2] = Potencia absorbida por insolación

Con este nuevo termino la ecuación queda de la siguiente manera:

$$Pg = \left[Wr + Wc - \left(\frac{Wi}{2} \right) \right] \times A \qquad \text{Ec. 5.11.}$$

La corriente que puede transportar el conductor es

$$I = \sqrt{\frac{Wc + Wr - \left(\frac{Wi}{2} \right)}{Rac_{TC}} \times A} \qquad \text{Ec. 5.12.}$$

5.2.1.3. Modelo del Azimut Solar.

(Recomendado por CADAFE en sus Normas)

Este modelo contempla el ángulo con que incide el viento sobre el conductor en el cálculo de la potencia disipada por convección e insolación.

5.2.1.3.1. Potencia disipada por convección

$$Wc = \pi \times \lambda_f \times (Tc - Ta) \times As \times C \times (Re)^P \qquad \text{Ec. 5.13.}$$

$$\beta = 2{,}42 \times 10^{-2} + \left(\frac{Tc + Ta}{2} \right) \times 7 \times 10^{-5} \qquad \text{Ec. 5.14.}$$

$$As = A + B \times sen\left(Sen\left(\frac{\psi \times \pi}{180} \right) \right)^n \qquad \text{Ec. 5.15}$$

$$Vf = 1{,}32 \times 10^{-5} + \left(\frac{Tc + Ta}{2} \right) \times 9{,}6 \times 10^{-8} \qquad \text{Ec. 5.16.}$$

$$Re = v \times d \times \frac{10^{-3}}{Vf} \qquad \text{Ec. 5.17.}$$

$$R = \frac{d1}{d} \qquad \text{Ec. 5.18.}$$

donde;

Wc [W/m] = Potencia disipada por convección por unidad de longitud

λ_f [W / m * ºC] = Conductividad térmica del aire

V_f [m^2 / s] = Viscosidad cinemática del aire que circunda el conductor

v [m/s] = velocidad del viento

d1 [mm] = Diámetro de los hilos que forman el conductor

Re = Número de Reynolds

ψ [ºSex] = Angulo de incidencia del aire sobre el conductor

A, B, n = Constantes asociadas al ángulo γ

R = Rugosidad de la superficie del conductor

C, p = Constantes asociadas a r y Re

Los valores de A, B y n son los indicados en la tabla 5.2.

Tabla 5.2

Angulo ψ	**A**	**B**	**n**
$0 \leq \psi \leq 24$	0,42	0,68	1,08
$24 < \psi \leq 90$	0,42	0,58	0,90

Los valores del Número de Reynolds son los mostrados en la tabla 5.3.

Tabla 5.3

Superficie	Re	r	C	p
Lisa Circular cilíndrica	$100 \leq Re \leq 5.000$	0	0,550	0,485
	$5.000 < Re \leq 50.000$	0	0,130	0,650
Trenzado y comp. A favor del Viento	$100 \leq Re \leq 3.000$	< 0,1	0,570	0,485
	$3.000 < Re \leq 50.000$	-	0,094	0,710
Trenzado y comp. en contra del Viento	$100 \leq Re \leq 3.000$	< 0,1	0,570	0,500
	$3.000 < Re \leq 50.000$	-	0,042	0,825
Trenzado a favor del Viento	$100 \leq Re \leq 3.000$	> 0,1	0,570	0,485
	$3.000 < Re \leq 50.000$	-	0,094	0,710

5.2.1.3.2. Potencia disipada por radiación

$$Wr = e \times \left[(Tc + 273)^4 - (Ta + 273)^4 \right] \times \pi \times d \times \sigma \times 10^{-3} \qquad \text{Ec. 5.19.}$$

Wr [W / m] = Potencia disipada por radiación por unidad de longitud

σ [$W/m^2 * ºK$] = Constante de Stefan's Boltzman (Su valor es 5,67 x 10^{-8})

5.2.1.3.3. Potencia absorbida por insolación

$$Wi = Rs \times a \times sen(\phi) \times f \times A \times 12,7 \times 10^{-3} \qquad \text{Ec. 5.20.}$$

$$\phi = \arccos\left\{ \cos\left(\frac{\varphi \times \pi}{180} \right) \times \cos\left((\alpha - \beta) \times \frac{\pi}{180} \right) \right\} \qquad \text{Ec. 5.21.}$$

Wi [W/m] = Potencia absorbida por insolación por unidad de longitud

Rs [W/m^2] = Radiación solar directa

ö [ºSex] = Angulo de inclinación del sol con respecto al eje del conductor

ϕ [ºSex] = Angulo de la altura del sol sobre el horizonte.

α [ºSex] = Azimuth del sol

β [ºSex] = Azimuth del conductor

f = Factor multiplicador de corrección debido a la altura del conductor

A [$pulg^2/pulg$] = Área superficial del conductor

Azimuth es el ángulo de un plano vertical fijo con otro que pasa por un punto de la esfera celeste.

5.2.1.3.4. Capacidad de corriente del conductor

$$I = \sqrt{\frac{Wc + Wr - Wi}{Rac_{TC}}} \qquad \text{Ec. 5.22.}$$

Rac debe estar expresada en Ohmios/m

Los valores de Rs son los indicados en la tabla 5.4.

Tabla 5.4.

Tipo de Atmósfera	φ	Rs
Clara	$0º < \varphi \leq 90º$	$-200,36 + 291,95 * Ln\ \varphi$
Industrial	$\varphi < 5º$	0
	$5º \leq \varphi \leq 30º$	$61,29 + 17,44 * \varphi$
	$30º < \varphi < 70º$	$462,4 * e0,01 * \varphi$
	$70º \leq \varphi$	$671,29 + 1,99 * \varphi$

El valor de f en función de la altura sobre el nivel del mar se puede obtener de la tabla 5.5.

Tabla 5.5.

H	F
0o ≤ h ≤ 1.524	1,00
1.524 < h ≤ 3.048	1,15
3.048 < h ≤ 4.572	1,25
4.572 < h	1,3

5.2.1.4. Criterios para la selección definitiva.

Los criterios a seguir indistintamente del modelo que se tome deben ser (basados en las Normas de CADAFE) los siguientes:

- Temperatura ambiente 40 °C
- Temperatura máxima de diseño en condiciones normales 70 °C
- Temperatura máxima de diseño en condiciones de emergencia 110 °C

5.2.2. Cortocircuito.

La sección de las barras se calculan por cortocircuito a fin de verificarse que el aumento súbito de temperatura del conductor, no exceda la temperatura de fusión del mismo.

Si bien estos valores se pueden encontrar muy rápidamente en tablas resulta conveniente verificar las mismas matemáticamente, para ello puede considerarse la siguiente ecuación:

$$A = I / \sqrt{\frac{Ln\left[\frac{ko + Tm}{ko + Ta}\right]}{\frac{tc \times \alpha t \times \rho t \times 10^{-4}}{TCAP}}} \qquad \text{Ec. 5.23.}$$

Donde,

A [mm^2] = Sección transversal del conductor

I [kA] = Corriente de cortocircuito

Tm [°C] = Máxima temperatura permisible en el conductor

T_a [°C] = Temperatura ambiente

α_o [°C] = Coeficiente de resistividad térmica del conductor a 0 °C

α_t [°C] = Coeficiente de resistividad térmica del conductor a t °C

ρ_t [ìÙ/cm] = Resistividad del conductor a t °C

k_o [$°C^{-1}$] = $1 / \alpha_o$

tc [s] = Tiempo de duración de la corriente de cortocircuito

(Por lo general se toma 500 ms)

TCAP [$Joule/cm^3$ * °C] = Constante térmica del material

Por lo general se selecciona la temperatura del conductor de manera que no se produzcan recocido en el área que une al conductor con la mordaza o conector de fijación. No obstante existen autores que recomiendan considerar 300 °C para conductores desnudos.

5.3. CONDICIONES DE DISEÑO MECANICO

En una subestación pueden existir dos tipos de barras conductoras, tendidas (flexibles) y soportadas (rígidas) por lo que es necesario establecer para cada una las condiciones que rigen su diseño. El tipo de barra conductora dependerá del uso que la misma tendrá en la subestación, en este sentido encontramos que para vanos y alturas grandes, interconexión entre equipos y bajantes es útil el uso de barras tendidas, mientras que en vanos cortos y alturas pequeñas el uso de barras

soportadas son las mas convenientes.

En este sentido los requerimientos de cada una reviste una importancia muy grande puesto que de ello depende la seguridad y el buen funcionamiento de la instalación.

5.3.1. Condiciones de diseño mecánico para Barras Tendidas (flexibles) en condiciones estáticas.

Para las barras tendidas se deben calcular para verificar el cumplimiento de los siguientes parámetros:

- Flecha máxima
- Esfuerzo a la rotura en condiciones estáticas
- Esfuerzos electromagnéticos debido a la corriente de cortocircuito.

5.3.1.1. Flecha máxima

La flecha del conductor en subestaciones se limita a ciertos valores a fin de impedir que las elongaciones producto de los cambios ambientales de temperatura puedan causar que las distancias mínimas de diseño se excedan.

Las Normas de CADAFE exigen que se cumplan los siguientes para las flechas:

2 % de L para $L \leq 20$ m

3 % de L para $20 \text{ m} < L \leq 80$ m

5 % de L para $80 \text{ m} \leq L$

5.3.1.1.1. Efecto de las cadenas de aisladores de suspensión sobre la Flecha de los conductores

Aunque en la practica venezolana no se estila colocar cadenas de suspensión terminales para conductores tendidos, en este caso se usan cadenas de amarre, es conveniente conocer cual es el efecto que tiene este arreglo sobre la flecha de los conductores. Las ecuaciones que nos permiten obtener la variación de la flecha en este arreglo son las siguientes:

$$\mathbf{ftotal} = \mathbf{fcadenas} + \mathbf{fconductor}$$

$$\mathbf{C1} = \frac{\mathbf{Tc}}{\mathbf{Pcadena}} \qquad \text{Ec. 5.25}$$

$$\mathbf{C2} = \frac{\mathbf{Tc}}{\mathbf{Pconductor}} \qquad \text{Ec. 5.26.}$$

$$\mathbf{d_{BC}} = \frac{\mathbf{C1}}{\mathbf{C2}} * \left(\frac{\mathbf{L}}{\mathbf{2}} - \mathbf{l_{AB}} \right) \qquad \text{Ec. 5.27.}$$

$$\mathbf{h_{BC}} = \mathbf{C1} * \left[\left(\cosh \frac{\mathbf{d_{BC}}}{\mathbf{C1}} \right) - \mathbf{1} \right] \qquad \text{Ec. 5.28.}$$

$$\mathbf{l_{AC}} = \mathbf{l_{AB}} + \mathbf{C1} * \operatorname{senh} \frac{\mathbf{d_{BC}}}{\mathbf{C1}} \qquad \text{Ec. 5.29.}$$

$$\mathbf{d_{AC}} = \mathbf{C1} * \operatorname{senh}^{-1} \frac{\mathbf{l_{AC}}}{\mathbf{C1}} \qquad \text{Ec. 5.30.}$$

$$\mathbf{h_{AC}} = \mathbf{C1} * \left[\left(\cosh \frac{\mathbf{d_{AC}}}{\mathbf{C1}} \right) - \mathbf{1} \right] \qquad \text{Ec. 5.31.}$$

$$\mathbf{fcadena} = \mathbf{h_{AC}} - \mathbf{h_{BC}} \qquad \text{Ec. 5.32.}$$

Donde:

C1 [m] = Constante de la Catenaria de la cadena de aisladores.

