
Redes de Distribución de Energía

SAMUEL RAMIREZ CASTAÑO

**Universidad Nacional de Colombia
Tercera Edición
Manizales**

Tabla de contenido

Página

Introducción

CAPITULO 1. CONCEPTOS FUNDAMENTALES	1
1.1 Ubicación y conformación de un sistema de distribución.	2
1.2 El proyecto integral de distribución.	3
1.2.1 Flujograma de cálculo.	3
1.2.2 Requisitos que debe cumplir un sistema de distribución.	5
1.2.3 Diseño del sistema.	5
1.2.4 Selección de equipos.	5
1.3 Clasificación de los sistemas de distribución de acuerdo a su construcción.	6
1.3.1 Redes de distribución aéreas.	6
1.3.2 Redes de distribución subterráneas.	7
1.4 Clasificación de los sistemas de distribución de acuerdo a los voltaje nominales	8
1.4.1 Redes de distribución secundarias	8
1.4.1.1 Monofásico trifilar 240/120V con punto central a tierra.	8

1.4.1.2	Trifásico tetrafilar 208/120 V con neutro a tierra y 220/127 V con neutro a tierra.	8
1.4.1.3	Trifásico en triángulo con transformadores monofásicos, de los cuales uno solo tiene conexión a tierra 240/120 voltios.	8
1.4.1.4	Trifásico 480/277 voltios en estrella.	8
1.4.1.5	Trifásico 480/240 voltios en delta.	8
1.4.2	Redes de distribución primarias.	8
1.5	Clasificación de las redes de distribución de acuerdo a su ubicación geográfica	8
1.5.1	Redes de distribución urbanas.	9
1.5.2	Redes de distribución rurales.	10
1.5.3	Redes de distribución suburbanas.	11
1.5.4	Redes de distribución turísticas.	11
1.6	Clasificación de las redes de distribución de acuerdo al tipo de cargas.	11
1.6.1	Redes de distribución para cargas residenciales.	11
1.6.2	Redes de distribución para cargas comerciales.	11
1.6.3	Redes de distribución para cargas industriales.	11
1.6.4	Redes de distribución para cargas de alumbrado público	12
1.6.5	Redes de distribución para cargas mixtas.	12
1.7	Clasificación de las cargas de acuerdo a su confiabilidad.	12
1.7.1	Cargas de primera categoría.	12
1.7.2	Cargas de segunda categoría	12
1.7.3	Cargas de tercera categoría.	12
1.8	Aspectos generales sobre planeamiento de sistemas de distribución.	12
1.8.1	Objetivos de planeamiento.	12
1.8.2	Proceso para el planeamiento.	13
1.8.3	Factores que afectan el planeamiento del sistema de distribución.	13
1.8.4	Técnicas actuales de planeamiento de sistemas de distribución.	15
1.8.5	Modelos de planeamiento de sistemas de distribución.	16
1.8.6	Planeamiento de sistemas de distribución.	16
CAPITULO 2.	CARACTERÍSTICAS DE LAS CARGAS.	17
2.1	Influencia de las características de las cargas sobre redes de distribución.	18
2.2	Densidad de carga.	18
2.3	Carga Instalada.	19
2.4	Capacidad instalada.	19
2.5	Carga máxima.	20
2.6	Número de horas de carga equivalente (EH)	20

2.7	Demanda $D(t)$	21
2.8	Curvas de carga diaria.	21
2.9	Curvas de duración de carga diaria $CDC(t)$	21
2.10	Curva de carga anual.	23
2.11	Curva de duración de carga anual	23
2.12	Tasa de crecimiento de la demanda	25
2.13	Carga promedio de D_p	26
2.14	Factor de demanda F_D	26
2.15	Factor de utilización F_U	26
2.16	Factor de planta F_{PL}	27
2.17	Factor de potencia $\cos\Phi$	27
2.18	Factor de carga F_C	28
2.19	Factor de diversidad del grupo F_{div}	29
2.20	Factor de coincidencia F_{co}	31
2.21	Factor de contribución C_i	32
2.22	Curvas de demanda máxima diversificada.	33
2.23	Curvas de factores de diversidad.	34
2.24	Cargas de diseño para redes de distribución.	35
2.25	Demanda coincidente por servicio y demanda total.	36
2.26	Método analítico para determinar la demanda máxima.	37
2.27	Pérdidas de potencia y energía.	44
2.28	Horas equivalentes de pérdidas LEH	44
2.29	Factor de pérdidas f_{perd}	45
2.30	Porcentaje de pérdidas y pérdidas de potencia y energía.	46
2.31	El factor de pérdidas en función de la curva de duración de carga.	47
2.32	Relación entre el factor de carga y el factor de pérdidas.	56
 CAPITULO 3. PARÁMETROS BÁSICOS PARA EL CÁLCULO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN.		65
3.1	Los materiales para conductores electricos.	66
3.1.1	El cobre.	66
3.1.2	El aluminio.	66