C2 [m] = Constante de la catenaria del conductor.

d_{AC} [m] = Distancia horizontal del punto de fijación de la cadena hasta el centro de la catenaria del mismo.

d_{BC} [m] = Distancia horizontal del punto de fijación del conductor a la cadena al centro de la catenaria de la misma.

d_{BD} [m] = Distancia horizontal del punto de fijación del conductor a la cadena al centro de la catenaria del conductor.

l_{AB} [m] = Longitud de la cadena.

l_{AC} [m] = Longitud del arco desde el punto de fijación de la cadena hasta en centro de la catenaria de la misma.

h_{AC} [m] = Flecha del punto de fijación de la cadena hasta el centro de la catenaria de la misma.

h_{AC} [m] = Flecha del punto de fijación del conductor a la cadena hasta el centro de la catenaria de dicha cadena.

f_{cadena} [m] = flecha de la cadena de aisladores.

$f_{conductor}$ [m] = flecha del conductor.

T_c [N] = Tensión horizontal del conductor.

P_{cadena} [N/m] = Peso de la cadena de aisladores.

$P_{conductor}$ [N/m] = Peso del conductor.

L [m] = Longitud del vano

5.3.1.2. Esfuerzo a la rotura en condiciones estáticas

Las barras tendidas son sometidas constantemente a esfuerzos mecánicos producto de los cambios de temperatura del medio ambiente. Así el conductor tendrá su máxima elongación o flecha máxima cuando la temperatura sea máxima y flecha mínima cuando la temperatura sea mínima. Paralelo a estas variaciones de flecha se produce una tensión en el conductor que puede, si llega a ser mayor al esfuerzo que este puede soportar, lograr la rotura del mismo. En consecuencia se debe verificar que este esfuerzo pueda ser tolerado por el conductor seleccionado sin sufrir daño alguno.

Para la verificación de este esfuerzo se puede utilizar con mucha aproximación la ecuación del cambio de estado, cuya formula matemática viene expresada de la siguiente manera:

$$\mathbf{Tf^3 + \left[\frac{d^2\ x\ Pi^2\ x\ A\ x\ E}{24\ Ti^2} + A\ x\ E\ x\ \alpha(\theta f - \theta i) - Ti\right] Tf^2 - \frac{d^2\ x\ Pf^2\ x\ A\ x\ E}{24} = 0}$$

Ec. 5.33.

Donde:

A = Sección del conductor en mm²

d = Vano horizontal

α = Coeficiente de dilatación líneal del conductor en $°C^{-1}$

E = Módulo de elasticidad del conductor en kg/mm²

Esta ecuación no contempla el peso de las cadenas, sin embargo nos permite evaluar el orden de la fuerza producida.

5.3.1.3. Criterios para selección y aprobación de las barras tendidas.

En el cálculo de las tensiones y flechas en condiciones estáticas se deberá tomar en cuenta lo siguiente:

La flecha máxima no deberá exceder los valores indicados en el punto 4.3.1.1 para la máxima temperatura de la zona.

La máxima tensión a la cual puede llegar el conductor será el 80 % de la tensión de diseño del pórtico, con un viento de 120 km/h y a la temperatura mínima de la zona o en su defecto al 50 % de la carga de rotura del conductor.

5.3.1.4. Criterio para el cálculo de las tensiones y flechas de tensado.

Estas se calcularán considerando las siguientes hipótesis:

Hipótesis A:

Temperatura mínima., viento máximo, 50 % tensión de ruptura máxima y modulo de elasticidad final.

Hipótesis B:

Temperatura media según la ubicación geográfica de la subestación, viento máximo de 120 km/h, sin viento, tensión inicial calculada mediante la ecuación indicada en los párrafos siguientes y la cual no debe exceder el 30 % de la carga de ruptura del conductor.

Hipótesis C:

Temperatura mínima según la ubicación geográfica de la subestación, sin viento, tensión máxima final igual al 25 % de la carga de ruptura.

Se deberá tener en consideración todas las cargas verticales aplicadas a la barra.

Las condiciones bajo las cuales se determina el máximo esfuerzo en condiciones estáticas son las siguientes:

Condiciones iniciales para la flecha máxima:

- Viento 0 km/h
- Temperatura máxima según la ubicación geográfica o en su defecto una temperatura de diseño de 70 °C.

Tensión mínima.

La tensión mínima se obtendrá de la ecuación de la flecha la cual viene dada por la siguiente expresión:

$$\mathbf{Fmáxima} = \frac{\mathbf{wi} * \mathbf{L}^2}{\mathbf{8} * \mathbf{Tmínima}} \qquad \text{Ec. 5.34.}$$

wi [kg/m] = Peso compuesto del conductor

wi = w + Pbajantes

w = Peso del conductor

Pbajantes [kg/m] = Peso de los bajantes por unidad de longitud del vano

$$Pbajantes \approx 0{,}5 + 0{,}01 * d \qquad \text{Ec. 5.35.}$$

d [mm] = diámetro del bajante.

Tmínima [kg] = Tensión mínima del conductor

Condiciones finales:

- Viento máximo de 120 km/h
- Temperatura mínima de la zona en °C.

Al evaluar la ecuación de estado una vez aplicados los criterios anteriores se debe cumplir que la tensión máxima obtenida no debe exceder el 50 % de la carga de rotura del conductor.

5.3.1.5. Esfuerzos electromagnéticos debido a la corriente de cortocircuito.

Durante un cortocircuito se producen esfuerzos no permanentes que pueden ocasionar dependiendo de su magnitud, que una falla momentánea se transforme en una falla permanente. Esto se puede producir por la rotura de los aisladores que soportan el conductor , por rotura de las mordazas de fijación, por colapso de la estructura que soporta los conductores e inclusive por la rotura misma del conductor. Razón suficiente para determinar el esfuerzo que dicha corriente produce a fin de dimensionar correctamente los equipos mencionados anteriormente.

La publicación 865 de la IEC proporciona las bases de diseño para la determinación de estas fuerzas dinámicas para vanos de hasta 20 m.

Las ecuaciones son las siguientes:

5.3.1.5.1. Fuerza de tensión durante el cortocircuito

$$\mathbf{Ft = Fst\,(1 + \varphi * \Psi)} \qquad \text{Ec. 5.36.}$$

$$\varphi = \mathbf{3} * \left[\sqrt{\mathbf{1} + \left(\frac{\mathbf{F'o}}{\mathbf{g_n m'}} \right)^{\mathbf{2}}} - \mathbf{1} \right] \qquad \text{Ec. 5.37.}$$

$$\mathbf{F_o^{'} = 0{,}15 * \frac{Ik3^2}{a}} \qquad \text{Ec. 5.38.}$$

$$\zeta = \frac{\left(\mathbf{m'*l}\right)^{\mathbf{2}}}{\mathbf{3\,Fst}} * \frac{\mathbf{400}}{\frac{\mathbf{1}}{\mathbf{10*Sl}} + \frac{\mathbf{100}}{\mathbf{EA}}} \qquad \text{Ec. 5.39.}$$

Donde:

F_t = Fuerza de tensión sobre el conductor en Newton

F_{st} = Tensión estática del conductor.

ζ, φ, ψ = Factores para la fuerza de tensión en conductores flexibles.

$g_n m'$ = masa del conductor en metros.

Fo' = Fuerza por metro en la fase mas externa del conductor producida por la corriente de cortocircuito expresada en N/m

I_{k3} = Corriente de cortocircuito trifásica expresada en kA.

A = Distancia entre centro de línea entre conductores expresada en m.

L = Vano del conductor en m.

S = Constante de resorte de dos soportes de conductores expresado en N/mm.

E = Modulo de Young expresado en N/mm^2.

A = Sección del conductor expresada en mm^2.

Si no es conocida S se puede usar con mucha aproximación el valor de 100 N/mm.

5.3.1.5.2. Ecuación para obtener ψ.

La ecuación del cual se puede obtener el valor de ψ conocidos ζ y φ es la siguiente:

$$\zeta = \frac{(1+\varphi*\psi)^2}{2+\varphi+\varphi*\psi} * \frac{\psi}{(1-\psi)} \qquad \text{Ec. 5.40.}$$

5.3.1.5.3. Esfuerzo después del cortocircuito

Este esfuerzo se considera solo si se cumple la siguiente ecuación:

$$\frac{F'_o}{g'_n * m'} > 0{,}6 \qquad \text{Ec. 5.41}$$

En este caso la ecuación a aplicar será la siguiente:

$$F_f = F_{st60} * \sqrt{1 + \frac{4 * F'_o}{g_n * m'} * \zeta} \qquad \text{Siempre que} \qquad \frac{F'_o}{g_n * m'} < 2$$

$$F_f = F_{st60} * \sqrt{1 + 8 * \zeta} \qquad \text{Siempre que} \qquad \frac{F'_o}{g_n * m'} \geq 2$$

Donde F_{st} es la tensión estática del conductor a 60 ºC.

5.3.1.5.4. Criterios de selección de los conductores herrajes y aisladores.

El conductor utilizado en el cálculo podrá seleccionarse siempre y cuando el esfuerzo producido por la corriente de cortocircuito dividido entre la sección sea menor al esfuerzo de rotura del material de que esta compuesto el conductor.

Los herrajes deberán diseñarse para soportar 1,5 veces Ft o 1 Ff.

En el caso de las cadenas la capacidad de las mismas no será menor al mayor de los esfuerzos producidos durante el cortocircuito.

5.3.2. Criterios para selección y aprobación de las Barras soportadas.

En el caso de las barras soportadas se deben verificar los siguientes parámetros:

- Deflexión
- Esfuerzos electromecánicos debido a la corriente de cortocircuito.

5.3.2.1. Deflexión

La deflexión en las barras soportadas es una deformación no permanente (si están

bien diseñadas) producto de su propio peso. Si la sección de las barras no es seleccionada correctamente, al ser instaladas sobre los aisladores soportes pueden doblarse de tal forma que la barras jamás recupera su forma inicial, incluso su sección puede sufrir deformación. Por otro lado si el momento resistente de ellas (entiéndase como momento resistente al ejercido por el cuerpo para contrarrestar los momentos deformantes) es menor que el momento deformante la barra se puede partir ocasionando una falla severa en la subestación.

La norma ANSI/IEEE Std 605-1987 denominada Guide for Design of Substations Rigid-Bus Structures proporciona las bases de diseño para las barras soportadas.

5.3.2.2. Tipos de montaje de las barras.

Las barras en una subestación pueden montarse de tres (3) formas diferentes, simplemente apoyada (condición ideal), apoyada en un extremo y rígidamente fija en el otro y rígidamente apoyada en ambos extremos, la mayor deflexión se obtiene con la primera condición, por lo que esta es la condición mas severa y recomendable cuando se quieren obtener deflexiones con un factor de seguridad, no obstante es el que proporciona las secciones mas grandes y por lo tanto un poco mas costosas.

5.3.2.3. Deflexión de las barras.

La deflexión de una barra tendrá dos componentes, una deflexión debido al peso propio de la barra y viento si es necesario considerarlo y una deflexión debido a los herrajes. En el caso particular del calculo de las deflexiones se considera que la barra estará simplemente apoyada.

5.3.2.3.1. Deflexión debido al peso y al viento

Esta deflexión viene expresada por la siguiente ecuación:

$$\delta_{barra} = \frac{5 * P_{barra} * L^3}{384 * E * I} \qquad \text{Ec. 5.42.}$$

Donde:

δ_{barra} [m] = Deflexión

P_{barra} [kg] = Peso total de la barra por unidad de longitud

E [kg/m^2] = Modulo de elasticidad del material

I [m^4] = Momento de Inercia de la barra

El efecto del viento ha de considerarse solo para alturas mayores de 6 m y en la ecuación de la deflexión deberá sustituirse el peso de la barra por el peso compuesto el cual resulta de aplicar la siguiente ecuación:

$$P = \sqrt{P_{barra}^2 + P_{viento}^2} \qquad \text{Ec. 5.43.}$$

siendo

$$P_{viento} = 0{,}075 * L * d * V^2 \qquad \text{Ec. 5.44.}$$

Donde:

Pviento [kg] = Fuerza del viento sobre el conductor

d [m] = Diámetro del conductor

v [m/s] = Velocidad del viento.

5.3.2.3.2. Deflexión debido a los herrajes y bajantes

Esta deflexión viene expresada por la siguiente ecuación:

$$\delta_{herrajes} = \frac{\left(P_{herrajes}\right) * a * b * [a + 2b] * \sqrt{3a * [a + 2b]}}{27 x E x J x L_v} \quad \text{Ec. 5.45.}$$

donde:

$\delta_{herrajes}$ [m] = Deflexión que producen los herrajes.

Pherrajes [kg] = Peso de los herrajes.

a [m] = Distancia desde el extremo izquierdo de la barra hasta el herraje

b [m] = Distancia desde el extremo derecho de la barra hasta el herraje

5.3.2.3.3. Deflexión debido a los bajantes

Esta deflexión viene expresada por la siguiente ecuación:

$$\delta_{bajantes} = \frac{\left(P_{bajantes}\right) * a * b * [a + 2b] * \sqrt{3a * [a + 2b]}}{27 x E x J x L_v} \quad \text{Ec. 5.46.}$$

$$P_{bajantes} \approx 0{,}5 + 0{,}01 * d \quad \text{Ec. 5.47.}$$

donde:

$\delta_{bajantes}$ [m] = Deflexión que produce cada bajante.

Pbajante [kg/m] = Peso de los bajantes por unidad de longitud del vano

d [m] = diámetro del conductor

5.3.2.3.4. Criterio de selección para la sección de la barra

La barra podrá ser seleccionada si se cumple la condición dada a continuación:

$$\sum \delta_i \leq \frac{L}{150} \quad \text{Ec. 5.48.}$$

i = barra, herrajes, bajantes

5.3.2.4. Esfuerzos electromecánicos debido a la corriente de cortocircuito.

La selección del conductor debido a los esfuerzos electromagnéticos, consiste en verificar si el conductor posee una tensión de ruptura superior a los esfuerzos electromagnéticos que puedan ser ejercidos sobre el mismo. Este esfuerzo se determina en base a dos componentes que son:

Esfuerzo Estático.

Esfuerzo Dinámico.

Esfuerzo flexionante.

5.3.2.4.1. Esfuerzo Estático.

La ecuación básica para el cálculo del esfuerzo estático viene dada por la siguiente expresión:

$$F_{estatica} = 0{,}2 * b^2 * I_{cc}^2 * \frac{L_v}{d_{ff}} \qquad \text{Ec. 5.49.}$$

donde:

F estática [N] = Fuerza estática

B = Factor de asimetría (se toma 1,8 $\sqrt{2}$)

Icc = Valor eficaz de la corriente de cortocircuito

Lv = Longitud del vano

df-f = Distancia entre centros de barras

5.3.2.4.2. Esfuerzo dinámico

El esfuerzo dinámico se calcula a partir del esfuerzo estático mediante la siguiente formula:

$$\mathbf{F_{dinamica} = F_{estatica} * V_{\sigma} * V_{r}} \qquad \text{Ec. 5.50}$$

donde:

$V_{\sigma=}$ Relación de esfuerzo dinámico a esfuerzo estático para la barra.

$V_{r=}$ Factor de reenganche.

Estos factores pueden determinarse usando las graficas que aparecen en la Norma IEC 865, en función del cociente de la frecuencia mecánica fundamental y la frecuencia del sistema (60 Hertz).

La frecuencia mecánica fundamental se calcula mediante la siguiente expresión:

$$f_L = \frac{\lambda^2}{2*\pi} * \sqrt{\frac{E*J}{m'*L_v^4}} \qquad \text{Ec. 5.51.}$$

donde:

λ = Factor que depende del tipo de apoyo

E [N/m²] = Modulo de elasticidad

J [m^4] = Momento de inercia

m' [kg/m] = Masa por unidad de longitud

Lv [m] = Longitud del vano

5.3.2.4.3. Esfuerzo flexionante

El esfuerzo flexionante es el factor que define si la barra soporta o no la deformación introducida por el esfuerzo de la corriente de cortocircuito.

Este esfuerzo se calcula a partir del esfuerzo dinámico mediante la siguiente formula:

$$\sigma_m = \beta * \frac{F_{dinamica} * l}{8 * Z} \qquad \text{Ec. 5.52}$$

Donde:

σm [N/mm^2] = Esfuerzo deformante.

L [m] = vano de la barra

β = Factor que depende del tipo de soporte.

F dinámica [N/m] = Esfuerzo dinámico

Z [mm^2] = Modulo de sección.

5.3.2.4.4. Criterio de selección

Para determinar si la barra soporta el esfuerzo flexionante sin partirse se debe cumplir la siguiente ecuación:

$$\sigma_m \leq q * PR \qquad \text{Ec. 5.53.}$$

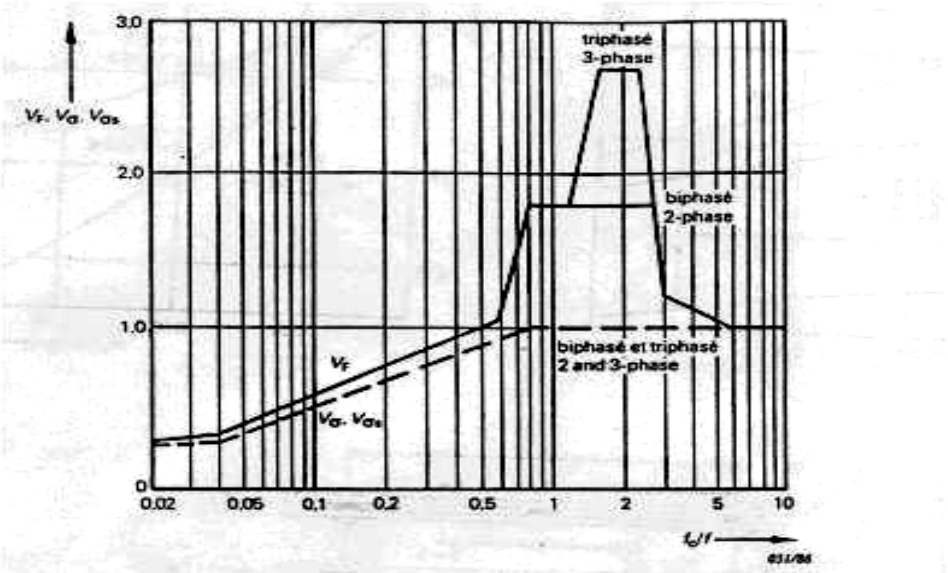
Donde:

PR [N/mm^2] = Punto de ruptura de la barra.

q = Factor que depende de la sección transversal de la barra.

5.3.2.4.5. Relación de esfuerzo dinámico a esfuerzo estático V_σ.

Gráfico 5.1

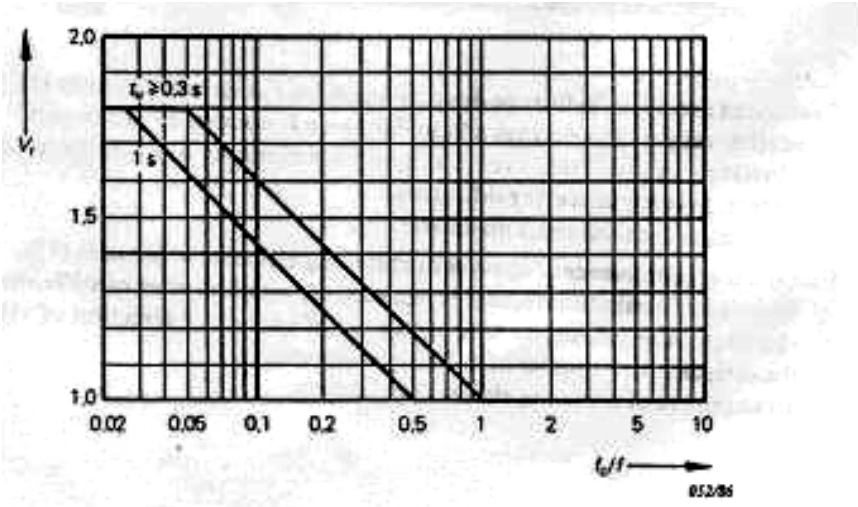


Coefficients V_F, V_σ et $V_{\sigma s}$ à utiliser lors de courts-circuits biphasés et triphasés; à l'exception des cas où $f_c/f < 0{,}5$ pour lesquels $\kappa < 1.6$.

Factors V_F, V_σ and $V_{\sigma s}$ to be used with the two-phase and three-phase short-circuits; except arrangements with $f_c/f < 0.5$ in which $\kappa < 1.6$.

5.3.2.4.6. Factor de reenganche V_r.

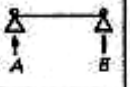
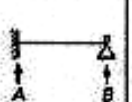
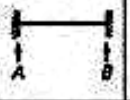
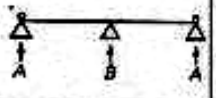
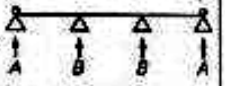
Gráfico 5.2



– Coefficient V_r à utiliser en cas de réenclenchement automatique triphasé.
Factor V_r to be used with three-phase auto-reclosure.

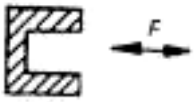
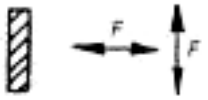
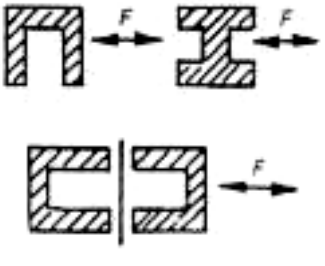
5.3.2.4.7. Factor β

Grafico 5.3

Type of beam and supports		Factor α	Factor β	Factor γ
Single span beam	A and B simple supports 	A: 0.5 B: 0.5	1.0	0.157
	A: fixed support B: simple support 	A:0.625 B: 0.375	0.73	0.245
	A and B: fixed supports 	A:0.5 B: 0.5	0.5	0.356
Continuous beams with equidistant simple supports	Two spans 	A: 0.375 B: 1.25	0.73	0.245
	Three or more spans 	A: 0.4 B: 1.1	0.73	0.356

5.3.2.4.8. Factor q

Grafico 5.4.