3.2	Características generales de los conductores.	67
3.2.1	Densidad del cobre.	67
3.2.2	Densidad del alambre de acero revestido de cobre.	67
3.2.3	Densidad de los alambres de aluminio (estirado en frío comercialmente)	67
3.2.4	Densidad y peso específico de alambre y acero galvanizado.	67
3.2.5	Porcentaje de conductividad.	68
3.2.6	Norma internacional de cobre recocido (IACS).	68
3.3	Propiedades de los conductores.	68
3.3.1	Conductores eléctricos (formas).	68
3.3.2	Definiciones de los conductores eléctricos.	68
3.3.3	Tamaño de los conductores (AWG).	69
3.4	Los conductores trenzados.	70
3.4.1	Número de alambres en un conductor estándar.	70
3.4.2	Tamaños de alambres en conductores trenzados.	71
3.4.3	Diámetro de los conductores trenzados.	71
3.4.4	Área de los conductores trenzados.	72
3.4.5	Efectos del trenzado.	72
3.5	Conductores compuestos.	72
3.6	Resistencia de los conductores.	72
3.6.1	Resistencia a la corriente directa.	73
3.6.2	Efecto del cableado sobre la resistencia.	73
3.6.3	Efecto de la temperatura sobre la resistencia.	74
3.6.4	Resistencia a la corriente alterna.	76
3.7	Inductancia y reactancia inductiva.	82
3.7.1	Definición de inductancia.	82
3.7.2	Inductancia de un conductor debida al flujo interno.	82
3.7.3	Inductancia de un conductor debido al flujo externo.	85
3.7.4	Inductancia de una línea bifilar monofásica.	86
3.7.5	Enlaces de flujo de un conductor en un grupo.	88
3.7.6	Inductancias de líneas de cables.	89
3.7.7	Radio medio geométrico de los conductores RMG.	91
3.7.8	Distancia media geométrica DMG.	92
3.7.9	Reactancia inductiva.	96
3.8	Resistencia y reactancia aparentes de cables subterráneos.	96
3.9	Inducción de cables en paralelo.	102
3.10	Capacitancia y reactancia capacitiva.	104

3.10.1	Cable monopolar con cubierta o pantalla metálica.	105
3.10.2	Cable tripolar con cubierta común.	106
3.10.3	Reactancia capacitiva.	107
3.11	Clasificación de las líneas según su longitud.	108
3.11.1	Líneas cortas.	108
3.11.2	Líneas medianas.	109
3.11.2.1	Circuito equivalente T_e nominal.	109
3.11.2.2	Circuito equivalente π nominal.	110
3.12	Clasificación de las líneas según sus características eléctricas y magnéticas.	110
3.12.1	Línea no inductiva con carga no inductiva.	111
3.12.2	Línea no inductiva con carga inductiva.	111
3.12.3	Línea inductiva con carga no inductiva	112
3.12.4	Línea inductiva con carga inductiva.	112
3.12.4.1	Condiciones de recepción conocidas.	112
3.12.4.2	Condiciones de envío conocidas.	113
CAPITULO 4.	IMPEDANCIA, CAÍDA DE VOLTAJE Y REGULACIÓN.	115
4.1	Impedancia.	116
4.2	Impedancia de secuencia cero	118
4.2.1	Cable trifásico con forro metálico.	118
4.2.2	Cables unipolares con forro metálico.	124
4.3	Deducción de la ecuación para el momento eléctrico en función de la regulación conocidas las condiciones de recepción.	127
4.4	Deducción de la ecuación para el momento eléctrico en función de la regulación conocidas las condiciones de envío.	129
4.5	Momento eléctrico en función de la regulación para los diferentes sistemas de distribución.	131
4.5.1	Sistema monofásico trifilar	132
4.5.2	Sistema trifásico tetrafilar.	132
4.5.3	Sistema bifásico bifilar ($2f - 2H$).	132
4.6	Expresión general para el momento eléctrico en función de la regulación.	134
4.7	Regulación en una línea con cargas uniformemente distribuidas.	135
4.8	Factor de distribución de carga para red radial con carga regular e irregular.	136
4.9	Límites de regulación de tensión para líneas cortas.	138
4.10	Deducción de expresiones para el cálculo de redes de distribución de corriente continua.	139