Cross-sections	q
	2.00
	1.70
	$\left(\frac{S}{D} = 0.05\right)$, 1.34 (= 0.075), 1.37 (= 0.100), 1.40 (= 0.125), 1.44 (= 0.160), 1.48 (= 0.200), 1.51
	1.83
	1.50
	1.19
	1.13

Capitulo VI
SERVICIOS AUXILIARES DE CORRIENTE CONTINUA Y ALTERNA

6. SERVICIOS AUXILIARES DE CORRIENTE CONTINUA Y ALTERNA

6.1. SERVICIOS AUXILIARES DE CORRIENTE CONTINUA

Los servicios auxiliares en corriente continua consisten en un sistema alterno el cual permite seguir alimentando a las cargas de la subestación aun cuando la alimentación en alterna haya fallado.

Este sistema esta compuesto dependiendo de la importancia de la subestación por dos Cargadores de baterías y un Banco de baterías.

En instalaciones de importancia como las de Edelca el grupo de baterías esta compuesto por dos bancos.

Como elemento de distribución se encuentran los tableros SACC los cuales se encargan de distribuir mediante circuitos la alimentación a cada una de las cargas.

En las figuras anexas se pueden observar dos diagramas unifilares cada uno con un criterio diferente.

6.2. TENSIONES NORMALIZADAS

Las tensiones para los servicios auxiliares están normalizadas por cada empresa de

electricidad como se indica a continuación

Circuitos de fuerza y control

CADAFE 110 Vcc

PDVSA 125 Vcc

EDELCA 125 Vcc

Circuitos de Comunicación

48 Vcc

Existen en el mercado celdas para baterías de Niquel Cadmio, Plomo ácido, sin embargo las mas utilizadas son las ultimas.

La alimentación de los cargadores puede ser:

208/120 Vca 3 Ø

480/277 Vca 3 Ø

440 Vca 3 Ø

220 Vca 2 Ø

6.3. DIMENSIONAMIENTO DEL BANCO DE BATERIAS

El Banco de Baterías debe dimensionarse para las condiciones de carga permanente y repentinas que puedan aparecer dentro de un periodo de tiempo de 8 horas, el cual es el tiempo durante el cual ya debe estar restablecido el sistema de corriente alterna.

Es necesario para estimar el tamaño del banco conocer los valores de consumo de estos equipos que se conectan al sistema para realizar un dimensionamiento que

satisfaga las condiciones indicadas anteriormente.

Entre las cargas que por lo general se alimentan en corriente continua se encuentran las siguientes:

Cargas permanentes

- Relés estáticos y numéricos.
- Alumbrado de emergencia.
- Equipos de medición.
- Relés de supervisión.

Cargas eventuales

- Bobinas de disparo y cierre durante su actuación.

Se considera una condición de consumo bastante severa durante un periodo de tiempo muy corto (aprox. 1 s) el despeje de una falla en barra, ya que una bobina de disparo por lo general consume 5 amperios durante su actuación, si se tiene una barra con cinco (5) interruptores el consumo en ese tiempo será de 25 amperios.

6.4. TENSION DE ECUALIZACION

Adicionalmente se debe verificar que el número de celdas satisfaga el nivel de voltaje adecuado, por lo general se considera como base el valor de 2 Voltios por celda para estimar el numero total de ellas, también se debe tener presente la máxima tensión permitida por los equipos ya que para cargar las baterías después de una operación de emergencia la tensión del cargador debe colocarse a 2,33 V * el número de celdas para reponer la energía consumida, a este proceso se le llama Ecualización.

A continuación se expone un ejemplo para clarificar las ideas anteriormente

planteadas.

6.5. CÁLCULO DE BANCO DE BATERÍAS Y CARGADORES RECTIFICADORES PARA SUBESTACIONES.

Determinar el banco de baterías y los correspondientes cargadores rectificadores para una subestación que posee el siguiente equipamiento y comportamiento de consumo:

1.- Carga Permanente.

1.a.- Dos tableros de protección de línea conteniendo los siguientes equipos (el numero entre paréntesis es el consumo permanente en Vatios de cada equipo):

1.a.1.- Dos relés 21 (30 c/u.).

1.a.2.- Un relé 67N (4).

1.a.3.- Un relé 79 (0).

1.a.4.- Un relé 25 (12).

Consumo permanente de cada tablero 76 W.

1.b.- Dos tableros de protección de Transformador.

1.b.1.- Un relé 87T (20).

1.c.- Dos tableros de protección de hilo piloto (30 c/u).

1.d.- Un tablero de Alarmas (540).

1.e.- Dos tablero de control y mando.

1.e.1.- Relés semáforos (16 * 5 W = 80 W)

1.f.- Dos transformadores de Potencia (500 c/u).

1.g.- Dos tableros de Onda Portadora (60 c/u).

2.- Carga eventual.

2.a.- Cuatro interruptores de Potencia en Sf6 (625 c/u).

2.b.- Iluminación de Emergencia (10 Bombillos * 60 W c/u = 600 W).

3.- Demanda en condiciones normales de operación.

Para efectos del Cálculo de la demanda en condiciones normales de operación se debe considerar la carga que deberán suplir las baterías al sistema estando los cargadores desconectados al mismo y su valor deberá estar expresado en amperios.

En el caso de la subestación en estudio tenemos el total de la carga consumida:

Potencia = 2*a+2*b+2*c+d+2*e+2*f+2*g = 2072 W.....A

Corriente consumida = 2072 W / 110 Vcc[(1)] = 18.8 A ≈ 19 A .....B

[(1)] Se considera para este estudio que el sistema funciona con 110 Vcc.

4.- Demanda en condiciones eventuales.

Esta carga es aquella que se presenta en el sistema debido a una alteración de la condición normal. Para efectos de determinarla debe considerarse la operación del sistema que requiere mayor cantidad de carga la cual puede ser el disparo de los interruptores asociados a una barra en el caso de arreglos de subestaciones tipo barra seccionada o de dos interruptores para arreglo de subestación tipo disyuntor y medio o anillo, etc.., también deberán considerarse cargas eventuales a aquellas que están conformadas

por los relés de bloqueo presentes en el sistema después de un disparo, en nuestro caso no tomaremos en cuenta esta ultima carga.

En base a lo anterior y considerando que nuestra subestación tiene un esquema en anillo tendremos los siguiente:

Durante el disparo.

Potencia consumida = 2 * a = 1250 W C

Potencia consumida Total = A + C = 3322 W.....D

Corriente consumida = 3322 W / 110 Vcc. = 30 A.....E

Después del disparo.

Potencia consumida = 600 W. (Iluminación).....F

Potencia total consumida = A + F = 2672 W.....G

Corriente consumida = 2672 W / 110 Vcc = 24 A.....H

5.- Determinación de la capacidad en amperios-hora (Ah) del banco de baterías.

Para determinar los Ah se debe estudiar el tiempo de duración que están presentes las diferentes cargas en un período de 8 h, aunque existen curvas de descarga de baterías en períodos de tiempo de 10 h debemos considerar el primero ya que este es el valor de referencia para el dimensionamiento de baterías en subestaciones de acuerdo a las normas de la mayoría de las empresas de electricidad.

Los tiempos de duración de cada consumo de carga y su posición en el rango de las 8 h dependen del criterio del ingeniero con la excepción de la operación de disparo de los interruptores la cual esta en un rango de

duración de dos (2) minutos.

Para nuestro caso tomaremos 2 horas para un tiempo de carga normal a partir de la desconexión de los cargadores, al final de este tiempo se produce el disparo de los interruptores y posteriormente un tiempo de duración de 6 horas para restituir el servicio con los cargadores.

De acuerdo con esto,

$\Sigma I*t = 2 * B + (2 * E) / 3600 + 6 * H = 182{,}0166 \approx 182$

Los amperios horas del banco se obtiene mediante la siguiente ecuación.

$Ah = fe * ft * fd * \Sigma I*t = 1{,}25 * 1 * 1{,}15 * 182 = 261{,}6$

$Ah \approx 262$

Donde,

fe = Factor de Envejecimiento.

ft = Factor de Temperatura.

fd = Factor de Diseño

Con este valor buscamos en un catalogo de fabricante el valor de Ah igual o mas cercano por arriba.

Del catalogo Fulgor tenemos que la celda que mas se adapta es la 5 EAN 55 de la serie 55 con unos 280 Amperios-hora de capacidad.

Cabe resaltar que los amperios horas obtenidos anteriormente corresponde a una celda solamente cuyo voltaje nominal es de 2 V.

6.- Determinación del número de Celdas del banco de baterías.

Cada celda 5 EAN 55 esta en capacidad de entregar 280 Ah pero solo proporcionará 2 Voltios por celda en consecuencia el numero de celdas necesarios para suministrar al sistema un voltaje de 110 V es:

Número de Celdas = 110 / 2 = 55 celdas.

La especificación del banco será entonces:

Voltaje de ecualización

Vec = 55 * 2,33 Vcc = 128 Vcc

Por lo general los equipos toleran 140 Vcc, por lo que las celdas cumplen con lo requerido, en consecuencia el Banco de Baterías estará compuesto por 55 celdas y una capacidad 280 Ah.

7.- Perfil de carga.

El perfil de carga del sistema es el siguiente:

8.- Determinación del cargador de baterías.

La capacidad del cargador-rectificador del banco de baterías viene dado por la siguiente ecuación:

AC = L + (1,1 * C) / T

donde,

AC = Capacidad del cargador en Amperios.

L = Carga continua en Amperios.

C = Descarga calculada en la condición de emergencia en Ah.

T = Tiempo de recarga en horas.

De acuerdo con la ecuación el cargador deberá tener una capacidad en amperios igual a;

AC = 19 A + (1,1 * 262 Ah) / 4 horas = 91,05 ≈ 100

El voltaje de salida del cargador por lo tanto será 110 Vcc.

El voltaje de entrada dependerá de la fuente de alimentación en corriente alterna de la subestación.

La potencia de entrada del cargador en vatios se puede obtener de la siguiente ecuación:

Potencia = AC * Vec / η * fp

η = Eficiencia o rendimiento del cargador el cual debe especificarse en 0,7.

fp = Factor de potencia del cargador el cual debe especificarse en 0,8.

6.6. DIAGRAMA TIPICO DE UN SISTEMA DE ALIMENTACIÓN EN CORRIENTE CONTINUA.

A continuación se muestra un diagrama de un sistema de alimentación en corriente continua, cabe señalar que se puede realizar un sistema con transferencia automática de los cargadores de manera que funcione conectado a la barra de CC uno solo a la vez y en caso de falla se transfiera la alimentación al otro cargador, sin embargo la alta tecnología que hoy esta presente en mercado se pueden conseguir cargadores rectificadores con tarjetas de compartimiento de cargas los cuales funcionan conectados de forma permanente a la barra suministrando el 50 % de la carga requerida, y en caso de producirse una falla, el cargador fallado se desconecta automáticamente de la barra y el cargador restante asume el 100 % de

la carga.

La figura 6.1 muestra el diagrama unifilar del sistema antes mencionado.

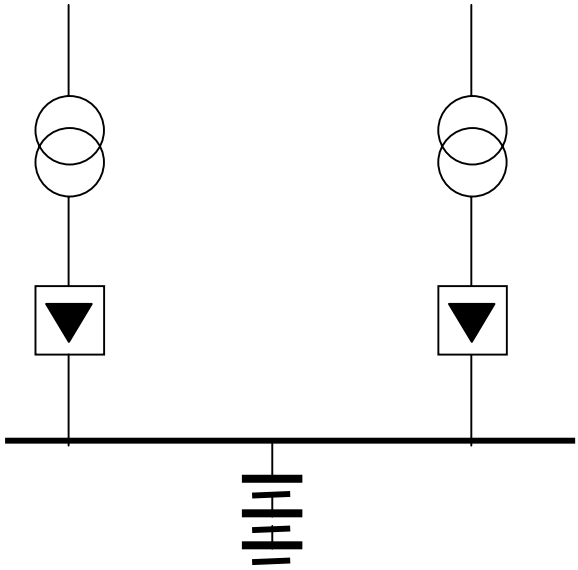


Figura 6.1.

Capitulo VII
ENCLAVAMIENTOS O BLOQUEOS

7. ENCLAVAMIENTOS

Son restricciones del tipo operacional que se intercalan de manera intencional en el proceso de maniobra de un tramo, equipo o sistema con la finalidad de obtener operaciones seguras y constantes para evitar daños a los equipos o personas.

En las subestaciones hay dos tipos de enclavamientos o bloqueos que son mecánicos y eléctricos.

7.1. BLOQUEOS MECANICOS

Son dispositivos que se colocan en los equipos con la finalidad de impedir operaciones incorrectas que puedan causar daño a los operadores y a los equipos mismos, estos pueden ser realizados mediante cerraduras diseñadas (locks) para este fin o mediante candados (Pad lock).

7.2. DONDE Y COMO SU UTILIZAN

Se utilizan como una acción obligatoria en una maniobra que al no ejecutarse no se puede continuar con la maniobra.

Entre las maniobras donde mas se utilizan están las siguientes:

- Apertura o cierre de un seccionador estando el interruptor cerrado

- Cierre de un interruptor estando uno de los seccionadores asociados cerrado.

- Cierre de una cuchilla de puesta a tierra estando la línea energizada

- Apertura de una gaveta de potenciales estando el seccionador fusible cerrado.

7.3. PARTES DE UN ENCLAVAMIENTO

Un enclavamiento esta compuesto por una cerradura de enclavamiento o un candado, los elementos del equipo que se quiere bloquear los cuales pueden estar formado por una parte fija y otra móvil o ambas móvil. En el caso de los seccionadores con accionamiento manual se colocan en el eje asociado a la palanca de accionamiento dos discos uno fijo otro móvil con una perforación el primero y dos el segundo orientado de manera tal estos últimos que la posición de cada uno coincida uno con uno de los estados del seccionador y a la vez con el orificio del disco fijo.

En el caso de los enclavamientos eléctricos la cerradura abrirá o cerrará los circuitos de energización o desenergización del accionamiento motorizado.

La cerradura a su vez esta compuesta por un vástago o perno, una llave y el cuerpo que contiene el mecanismo que permite transferir la acción de la llave al vástago.

7.4. TIPOS DE CERRADURAS

A efectos de poder realizar maniobras en secuencia se debe impedir que con una misma llave se pueda operar dos equipos a la vez de manera secuencial. Esto se evita restringiendo la libertad de la llave a una sola operación, esta restricción da origen a que las cerraduras se clasifiquen de dos tipos:

- Cerradura tipo E, la cual permite la extracción de la llave cuando el vástago este extendido e impide su extracción cuando el vástago este recogido.

- Cerradura tipo W, la cual permite extraer la llave cuando el vástago esta

recogido e impide su extracción cuando el vástago esta extendido.

Esta tipificación de las cerraduras da origen a otro termino denominado llave retenida o llave libre según el caso.

En las secuencias lógicas de operación del bloqueo se recomienda que todas las cerraduras sean del mismo tipo.

7.5. POSICION DE LOS EQUIPOS

Otro elemento a considerar en la secuencia de operación es la posición o estado bajo la cual queremos bloquear el equipo.

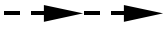
Si tenemos un seccionador abierto y queremos bloquear su cierre debemos identificar la condición del bloqueo como L-O, que son las siglas de Lock y Open en ingles, es decir bloqueado al cierre o lo que es lo mismo bloqueado cuando esta abierto, si por el contrario el seccionador esta cerrado y queremos bloquear su apertura debemos utilizar las siglas L-C, derivado de Lock y Close, que se interpreta como bloqueado a la apertura o bloqueado el cierre.

7.6. SIMBOLOGIA

La simbología utilizada en los planos de enclavamiento mecánico es el indicado en las figura 7.1.

Dispositivo Normalmente abierto

Dispositivo Normalmente cerrado


Dirección de la transferencia de la llave.

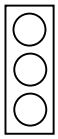
Cerradura con llave removida. Dispositivo en posición como la indicada.

Cerradura con llave retenida. Dispositivo en posición como la

cada

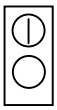
Cerradura usada para bloquear el equipo en posición abierta o bloqueo al cierre.

Cerradura usada para bloquear el equipo en posición cerrada o bloqueo a la apertura.


Enclavamiento multi cerradura.

Enclavamiento con cerradura maestra.

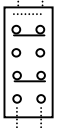
Enclavamiento tipo D.


Enclavamiento de transferencia tipo T

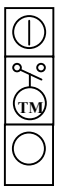
Candado typo P

Número de la llave intercambiable. Llave retenida.

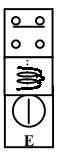
Cerradura con contactos auxiliares tipo S, con 1NA-1NC


Cerradura con contactos auxiliares tipo SS, con 2NA-2NC

Cerradura con contactos auxiliares tipo K.



Liberación temporizada de la llave.
Contacto temp. dependiente de la acción de la llave iniciadora
Llave inicializadora.



Cerradura con solenoide

Figura 7.1.

7.7. FUNCIONAMIENTO DEL ENCLAVAMIENTO MECANICO

En la mayoría de los casos los bloqueos consisten en una cerradura montada sobre un disco la cual se instala en el equipo que se quiere bloquear. La cerradura consta de un cuerpo, una llave, un vástago y en algunos casos de contactos auxiliares. La acción de una llave, hará salir o introducir el vástago el cual será el elemento que impedirá el movimiento del equipo o cerrará o abrirá los contactos auxiliares. En todos los casos la maniobrabilidad de la llave estará en función de la posición del vástago en el cuerpo de la cerradura, la llave podrá girarse, extraerse etc. de acuerdo a la condición impuesta al vástago (extraído o extendido recogido o incluido).

A continuación se muestra una grafica con la acción antes mencionada.

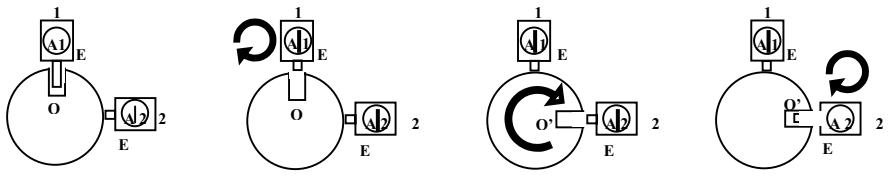


Figura 7.2

La figura 7.2 indica lo siguiente:

- La llave A2 de la cerradura 2 solo puede ser extraída con el vástago extendido puesto que la cerradura es tipo E.
- Para poder extender el vástago el orificio O debe ser llevado a la posición O' mediante la rotación del disco D
- Para poder rotar el disco D el vástago de la cerradura 1 debe estar recogido
- Para recoger el vástago de la cerradura 1 se debe introducir la llave A1 y girarla.

- Una vez realizada esta operación el disco D podrá girarse, al realizar este giro el orificio O cambia a la posición O', quedando el vástago de A1 recogido, y por consiguiente la llave A1 atrapada.

- Una vez con el orificio en la posición O' el vástago de la cerradura 2 puede extenderse girando la llave A2 y por lo tanto dicha llave liberada.

7.8. APLICACIÓN A LOS SECCIONADORES CON MANDO MANUAL

En el caso de los mandos manuales de los seccionadores se utiliza el mismo procedimiento anterior con un disco capaz de rotar con la varilla de accionamiento que esta conectada a la palanca, mientras que las cerraduras se encuentran colocados sobre una plancha que esta fija a la estructura del pórtico o soporte del equipo.

7.9. BLOQUEOS ELECTRICOS

Cumplen la misma función de los bloqueos mecánicos pero se usan cuando los mandos son motorizados, su implementación se basa en la apertura y cierre de los circuitos que alimenta a los comandos de operación de los equipos.

El medio para el bloqueo son cerraduras con contactos auxiliares o los contactos auxiliares asociados bien sea a los seccionadores o al interruptor.

7.10. LOGICAS TIPICAS DE ENCLAVAMIENTO

En la figura 7.3 se muestra un esquema de enclavamiento cuyo funcionamiento es explicado en la sección 7.10.1.

7.10.1. Desenergización de una salida de línea

Condición de los equipos:

Antes de proceder a la maniobra se debe verificar el estado de los equipos los

cuales deben ser: Seccionador de línea (SL) cerrado y Seccionador de puesta a tierra (SPAT) abierto.

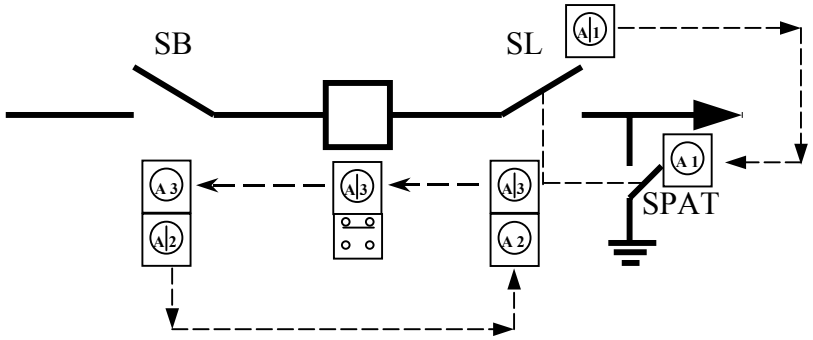


Figura 7.3

La lógica para este sistema de enclavamiento es la siguiente:

a.- Se gira la llave en la cerradura A5. Con lo que se abre el interruptor 52 y la llave queda liberada. Se extrae la llave con lo que se bloquea el cierre del interruptor.

b.- Se introduce la llave en la cerradura A5 del seccionador SB y se gira. Con esta acción se libera el bloqueo a la apertura del seccionador y la llave queda retenida.

c.- Se abre el seccionador SB. Al abrir el seccionador SB se puede girar la llave de la cerradura A2.

d.- Se gira la llave de la cerradura A2 con lo que queda bloqueado al cierre el seccionador y la llave liberada.

e.- Se extrae la llave de la cerradura A2 y se introduce en la cerradura A2 del seccionador SL. Se gira la llave para desbloquear la apertura del seccionador.

f.- Se abre el seccionador SL con lo que la llave en A2 queda retenida y la llave en A5 libre de girar.

g.- Se gira la llave en A5 para bloquear el cierre del seccionador SL y liberar la llave A5.

h.- Se extrae la llave de A5 y se introduce en la cerradura A5 del interruptor para desbloquear su operación.