CAPITULO 5. PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y CALIBRE ECONÓMICO.	143
5.1 Introducción	144
5.2 Pérdidas en una línea de distribución con carga concentrada	145
5.3 Pérdidas de potencia en redes de distribución de corriente continua.	147
5.4 Pérdidas de potencia en función de los datos de la curva de carga.	149
5.5 Pérdidas eléctricas de una línea de distribución con una carga uniforme distribuída.	152
5.6 Factor de distribución de pérdidas	153
5.7 Niveles de pérdidas normalizados para el sistema.	156
5.8 Bases económicas para optimización de pérdidas.	158
5.8.1 Modelo económico de optimización de pérdidas.	158
5.8.2 Optimización económica de pérdidas en distribución.	163
5.8.3 El valor económico del kW y del kWh de pérdidas.	165
5.9 Cálculo de pérdidas en sistemas de distribución	166
5.9.1 Sistema primario y secundario.	166
5.9.2 Subestaciones y transformadores de distribución.	169
5.9.3 Corrección del factor de potencia.	171
5.9.4 Procedimiento simplificado (primera aproximación).	172
5.10 Optimización de pérdidas de distribución.	177
5.10.1 Separación de pérdidas técnicas en los sistemas primarios.	177
5.10.2 Separación de pérdidas técnicas en transformadores de distribución.	179
5.10.3 Separación de pérdidas técnicas en sistemas secundarios.	181
5.10.4 Reducción económica de pérdidas.	182
5.10.5 Criterio de diseño.	185
5.10.6 Requerimientos y términos de las especificaciones para evaluar transformadores de distribución.	185
5.11 Modelos analíticos computarizados.	186
5.11.1 Modelos de generación.	186
5.11.2 Modelos de transmisión.	186
5.11.3 Modelos de subtransmisión.	187
5.11.4 Modelo para el sistema primario.	188
5.11.5 Modelo del transformador básico.	190
5.11.6 Modelo del transformador de potencia.	190
5.11.7 Modelo de regulador.	191
5.11.8 Modelo para transformadores de distribución.	191
5.11.9 Modelos para sistemas secundarios.	191

5.12 Modelamiento de los contadores.	193
5.12.1 Distribución de la desviación media y estándar de la muestra.	193
5.12.2 Desarrollo del plan de muestreo.	194
5.12.3 Modelo para distribución de las medidas correctivas.	196
5.13 Modelamiento de acometidas.	198
5.14 Soluciones económicas y criterios de selección del conductor económico.	199
5.15 Características de pérdidas y cargabilidad económica de transformadores de distribución.	209
5.15.1 Generalidades.	209
5.15.2 Pérdidas de potencia y energía.	210
5.15.3 Valor presente de las pérdidas y cargabilidad económica.	212
5.16 Método SGRD (Sistema de Gerencia de Redes) de Optimización.	217
5.16.1 Penalización a la probabilidad de pérdida de carga (costo por baja confiabilidad).	217
5.16.2 Costos de inversión.	217
5.16.3 Función del costo.	217
5.16.4 Planeamiento del problema de optimización.	218
5.16.5 Solución: punto óptimo de operación de los transformadores existentes en la red.	218
5.16.6 Solucion: transformador óptimo de un sistema de distribución.	219
5.16.7 Solucion: cargabilidad con adición de transformadores a la red.	220
5.16.8 Plan de acción.	221
5.16.9 Consideraciones sobre niveles de pérdidas contemplados en la norma ICONTEC.	221
5.17 Conclusiones.	222
 CAPITULO 6. CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE.	 225
6.1 Corrientes en redes de distribución aéreas.	226
6.2 Corriente en cables subterráneos	228
6.2.1 Ley de Ohm térmica.	228
6.2.2 Resistencias térmicas.	234
6.2.2.1 Cálculo de las resistencias térmicas del aislamiento.	234
6.2.2.2 Cálculo de las resistividades térmicas de la cubierta.	236
6.2.2.3 Cálculo de las resistencias térmicas del aire dentro del ducto.	237
6.2.2.4 Cálculo de las resistencias térmicas del ducto.	237
6.2.2.5 Cálculo de las resistencias térmicas del terreno.	237
6.3 Factor de pérdidas en pantallas de los cables subterráneos.	241
6.3.1 Cables monopolares en formación trebol, pantallas aterrizadas en ambos extremos.	241
6.3.2 Cables monopolares en formación plana, pantallas aterrizadas en los extremos.	242

6.3.3	Cables tripolares con pantalla común.	243
6.4	Gráficas de capacidad de corriente en cables subterráneos.	243
6.5	Ejemplos	265
6.5.1	Cables en charolas.	265
6.5.2	Cables en ductos subterráneos.	266
6.5.3	Cables directamente enterrados.	266
6.5.4	Cables en canaletas (ejemplos de dimensionamiento).	267
6.6	Tablas de capacidad de corriente para otras condiciones de instalación.	269
6.7	Capacidad de corriente del aluminio comparada con la del cobre.	278
CAPITULO 7.	SOBRECARGAS, CORTOCIRCUITO Y TENSIONES INDUCIDAS	281
7.1	Sobrecargas.	282
7.2	Cortocircuito.	299
7.3	Tensiones inducidas en las pantallas metálicas.	301
7.3.1	Conexión a tierra.	303
7.3.2	Ejemplo.	304
CAPITULO 8.	CÁLCULO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIAS AÉREAS.	307
8.1	Generalidades.	308
8.2	Factores que afectan la selección de la potencia nominal de alimentadores primarios.	309
8.3	Comparación entre SDA (Sistemas de distribución aéreos) y los SDS (Sistemas de distribución Subterráneos).	309
8.3.1	Confiabilidad.	309
8.3.2	Equipo.	310
8.3.3	Terminología común para suiches de SDA y SDS.	310
8.3.3.1	Seccionador de apertura bajo carga (Loadbreak).	310
8.3.3.2	Régimen nominal continuo (Continuos rating).	310
8.3.3.3	Régimen nominal momentáneo (Momentary rating).	311
8.3.3.4	Régimen nominal de cortacircuito (Short circuit rating).	311
8.3.3.5	Cierre y enclavamiento (Close and latch).	311
8.3.3.6	Nivel Básico de aislamiento (BIL).	311
8.4	TOPOLOGÍAS BÁSICAS	311
8.4.1	Alimentador primario tipo radial.	311
8.4.2	Anillo primario	314
8.4.3	Sistema de red primaria.	314
8.5	Niveles de voltaje de alimentadores.	316