Con estas acciones se desenergiza la salida de línea y realizando el proceso inverso se energiza la salida de línea.

7.10.2. Puesta a tierra de la salida de línea

Condición de los equipos:

Antes de proceder a la maniobra se debe verificar el estado de los equipos los cuales deben ser: Seccionador de línea (SL) abierto y Seccionador de puesta a tierra (SPAT) abierto.

a.- Realizar la maniobra 7.10.1 con lo que la llave en la cerradura A1 en SL puede girar libremente.

b.- Girar la llave en A! Para bloquear el cierre de SL.

c.- Extraer la llave de A1 e introducirla en la cerradura A1 de SPAT.

d.- Girar la llave para desbloquear el cierre de SPAT.

e.- Cerrar SPAT. Con esta acción la llave en A1 Queda retenida.

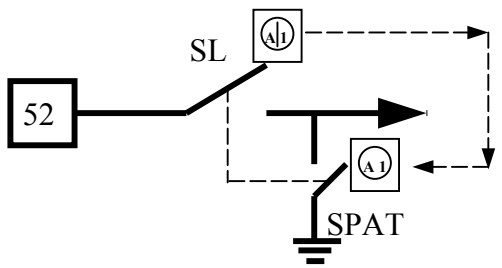


Figura 7.4

Capitulo VIII
APANTALLAMIENTO CONTRA DESCARGAS ATMOSFERICAS

8. APANTALLAMIENTO CONTRA DESCARGAS ATMOSFERICAS

Adicional a los danos que los cortocircuitos puedan crear a los equipos de una subestación encontramos las sobre tensiones, que pueden originarse por descargas atmosféricas o por maniobras.

Las primeras de las mencionadas se origina a consecuencia de los efectos de los rayos o incidentes en las líneas o la subestación, dando origen a dos tipos de protecciones que son necesarias implementar para contrarrestar el efecto de ellas.

Las sobre tensiones por rayo pueden ser de dos tipos, aquellas que entran en la subestación pos las líneas de transmisión y por incidencia directa sobre ella.

El primer tipo de sobre tensión se limita mediante pararrayos o descargadores, para evitar el segundo se instalan en la subestación conductores denominados cables de guarda y puntas Franklin o bayonetas.

8.1. CABLES DE GUARDA

Son guayas de acero instalados a una altura superior a la del mayor equipo existente en la subestación.

Por lo general se usan guayas de diámetro 3/8” o 5/16”, aunque en la actualidad debido a los altos niveles de corriente de cortocircuito se esta incrementando el uso del cable alumoweld.

Para determinar la mínima altura de instalación del cable de guarda se puede usar

el modelo matemático presentado por Abdul Mousa en la revista del cual se presenta un ejemplo en la sección 7.3.

8.2. PUNTAS FRANKLIN

Las puntas Franklin, bayonetas o astas son varillas de acero, colocadas sobre los castilletes, cuya función es la misma que la del cable de guarda.

Altura de una punta Franklin

Para determinar la altura de una punta Franklin se usa el método presentado en el Libro Manual de Distribución de la empresa ABB.

Altura de cuatro Puntas ubicadas en un pórtico de barras.

Para determinar la altura mínima de colocación de este arreglo de puntas se puede utilizar el modelo matemático de Abdul Mousa.

A continuación se presentan dos ejemplos de uso de estos métodos.

8.3. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN

8.3.1. Área de 115 kV y 69 kV.

Para la protección contra descargas atmosféricas en la subestación objeto del análisis se utilizaran:

Tabla 8.1

	Nivel 115 kV	**Nivel 69 kV**
Cable de Guarda:	Alumoweld 7 # 9	Alumoweld 7 # 9
Punta Franklin:	1,5 m de longitud	1,0 m de longitud

Los puntos mas desfavorables de la instalación a la cual se le esta calculando la altura del Cable de Guarda y las Puntas Franklin, corresponde a las siguientes

partes de la Subestación:

- Llegadas de líneas en 115 kV (Conductores 500 MCM) las cuales tienen una altura de montaje de aproximadamente 14,5 m.

- Llegadas de líneas en 69 kV (Conductores 266,8 MCM) las cuales tienen una altura de montaje de aproximadamente 12 m.

- Tramo de Barras de 115 kV las cuales tienen una altura de 17,5 m.

- Tramo de Barras de 69 kV las cuales tienen una altura de 16,0 m .

- Punto más elevado del transformador de Potencia 69/13,8 kV, ubicado a una altura de 4,8 sobre el nivel del piso y alejado 6,9 m de la columna.

8.3.2. Metodología para dos (2) cables de guarda y cuatro (4) puntas Franklin

La metodología utilizada en este documento para el Cálculo del Cable de Guarda y para cuatro Puntas Franklin, es la presentada por Abdul Mousa en la revista IEEE TRANSACTION No 4 del año 1976 Pagina 95, denominada "SHIELDING OF HIGH VOLTAGE AND EXTRA HIGH VOLTAGE SUBSTATIONS"

Las ecuaciones utilizadas en el Cálculo de apantallamiento son:

8.3.2.1. Para dos (2) Cables de Guarda.

$$H_{\min} = r_{sc} - \sqrt{r_{sc}^2 - [D/2]^2} \qquad \text{Ec. 8.1.}$$

donde:

H_{min} :Altura mínima de separación entre el cable de guarda y el conductor de potencia.

r_{sc} : Radio de influencia del cable de guarda.

D : Distancia de separación entre los cables de guarda.

Para el Cálculo del Radio de influencia del Cable de Guarda se necesita:

$$Z_c = 60 \times Ln\left(\frac{2 \times h_{prom}}{r_e}\right) \qquad \text{Ec. 8.2.}$$

$$h_{prom} = h_t - \frac{2}{3} \times F \qquad \text{Ec. 8.3.}$$

donde:

h_{prom} : Altura promedio del cable de potencia.

r_e : Radio externo del conductor.

h_t : altura del conductor.

F : Flecha del conductor.

$$I_C = 2 \times \frac{V_{CFO}}{Z_C} \qquad \text{Ec. 8.4.}$$

$$V_{CFO} = \frac{NBI}{0{,}961} \qquad \text{Ec. 8.5.}$$

donde:

Ic : Corriente critica de descarga.

V_{CFO} : Tensión critica de flameo. (Este valor se obtiene de la tabla 8.2 al final del capitulo.

Zc : Impedancia del conductor.

NBI : Nivel Básico de impulso.

Luego tenemos que:

$$R_{SC} = 9{,}06 \times (I_C)^{\frac{2}{3}} \qquad \text{Ec. 8.6.}$$

La altura mínima que deben tener los dos cables de guarda en las llegadas de línea de 115 y 69 kV, es por lo tanto:

8.3.2.1.1. Nivel 115 kV.

Datos:

Lv : Longitud del vano 50 m.

F = 0,03 x 50 = 1,5 m (3% del vano).

H_t = 14,5 m.

Con estos datos se obtiene la altura promedio del conductor :

h_{prom} = 13,5 m.

Luego la impedancia del cable de potencia Zc es:

R_e : Conductor ACAR 500 MCM = 0,0103 m.

Zc = 472 Ω.

Con la impedancia del conductor, la tensión critica de flameo V_{CFO} y el valor de la impedancia se obtiene la corriente critica de descarga "Ic":

V_{CFO} = 1015 kV (condición más desfavorable).

Ic = 4,3 kA.

Luego con la para el radio se obtiene el radio de influencia del cable de guarda r_{sc}:

R_{sc} = 24,0 m

Con el r_{sc} y la distancia de separación de los cables de guarda se obtiene la altura mínima de separación entre el cable de guarda y el cable de potencia H_{min} :

H_{min} = 0,53 m.

La distancia de separación real entre el cable de guarda y el cable de potencia en la subestación Santa Rosa es de 2,5 m. lo cual ratifica que la protección contra rayos a través de cable de guarda para el nivel de 115 kV es adecuada.

8.3.2.1.2. Nivel 69 kV.

Se realizaran los cálculos con el conductor ACAR 250 MCM (línea 1) ya que al usar el diámetro de este conductor se obtiene un radio de influencia del cable de guarda menor.

Datos:

Lv : Longitud del vano 50 m.

F = 0,03 x 50 = 1,5 m (3% del vano).

H_t = 12,5 m.

Con estos datos se obtiene la altura promedio del conductor:

h_{prom} = 11,5 m.

Luego con la altura promedio y el radio externo del conductor se calcula la impedancia del cable de potencia Zc:

R_e : Conductor ACAR 250 MCM = 0,00728 m.

Zc = 483 Ω.

Con la impedancia del conductor y la tensión critica de flameo o descarga se obtiene la corriente critica de descarga Ic:

V_{CFO} = 1015 kV (condición más desfavorable).

Ic = 2,77 kA.

Luego con la Ic se obtiene el radio de influencia del cable de guarda r_{sg} :

R_{sc} = 17,88 m

Con el r_{sc} y la distancia de separación de los cables de guarda se obtiene la altura mínima de separación entre el cable de guarda y el cable de potencia H_{min}:

H_{min} = 0,46 m.

La distancia de separación real entre el cable de guarda y el cable de potencia en la subestación bajo estudio es de 1,5 m. lo cual ratifica que la protección contra rayos a través de cable de guarda para el nivel de 69 kV es adecuada.

8.3.2.2. Protección con Cuatro (4) Puntas Franklin.

Para el Cálculo de las Puntas Franklin que protegerán a los tramos de barras ubicados en la parte interna de los pórticos de 115 y 69 kV se tiene:

Ecuaciones presentadas:

$$b_{\min} = r_{sc} - \sqrt{r_{sc}^2 - d^2} \qquad \text{Ec. 8.7.}$$

$$d = \sqrt{d_1^2 + d_2^2} \qquad \text{Ec. 8.8.}$$

donde:

b_{min} = Distancia entre el extremo superior de la Punta Franklin y la línea o equipo a proteger.

R_{sc} : Radio de influencia de la Punta Franklin.

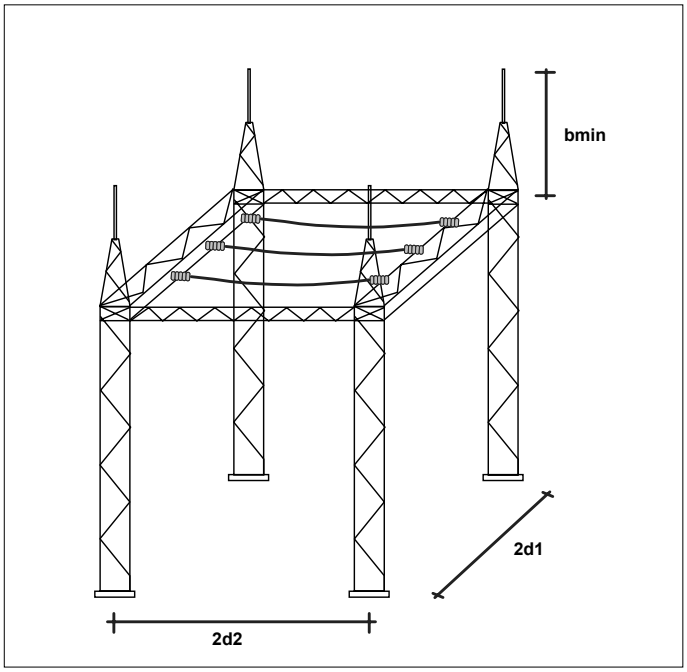
$2d_1$: Ancho del pórtico.