8.6	Cargas, ruta, número y tamaño de conductores de alimentadores primarios.	320
8.7	Líneas de enlace.	321
8.8	Salida de alimentadores primarios, desarrollo tipo rectangular.	321
8.8.1	Método de desarrollo para áreas de alta densidad de carga (secuencia 1-2-4-8-12 circuitos alimentadores).	321
8.8.2	Método de desarrollo para áreas de baja densidad de carga (secuencia 1-2-4-6-8-12 alimentadores primarios).	322
8.9	Desarrollo tipo radial.	323
8.10	Tipos de circuitos de distribución primaria.	323
8.10.1	Sistemas 3ϕ - 4H con neutro multiterrizado (figura 8-11).	323
8.10.2	Sistema 3ϕ - 3H servido de transformadores en Δ	327
8.10.3	Sistema 3ϕ - 4H con neutro uniterrizado.	327
8.10.4	Sistema 3ϕ - 4H con neutro uniterrizado sin neutro.	328
8.10.5	Laterales 2ϕ - 2H sin neutro.	328
8.10.6	Laterales 1ϕ - 2H uniterrizados.	331
8.10.7	Laterales 1ϕ - 2H con neutro común multiterrizado.	332
8.10.8	Laterales 2ϕ - 3H (Y abierta).	334
8.10.9	Laterales 2ϕ - 3H con neutro común multiterrizado.	336
8.11	Método para el cálculo definitivo de regulación y pérdidas en líneas de distribución primaria.	337
8.11.1	Cálculo del momento eléctrico y las constantes de regulación y pérdidas.	337
8.11.2	Cargas primarias de diseño.	338
8.11.3	Ejemplo práctico.	343
8.12	Normas técnicas para la construcción de redes primarias aéreas.	344
8.12.1	Apoyos.	344
8.12.2	Crucetas.	344
8.12.3	Configuración estructurales.	345
8.12.3.1	Estructuras de retención.	345
8.12.3.2	Estructuras de suspensión.	345
8.12.3.3	Estructuras de suspensión doble.	345
8.12.3.4	Estructura tipo combinada.	345
8.12.4	Conductores.	345
8.12.5	Aislamiento.	350
8.12.6	Protección y seccionamiento.	350
CAPITULO 9.	CÁLCULO DE REDES PRIMARIAS SUBTERRÁNEAS.	387

9.1 Generalidades.	388
9.2 Cables directamente enterrados.	388
9.2.1 Trayectoria.	388
9.2.2 Configuración de cables.	389
9.2.3 Zanjas.	390
9.2.3.1 Tipos de terreno.	390
9.2.3.2 Aviso y protecciones.	390
9.2.3.3 Las excavaciones.	391
9.2.4 Instalación de cables.	391
9.2.4.1 Equipos.	393
9.2.4.2 Tipos de instalación.	393
9.2.4.3 Actividades comunes para los tipos de instalación anteriores.	394
9.2.5 Recomendaciones.	395
9.3 Cables en ductos subterráneos.	395
9.3.1 Trayectoria.	395
9.3.2 Ductos.	395
9.3.2.1 Selección.	395
9.3.2.2 Dimensiones y configuración.	396
9.3.2.3 Materiales.	396
9.3.3 Apertura de zanja.	400
9.3.3.1 Dimensiones.	401
9.3.3.2 Métodos.	401
9.3.3.3 Troquelado.	403
9.3.4 Pozos de visita (cámara de inspección y empalme).	403
9.3.5 Limpieza, verificación y guiado de ductos.	403
9.3.6 Parámetros considerados previos a la instalación.	405
9.3.6.1 Tensiones y longitud máxima de jalado.	406
9.3.6.2 Presión lateral en curvas.	410
9.3.6.3 Fricción.	417
9.4 Radios mínimos de curvatura.	417
9.4.1 Radios mínimos de curvatura permitidos en la instalación de cables.	418
9.4.1.1 Cables aislados vulcanel EP ó XLP, sintenax, polietileno.	418
9.4.1.2 Cables DRS (Distribución Residencial Subterránea).	419
9.4.1.3 Cables con aislamiento de papel impregnado.	419
9.4.1.4 Cables sintenax.	419
9.4.1.5 Cables armaflex	419