$2d_2$: Largo del pórtico.

Luego como el ancho y el largo de los pórticos son iguales se tiene:

$d_1 = d_2$

$$d = \sqrt{2d_1^2}$$



8.3.2.2.1. Para el tramo de Barras de 115 kV :

Datos:

$2 \times d_1$: Longitud del vano 10 m.

F = 0,02 x 10 = 0,2 m (2% del vano).

h_t = 17,5 m.

Con estos datos se obtiene la altura promedio del conductor:

h_{prom} = 17,5 - 2 x 0,016 / 3 m.

h_{prom} = 17,36

Luego con la altura promedio y el radio externo del conductor se calcula la impedancia del cable de potencia Zc:

R_e : Conductor COBRE 750 MCM = 0,01265 m.

Zc = 475 Ω.

Con la impedancia del conductor y la tensión critica de flameo se obtiene la corriente critica de descarga Ic :

V_{CFO} = 1015 kV (condición más desfavorable).

Ic = 4,27 kA.

Luego con la Ic se obtiene el radio de influencia del cable de guarda r_{sg} :

r_{sc} = 23,84 m

Con el r_{sc} y la distancia "d" se obtiene la altura mínima de separación entre la

Punta Franklin y el cable de potencia b_{min} :

b_{min} = 1,07 m.

La distancia de separación real entre el extremo superior de la Punta Franklin y el cable de potencia en la subestación bajo estudio es de 4,0 m. lo cual ratifica que la protección contra rayos a través de Puntas Franklin para el Tramo de barras a nivel de 115 kV es adecuado.

8.3.2.2.2. Para el tramo de Barras de 69 kV :

Datos:

$2d_1$: Longitud del vano 8 m.

F = 0,02 x 8 = 0,016 m (2% del vano).

h_t = 16,0 m.

Con estos datos se obtiene la altura promedio del conductor :

h_{prom} = 17,5 - 2 x 0,016 / 3 m.

h_{prom} = 15,86

Luego con la altura promedio y el radio externo del conductor se calcula la impedancia del cable de potencia Zc :

R_e : Conductor COBRE 500 MCM = 0,0103 m.

Zc = 482 Ω.

Con la impedancia del conductor y la tensión critica de flameo se obtiene la corriente critica de descarga Ic :

V_{CFO} = 670 kV (condición más desfavorable).

Ic = 2,78 kA.

Luego con la Ic se obtiene el radio de influencia del cable de guarda r_{sg} :

r_{sc} = 17,91 m

Con el r_{sc} y la distancia "d" se obtiene la altura mínima de separación entre la Punta Franklin y el cable de potencia b_{min} :

b_{min} = 0,92 m.

La distancia de separación real entre el extremo superior de la Punta Franklin y el cable de potencia en la subestación bajo estudio es de 2,5 m. lo cual ratifica que la protección contra rayos a través de Puntas Franklin para el Tramo de barras a nivel de 69 kV es adecuado.

8.3.3. Metodología para una Punta Franklin

Útil para verificar que el punto más elevado del transformador de Potencia 69/13,8 kV, ubicado a una altura de 4,8 sobre el nivel del piso y alejado 6,9 m de la columna, este protegido contra descargas atmosféricas se tiene:

La metodología para determinar el radio de influencia de una punta Franklin es la presentada en las paginas 392 y 393 del " MANUAL DE LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA ", presentada por la empresa ABB y editada en 1983 por URMO, S.A. de Ediciones.

Ecuaciones presentadas.

$$X_T = Y \times Tg(\theta_B) \qquad \text{Ec. 8.9}$$

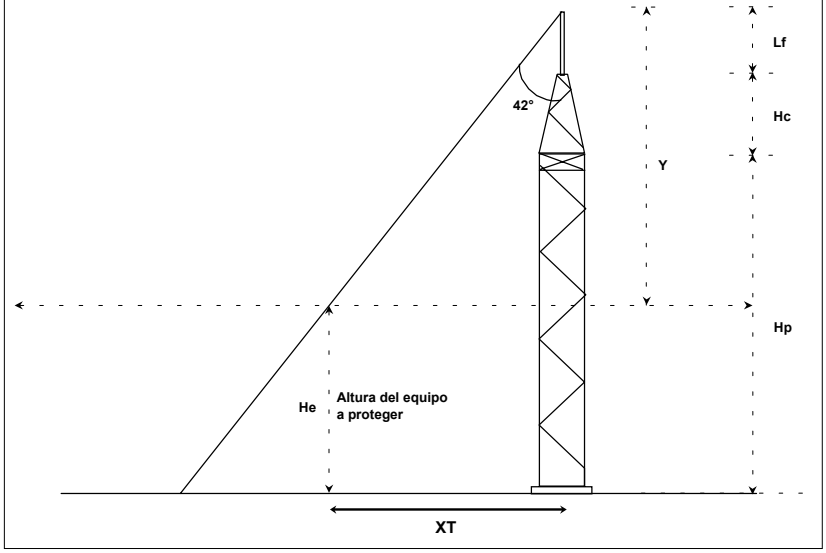
donde:

X_T : Distancia horizontal protegida por la punta Franklin.

Y : Altura de protección de la punta Franklin.

θ_B : Ángulo de blindaje.

Fig. 1 ZONA DE PROTECCION DE LA PUNTA FRANKLIN



En la figura # 1 se puede observar:

Hp : Altura del pórtico = 12,5 m.

Hc : Altura del Castillete = 1,5 m.

He : Altura del equipo a proteger = 4,8 m.

Lf : Longitud de la Punta Franklin = 1,0 m.

θ_B : Ángulo de blindaje = 42° según normas DIN VDE

Tenemos que:

Y = Hp + Hc + Lf - He

Y = 10,2 m.

Luego tenemos que:

X_T = 9,18 m.

Con lo cual se verifica que el transformador 69/13,8 kV esta protegido contra descargas atmosféricas.

Las Puntas Franklin y los Cables de Guarda representan un medio de protección contra las descargas atmosféricas directas. Con los cálculos realizados anteriormente se verifica que en la Subestación 115/69/13,8 kV bajo estudio existe un buen dimensionamiento de estas protecciones y que los equipos están apantallados y protegidos contra descargas atmosféricas directas.

Tabla 8.2 **STANDART STRING FLASHOVER CHARACTERISTICS OF SUSPENSIÓN INSULATORS.**
Based on test procedures of ANSI C29.1

Disc Dia. X spacing	No. of Unit		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
6"x5 1/2"	Low-Frecuency Average Flashover	Dry/kV	60	120	175	225	275	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Wet/kV	30	55	80	105	130	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Critical-Impulse Average Flashover	Positive/kV	100	200	300	385	460	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Negative/kV	100	190	275	355	435	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7 1/2"x5 3/4"	Low-Frecuency Average Flashover	Dry/kV	65	130	190	245	295	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Wet/kV	35	65	95	130	165	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Critical-Impulse Average Flashover	Positive/kV	115	225	310	390	465	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Negative/kV	115	215	305	375	455	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10"x5"	Low-Frecuency Average Flashover	Dry/kV	80	145	200	250	300	345	390	440	485	530	575	615	660	700	745	785	825	865	905	945	985	1025	1065	1105	1145
		Wet/kV	50	85	125	160	200	235	270	305	340	380	416	450	485	520	555	585	615	650	680	715	745	775	805	835	865
	Critical-Impulse Average Flashover	Positive/kV	125	250	335	420	490	565	645	720	790	865	935	1000	1075	1145	1220	1290	1365	1435	1510	1580	1650	1720	1790	1860	1930
		Negative/Kv	130	240	325	395	465	535	605	680	760	835	905	985	1060	1140	1210	1290	1365	1435	1510	1585	1660	1735	1810	1885	1960
10"x5 3/4"	Low-Frecuency Average Flashover	Dry/kV	80	155	215	270	325	380	435	485	540	590	640	690	735	785	830	875	920	965	1010	1055	1100	1145	1190	1235	1280
		Wet/kV	50	90	130	170	215	255	295	335	375	415	455	490	525	565	600	635	670	705	740	775	810	845	880	915	950
	Critical-Impulse Average Flashover	positive/kV	125	265	355	440	525	610	695	780	860	945	1025	1105	1185	1265	1345	1425	1505	1585	1665	1745	1825	1905	1985	2065	2145
		Negative/kV	130	255	345	415	495	585	670	760	845	930	1015	1105	1190	1275	1360	1440	1530	1615	1700	1785	1870	1955	2040	2125	2210
11"x6 1/8"	Low-Frecuency Average Flashover	Dry/kV	80	155	220	275	330	385	435	490	540	595	645	695	745	790	840	890	935	980	1025	1070	1115	1160	1205	1250	1290
		Wet/kV	50	85	120	160	200	240	280	320	360	400	440	475	510	545	580	615	650	685	720	750	785	815	850	880	915
	Critical-Impulse Average Flashover	positive/kV	140	255	360	450	540	630	720	810	900	990	1075	1160	1245	1330	1415	1500	1585	1670	1755	1840	1925	2010	2095	2180	2260
		Negative/kV	140	255	345	425	515	610	700	790	880	970	1060	1150	1240	1330	1420	1510	1605	1700	1795	1890	1985	2080	2175	2270	2365
12 5/8"x7 3/4"	Low-Frecuency Average Flashover	Dry/kV	95	180	260	335	400	465	530	595	660	720	780	840	895	950	1005	1060	1115	1170	1225	1280	1335	1390	1445	1500	1555
		Wet/kV	55	100	145	190	235	280	325	370	415	460	510	555	595	635	675	720	760	800	840	880	920	960	995	1030	1065
	Critical-Impulse Average Flashover	positive/kV	145	270	400	495	590	685	775	870	965	1060	115	1250	1350	1440	1530	163	1725	1820	1915	2010	2100	2190	2280	2370	2460
		Negative/kV	150	255	380	465	580	680	780	880	975	1080	1180	1280	1380	1480	1580	1680	1780	1880	1980	2080	2175	2270	2365	2460	2550
10"x5 3/4" FOG TYPE	Low-Frecuency Average Flashover	Dry/kV	100	160	220	275	335	390	440	490	540	590	635	680	730	775	820	865	910	955	1000	1040	1080	1115	1150	1185	1220
		Wet/kV	60	95	130	165	200	235	270	305	335	365	395	425	455	480	505	530	555	580	605	625	645	665	685	705	720
	Critical-Impulse Average Flashover	Positive/kV	150	270	380	475	570	665	750	835	920	1005	1090	1175	1260	1345	1430	1515	1600	1685	1770	1850	1930	2010	2090	2170	2250
		Negative/kV	160	260	355	435	520	605	690	775	860	950	1040	1130	1220	1310	1400	1490	1585	1670	1755	1840	1925	2010	2.095	2180	2265
11 1/2"x61/4" FOG TYPE	Low-Frecuency Average Flashover	Dry/kV	100	170	240	300	360	420	475	530	585	640	690	740	790	840	885	930	975	1020	1065	1110	1155	1195	1235	1270	1305
		Wet/kV	60	105	145	185	225	265	305	345	380	415	450	485	520	555	590	620	650	680	705	730	750	770	785	800	815
	Critical-Impulse Average Flashover	Positive/kV	160	280	405	500	605	710	810	905	1000	1095	1185	1275	1365	1455	1545	1635	1725	1815	1905	1995	2085	2175	2265	2355	2460
		Negative/kV	170	280	380	480	580	675	760	855	950	1045	1140	1235	1330	1425	1520	1615	1.710	1805	1900	1995	2090	2185	2280	2370	2460
12 5/8"x7" FOG TYPE	Low-Frecuency Average Flashover	Dry/kV	110	175	240	300	360	420	475	353	595	650	695	745	795	845	895	940	990	1040	1135	1175	1220	1260	1305	1345	1,345
		Wet/kV	65	125	160	195	235	275	310	345	385	420	455	495	535	570	605	635	665	695	725	755	780	805	830	850	870
	Critical-Impulse Average Flashover	positive/kV	160	280	390	490	595	710	820	930	1040	1140	1235	1330	1425	1515	1610	1725	1825	1930	2030	2130	2230	2330	2430	2530	2630
		Negative/kV	170	245	355	465	580	690	800	910	1020	1130	1225	1315	1410	1500	1600	1705	1815	1925	2025	2130	2240	2340	2440	2540	2640
15 3/4"x7 3/4" FOG TYPE	Low-Frecuency Average Flashover	Dry/kV	120	185	260	340	415	485	555	620	695	755	815	875	935	995	1055	1115	1173	1235	1295	1355	1410	1470	1525	1580	1635
		Wet/kV	70	125	170	215	260	305	350	395	440	485	530	575	620	665	710	755	795	840	885	930	970	1015	1060	1105	1150
	Critical-Impulse Average Flashover	Positive/kV	180	345	480	600	720	840	960	1080	1195	1310	1430	1550	1665	1780	1900	2020	2130	2250	2370	2470	2605	2720	2835	2950	3065
		Negative/kV	190	315	435	550	670	780	900	1015	1130	1245	1370	1490	1610	1730	1845	1960	2075	2185	2300	2415	2505	2640	2750	2865	2980