9.4.2	Diámetros mínimos del tambor del carrete para enrollado de cable.	419
9.4.2.1	Cables con aislamiento XLP, EPR, PVC, y POLIETILENO.	419
9.4.2.2	Cables aislados con papel y cubierta de plomo.	420
9.5	Instalación de cables subterráneos.	420
9.5.1	Preparativos anteriores al tensionado.	420
9.5.2	Equipos y materiales.	422
9.5.3	Recomendaciones.	424
9.5.4	Procedimiento de instalación.	424
9.5.5	Identificación de cables.	426
9.5.6	Cables en tuberías metálicas.	427
9.5.7	Guía para la selección del tipo de instalación subterránea.	427
9.6	Forma de los cables.	427
9.7	Aislamiento.	428
9.7.1	Aislamiento de papel impregnado.	428
9.7.2	Aislamiento tipo seco.	429
9.7.2.1	Aislamiento XLEP.	429
9.7.2.2	Aislamiento EPR.	429
9.8	Selección de las cubiertas.	430
9.9	Trazado de redes subterráneas (selección de la ruta).	434
9.10	Metodología para el cálculo de regulación y pérdidas en redes primarias subterráneas.	434
9.10.1	Cálculo del momento eléctrico y las constantes de regulación y pérdidas.	436
9.10.2	Selección del calibre.	436
9.10.3	Verificación de la regulación y el nivel de pérdidas.	437
9.10.4	Verificación de temperaturas.	437
9.11	Ejemplo.	440
9.12	Normas técnicas para la construcción (resumen).	447
9.12.1	Ductos.	447
9.12.2	Zanjas.	448
9.12.2.1	Configuración de zanjas de bajo andén.	448
9.12.2.2	Configuración de las zanjas bajo calzada.	449
9.12.2.3	Disposición de tres ductos enlazados.	449
9.12.2.4	Disposición de tres ductos en triángulo enlazados.	449
9.12.2.5	Disposición de los ductos por filas en las zanjas.	449
9.12.2.6	Disposición horizontal de cuatro ductos.	449
9.12.2.7	Disposición de ductos entre la subestación interior y la primera cámara.	449

9.12.3 Cámaras de paso o inspección.	450
9.12.4 Cámaras de empalme.	451
9.12.5 Cámaras de equipo.	451
9.12.6 Notas acerca de las cámaras.	452
9.12.7 Conductores.	453
9.12.7.1 Tipo.	453
9.12.7.2 Blindaje.	453
9.12.7.3 Aislamiento.	453
9.12.7.4 Blindaje del aislamiento.	453
9.12.7.5 Pantalla metálica.	454
9.12.7.6 Chaqueta exterior.	454
9.12.7.7 Calibres del conductor.	454
9.12.7.8 Nivel de aislamiento.	454
9.12.7.9 Factor de corrección.	455
9.12.7.10 Radio mínimo de curvatura.	455
9.12.7.11 Calibre mínimo del neutro.	455
9.12.8 Empalmes.	476
9.12.8.1 Empalmes en cinta.	476
9.12.8.2 Empalmes premoldeados.	476
9.12.8.2.1 Empalmes premoldeados permanentes.	477
9.12.8.2.2 Empalmes premoldeados desconectables.	478
9.12.9 Terminales.	487
9.12.9.1 Principio de operación.	487
9.12.9.2 Tipos de terminales para media tensión.	488
9.12.10 Afloramiento y transiciones.	489
9.12.11 Conexión a tierra.	490
9.13 Mantenimiento de cables.	495
9.13.1 Cámaras.	495
9.13.2 Empalmes y terminales.	496
9.13.3 Conexión a tierra de circuito de pantalla de los conectores premoldeados.	496
9.13.4 Pruebas de mantenimiento.	497
9.13.4.1 Prueba de resistencia de mantenimiento.	497
9.13.4.2 Prueba de alta tensión en corriente continua.	497
9.14 Localización de fallas en cables subterráneos.	498
9.14.1 Aspectos generales.	498
9.14.2 Clasificación de métodos para la localización de fallas.	499

9.14.2.1 Método aproximado.	499
9.14.2.2 Método exacto.	499
9.14.2.3 Tipo de falla.	499
9.14.2.4 Aplicación de los métodos.	501
9.14.3 Recomendaciones.	507
CAPITULO 10. CÁLCULO DE REDES SECUNDARIAS.	509
10.1 Generalidades.	510
10.2 Criterios para fijación de calibres y aspectos a considerar durante el diseño.	510
10.3 Tipos de sistemas y niveles de voltajes secundarios.	512
10.3.1 Sistema monofásico trifilar (1ϕ - 3H) 120/240 V.	512
10.3.2 Sistema trifásico tetrafilar (3ϕ - 4H) 208/120 V ó 214/123 V ó 220/127 V ó 480/277 V.	512
10.4 Prácticas de diseño actuales	513
10.4.1 Sistema radial.	513
10.4.2 Bancos secundarios.	514
10.4.3 Sistemas selectivo secundario.	517
10.4.4 Redes spot secundarias.	518
10.4.5 La red secundaria tipo reja.	518
10.4.5.1 Secundarios principales.	520
10.4.5.2 Limitadores.	520
10.4.5.3 Protectores de red (NP).	521
10.4.5.4 Interruptores de alto voltaje.	523
10.4.5.5 Transformadores de red.	523
10.5 Método para el cálculo definitivo de las redes de distribución secundarias.	525
10.5.1 Cálculo del momento eléctrico y las constantes de regulación y pérdidas.	526
10.5.2 Cargas secundarias de diseño.	526
10.6 Consideraciones previas al cálculo de redes de distribución secundarias.	533
10.7 Cálculo de redes radiales.	534
10.7.1 Líneas de derivación simple.	534
10.7.2 Líneas de alimentación.	535
10.7.3 Líneas con cargas uniformemente distribuidas.	536
10.7.4 Línea con carga uniformemente distribuida en una parte de ella.	537
10.7.5 Líneas de derivación múltiple de sección constante (carga punto a punto con origen de momentos fijo).	537
10.7.6 Líneas con carga uniformemente distribuidas con cargas irregulares (con sección constante).	539

10.7.7 Líneas de derivación múltiple con sección constante (carga concentrada punto a punto con momentos variables).	539
10.7.8 Diseño telescópico.	540
10.7.9 Líneas con ramificaciones.	540
10.8 Cálculo de redes en anillo sencillo.	546
10.9 Cálculo de redes en anillo doble.	556
10.9.1 Cálculo de anillos dobles con el mismo calibre del conductor.	558
10.9.2 Cálculo de anillos dobles con diferente calibre del conductor.	561
10.10 Cálculo de redes en anillo triple.	563
10.11 Redes enmalladas.	568
10.12 Normas técnicas para la construcción de redes de distribución secundarias aéreas.	572
10.12.1 Voltajes.	572
10.12.2 Apoyos.	572
10.12.3 Configuraciones estructurales.	572
10.12.4 Herrajes.	573
10.12.5 Conductores.	573
10.12.6 Aislamiento.	574
10.12.7 Configuración de la red.	574
10.12.8 Protección.	575
10.13 Normas técnicas para la construcción de redes de distribución secundaria subterránea.	583
10.13.1 Generalidades.	583
10.13.2 Ductos.	583
10.13.3 Zanjas.	583
10.13.3.1 Configuración de las zanjas bajo andén.	583
10.13.3.2 Configuración de las zanjas bajo calzada.	583
10.13.4 Disposición de los ductos en zanjas.	583
10.13.5 Cámara de paso y de empalme.	584
10.13.6 Conductores.	584
10.13.7 Empalmes.	584
10.13.8 Acometidas.	585
10.13.9 Conexión a tierra.	585
 CAPITULO 11. SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN	 591
 11.1 Definición.	 592
11.2 Subestación aérea.	592

11.2.1 Transformadores.	592
11.2.2 Disposiciones mínimas para el montaje.	592
11.3 Subestaciones en el piso.	597
11.3.1 Subestación interior.	597
11.3.1.1 Subestación en pedestal (pad mounted).	597
11.3.1.2 Subestación capsulada.	599
11.3.2 Subestación interperie.	608
11.3.2.1 Subestación en pedestal (pad mounted).	608
11.3.2.2 Subestación enmallada.	608
11.4 Subestaciones subterráneas.	608
11.5 Descripción de las celdas de una subestación interior.	609
11.5.1 Celdas de baja tensión.	609
11.5.2 Celda para transformador.	611
11.5.3 Celda de media tensión para seccionadores.	612
11.6 Normalización de plantas de emergencia.	613
11.6.1 Especificaciones.	613
11.6.2 Configuración del conjunto eléctrico de suplencia.	615
11.6.3 Capacidad del grupo eléctrico.	617
11.6.4 Normas de montaje e instalación de grupos generador eléctrico diesel.	617
11.6.4.1 Espacio requerido y localización del grupo generador.	617
11.6.4.2 Soporte del conjunto - bases.	618
11.6.4.3 Vibraciones.	620
11.6.4.4 Ventilación.	621
11.6.4.5 Tubería de escape del motor y aislamineto.	622
11.6.4.6 Enfriamiento del motor.	625
11.6.4.7 Sistema de combustible.	626
11.6.4.8 Sistemas eléctricos.	626
11.6.4.9 Dimensiones de las salas de máquinas.	627
11.7 Descripción de los componentes básicos de una subestación.	627
11.7.1 Pararrayos.	627
11.7.2 Cortacircuitos.	630
11.7.3 Hilos fusible.	632
11.7.4 Seccionador tripolar para operación sin carga.	632
11.7.5 Seccionador tripolar bajo carga.	634
11.7.5.1 Aplicación.	634
11.7.5.2 Construcción.	634