Capitulo IX
ISOMÉTRICO DE CARGA

9. ISOMÉTRICO DE CARGAS.

9.1. GENERAL.

Las estructuras metálicas para pórticos y estructuras soporte de equipos que se utilizan en una subestación son por lo general estructuras de celosía, vigas doble T, postes y perfiles L, tubos conduven de sección circular o cuadrada y en algunos casos hasta de concreto centrifugado. El uso de cualquiera de ellas dependerá en mucho, de los criterios de los diseñadores o debido a las condiciones ambientales reinantes en la localidad de la subestación, tal como es el caso del uso de estructuras de concreto centrifugado en las zonas costeras.

La construcción de tales estructuras esta basada en la configuración geométrica de la subestación y deben estar en capacidad de soportar los esfuerzos que sobre ella estarán incidiendo en forma permanente o eventual cada una de las cargas.

Los esfuerzos obtenidos de esta manera deberán ser comparados con los esfuerzos que puedan soportar las estructuras en caso de subestaciones existentes y en el caso de las subestaciones nuevas las estructuras deberán exceder los mismos.

La responsabilidad del diseño de las estructuras recae sobre ingenieros pertenecientes a las disciplinas civil, mecánica o electromecánica, sin embargo, en virtud de que el conocimiento de las cargas a las cuales estarán sujetos tales componentes de la subestaciones es propio del ingeniero electricista de diseño, urge la necesidad de presentar a los primeros las carga que estarán incidiendo en las estructuras, por esta razón se hace necesario conocer mediante un diagrama de línea los esfuerzos y las dimensiones que deberá poseer estos componentes de la

subestación, este diagrama lleva por nombre Isométrico de carga.

9.2. TIPOS DE CARGAS.

Las cargas producidas por los equipos, conductores y los cables de guarda del sistema sobre los pórticos y estructuras soportes, son de tres tipos:

9.2.1. Carga longitudinal

Esta carga es producida por la tensión mecánica longitudinal de cada conductor o cable de guarda en su tendido aéreo en condiciones de temperatura mínima y viento máximo.

9.2.2. Carga vertical

Esta carga es producto del peso de los conductores, cables de guarda, cadenas de aisladores, herrajes y equipos sobre la estructura o soporte.

9.2.3. Carga transversal

Esta carga es producto de la presión del viento sobre los conductores, cable de guarda cadenas, herrajes y equipos que se trasmiten al punto de sujeción en los pórticos más la componente transversal de la carga longitudinal del conductor y cable de guarda en caso de que haya deflexión horizontal (ángulo) en la fijación de los mismos.

9.3. IDENTIFICACIÓN DE LAS CARGAS VERTICALES.

Las cargas verticales que se consideran son:

- Peso de los equipos montados sobre vigas y columnas.
- Peso de dos (2) personas de 100 kg c/u, aplicadas en el centro de las vigas
- Peso de herrajes

- Peso de cadenas de amarre o suspensión
- Peso de aisladores soporte
- Peso de medio vano de conductor
- Peso de medio vano de cable de guarda

9.4. CARGAS LONGITUDINALES.

Se consideran cargas longitudinales aquellos esfuerzos ejercidos por las barras tendidas y el cable de guarda sobre la estructura en la dirección del eje de estos, obtenidas por medio de la ecuación de cambio de estado.

Las condiciones para determinar esta fuerza son:

Condiciones iniciales

Tensión mínima calculada con velocidad del viento igual a 0 km/h, temperatura máxima 70 °C (o de la zona) y flechas máximas.

Las flechas máximas pueden considerarse de la siguiente manera:

- 3 m en caso de llegadas de líneas
- 2 % del vano en caso de los conductores tendidos, según CADAFE y para vanos de hasta 20m.
- 3 % del vano en caso de los conductores tendidos, según CADAFE y para vanos entre 20m y 80 m.
- 5 % del vano en caso de los conductores tendidos, según CADAFE y para vanos mayores de 80 m.

Condiciones finales

Velocidad 120 km/h, temperatura mínima y tensión máxima la cual se obtendrá mediante la ecuación de cambio de estado.

9.4.1. Ecuaciones para el cálculo mecánico del conductor

9.4.1.1. Tensión mínima

La ecuación a utilizar para obtener esta tensión mínima será la utilizada para el calculo de la flecha, la ecuación es la siguiente:

$$Tmin = \frac{(vano)^2 \text{ x peso del conductor}}{8 \text{ x Flecha Maxima}} \qquad \text{Ec. 9.1.}$$

9.4.1.2. Ecuación de cambio de estado

$$Tf^3 + \left[\frac{d^2 \text{ x } Pi^2 \text{ x A x E}}{24\ Ti^2} + A \text{ x E x } \alpha(\theta f - \theta i) - Ti\right] Tf^2 - \frac{d^2 \text{ x } Pf^2 \text{ x A x E}}{24} = 0 \qquad \text{Ec. 9.2}$$

Donde:

A = Sección del conductor en mm²

d = Vano horizontal

α = Coeficiente de dilatación líneal del conductor en $°C^{-1}$

E = Módulo de elasticidad del conductor en kg/mm²

Estado Inicial:

Ti = Tensión horizontal del conductor en kg

θi = Temperatura del conductor en °C

Pi = Peso unitario del conductor en kg/m

Estado final:

Tf = Tensión horizontal del conductor a calcular en kg

θf = Temperatura del conductor en °C

Pf = Peso unitario del conductor en kg/m

9.5. CARGAS TRANSVERSALES.

Son las obtenidas debido a la presión del viento sobre los conductores, el valor de la carga estará en función de la presión que ejerce el viento sobre la superficie de la estructura. La velocidad del viento a considerar será la máxima existente en la zona de ubicación de subestación, en caso de que no se conozca esta información se podrá considerar una velocidad del viento igual a 120 km/h para efectos de los cálculos, velocidad recomendada por CADAFE en sus normas.

9.6. REPRESENTACIÓN DE LAS CARGAS.

Estas cargas estarán reflejadas en un diagrama isométrico en el plano correspondiente, bajo la configuración similar a la indicada en la figura 9.1.

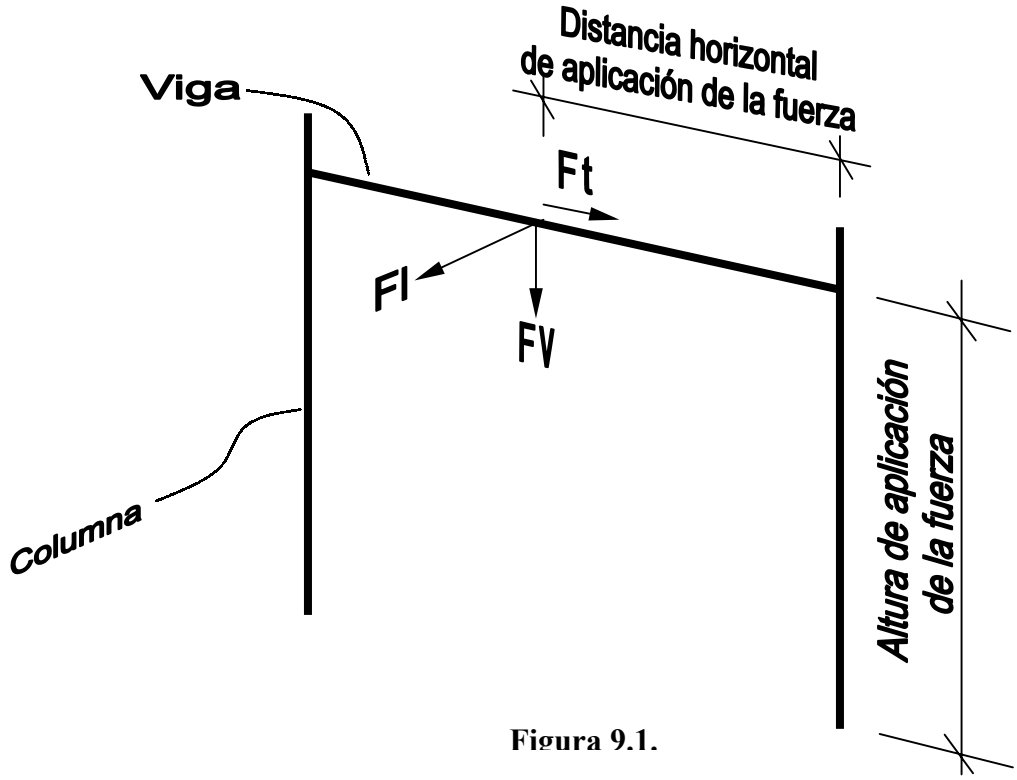

Distancia horizontal
de aplicación de la fuerza
Viga
Ft
Fl
FV
Columna
Altura de aplicación
de la fuerza

Figura 9.1.