11.7.5.3 Accionamiento y disparo.	634
11.7.5.4 Funcionamiento.	636
11.7.5.5 Condiciones de funcionamiento.	637
11.7.5.6 Mantenimiento.	638
11.8 Fusibles de alta tensión HH.	640
11.8.1 Aplicación.	640
11.8.2 Construcción.	640
11.8.3 Funcionamiento.	641
11.8.4 Capacidad de ruptura.	642
11.8.5 Limitaciones de corriente.	642
11.8.6 Curvas características del tiempo de fusión.	643
11.8.7 Protección de transformadores.	643
11.8.8 Protección de motores de alta tensión.	645
11.8.9 Protección de condensadores.	645
11.8.10 Selección de fusibles.	646
11.9 Malla de puesta a tierra	646
11.9.1 Generalidades.	646
11.9.2 Selección de conductor.	647
11.9.3 Escogencia de la configuración de la malla.	648
11.9.4 Cálculo de las tensiones de paso y de contacto máximas permitidas por el cuerpo humano.	648
11.9.5 Cálculo de la resistencia de la malla.	649
11.9.6 Cálculo de la tensión de paso y de contacto reales.	651
 CAPITULO 12. PROTECCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTES.	 653
 12.1 Conceptos básicos.	 654
12.1.1 Funciones de un sistema de protección contra sobrecorrientes.	654
12.1.1.1 Aislar fallas permanentes.	654
12.1.1.2 Minimizar en número de fallas permanentes y de salida.	655
12.1.1.3 Minimizar el tiempo de localización de fallas.	655
12.1.1.4 Prevenir contra daño el equipo.	655
12.1.1.5 Minimizar la probabilidad de caída de los conductores.	656
12.1.1.6 Minimizar las fallas internas de los equipos.	656
12.1.1.7 Minimizar los accidentes mortales.	657
12.1.2 Condiciones que debe cumplir el sistema de protección de sobrecorriente.	657
12.1.2.1 Seguridad.	657

12.1.2.2	Sensitividad.	657
12.1.2.3	Selectividad.	658
12.1.3	Efecto de la distancia sobre la corriente de falla.	658
12.2	Cortacircuitos fusible.	658
12.2.1	Componentes.	658
12.2.2	Operación.	661
12.3	Listón fusible o elemento fusible.	663
12.3.1	Función.	663
12.3.2	Tipo de fusibles.	663
12.3.2.1	Fusibles de potencia.	663
12.3.2.2	Fusibles de distribución.	663
12.3.3	Aspectos generales para la selección de fusibles de media tensión	664
12.3.3.1	Fusibles de distribución.	664
12.3.3.2	Fusibles de potencia.	665
12.4	Fusibles de expulsión.	669
12.4.1	Diseño.	669
12.4.2	Operación.	669
12.4.3	Relación tiempo - corriente (curvas características $t - i$).	677
12.4.4	Fusibles lentos - fusibles rápidos y de alta descarga.	680
12.5	Fusibles limitadores de corriente.	682
12.5.1	Construcción.	690
12.5.2	Operación.	691
12.5.3	Tipos de fusibles limitadores de corriente.	699
12.5.3.1	De propósito general.	699
12.5.3.2	Fusibles de respaldo.	700
12.5.3.3	Fusibles de rango completo full range.	701
12.6	Fusible electrónico.	709
12.7	Fusible en vacío.	710
12.8	Factores de selección para elementos fusible y cortacircuito.	710
12.8.1	Para selección de cortocircuitos.	710
12.8.1.1	Selección de de la corriente nominal.	711
12.8.1.2	Selección de voltajes nominales (fusibles de expulsión).	711
12.8.1.3	Reglas de selección.	711
12.8.2	Aplicación de los eslabones fusible.	714
12.8.2.1	Para fusibles en líneas con propósito de seccionamiento.	714
12.8.2.2	Para protección de equipos.	714

12.8.3 Variables de operación de los fusibles.	714
12.8.3.1 Precarga.	714
12.8.3.2 Temperatura ambiente.	714
12.8.3.3 Calor de fusión.	714
12.9 Protección de transformadores de distribución con fusibles.	715
12.9.1 Factores a considerar.	715
12.9.2 Criterios de selección de fusibles.	716
12.9.2.1 Consideraciones de daños del tanque del transformador.	716
12.9.2.2 Corriente de energización o puesta en servicio (inrush).	717
12.9.2.3 Corrientes de puesta en marcha en frío.	717
12.9.2.4 Daño térmico del transformador.	717
12.9.3 Filosofía de protección con fusibles.	717
12.9.4 Efecto de las descargas atmosféricas.	721
12.9.5 Características del sistema de suministro.	721
12.9.6 Ejemplos.	722
12.9.7 Fusibles primarios del transformador.	723
12.9.8 Protección con fusibles del secundario de transformadores pequeños.	726
12.10 Protección de bancos de capacitores con fusibles.	729
12.10.1 Características de los capacitores.	729
12.10.2 Reglas fundamentales de protección con fusibles.	734
12.10.3 Tipos de protección con fusibles.	734
12.11 Protecciones de derivaciones	736
12.11.1 Protección de derivaciones laterales con fusibles.	736
12.11.2 Protección de transiciones (derivación subterránea a partir de una red aérea).	736
12.12 Interruptores automáticos (con recierre).	737
12.12.1 Definición.	736
12.12.2 Apagado del arco.	738
12.12.3 Mecanismos de almacenamiento de energía.	738
12.12.4 Valores nominales para interruptores de alimentadores de distribución.	738
12.12.5 Diferencias entre SF6, aceite y aire.	740
12.12.6 Características generales de los relevadores.	740
12.12.7 Calibración del relé de sobrecorriente.	747
12.13 Restauradores (Automatic Circuit Reclosers).	750
12.13.1 Definición.	750
12.13.2 Tipos de restauradores.	751
12.13.3 Lugares más lógicos de instalación.	751

12.13.4 Factores de aplicación de restauradores.	751
12.13.5 Diferentes secuencias de operación de restauradores.	752
12.13.6 Valores nominales de corriente asimétrica.	752
12.13.7 Clases de reclosers: monofásicos y trifásicos.	753
12.13.8 Tipos de control: hidráulico o electrónico.	753
12.13.9 Tipos de aislamiento.	753
12.13.10 Características nominales de los reclosers.	753
12.14 Seccionalizadores automáticos.	755
12.14.1 Definición.	755
12.14.2 Modos de operación de seccionalizadores.	755
12.14.3 Requerimientos para aplicación de seccionalizadores.	756
12.14.4 Ventajas de los seccionalizadores.	757
12.14.5 Desventajas de los seccionalizadores.	757
12.14.6 Tipos de seccionalizadores.	758
12.14.6.1 Seccionalizadores hidráulicos.	758
12.14.6.2 Seccionalizadores electrónicos.	759
12.14.7 Conteos.	760
12.14.8 Términos que definen la operación.	761
12.14.9 Valores nominales de los seccionalizadores.	761
12.15 Coordinación de dispositivos de protección en serie.	763
12.15.1 Principios de coordinación.	763
12.15.2 Coordinación fusibles de expulsión - fusibles de expulsión.	763
12.15.2.1 Método 1: usando curvas tiempo - corriente.	763
12.15.2.2 Método 2: usando tablas de coordinación.	765
12.15.2.3 Método 3: reglas prácticas o empíricas.	766
12.15.3 Coordinación fusible limitador de corriente - fusible de expulsión.	770
12.15.4 Coordinación fusible de expulsión - FLC.	771
12.15.5 Coordinación FLC - FLC.	773
12.15.6 Coordinación interruptor relevador - fusible (feeder selective relaying FRS).	777
12.15.6.1 Autoextinción de descargas.	779
12.15.6.2 Eliminación del recierre instantáneo.	780
12.15.6.3 Calidad de potencia.	781
12.15.6.4 Esquema de corriente alta / baja.	781
12.15.7 Coordinación relevador - recloser.	781
12.15.8 Coordinación recloser - fusible (lateral).	786
12.15.8.1 Tamaño estandarizado del fusible.	787

12.15.8.2 Nivel de carga.	788
12.15.8.3 Coordinación con relevador selectivo de alimentador (FSR)	789
12.15.8.4 La coordinación adecuada recloser - fusible.	789
12.15.9 Coordinación recloser - recloser.	790
12.15.10 Coordinación recloser - fusible de alto voltaje de transformador de la subestación.	792
12.15.11 Principios básicos de coordinación que deben ser observados en la aplicación de seccionalizadores.	794
 CAPITULO 13. PROTECCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES.	 798
 13.1 Características de la descarga atmosférica.	 798
13.1.1 Conductor de descarga (predescarga).	798
13.1.2 Duración de la descarga.	798
13.1.3 Magnitudes de corriente.	799
13.1.4 Tasa de elevación.	799
13.1.5 Descargas múltiples.	800
13.1.6 Polaridad.	800
13.1.7 Nivel isoceráunico.	800
13.2 Causas de sobrevoltaje.	800
13.2.1 Descargas atmosféricas.	800
13.2.2 Desplazamientos de neutro durante fallas línea - tierra.	800
13.2.3 Operación de fusibles limitadores de corriente.	800
13.2.4 Ferroresonancia (FR).	800
13.2.5 Conmutación de capacitores.	802
13.2.6 Corrientes cortadas	805
13.2.7 Contacto accidental con sistemas de alto voltaje.	806
13.3 Pararrayos de carburo de silicio vs mov.	806
13.4 Clases de pararrayos.	808
13.5 Selección de pararrayos.	809
13.5.1 MCOV: Voltaje máximo de operación continua.	809
13.5.2 TOV: Sobrevoltaje temporal.	810
13.5.3 Selección.	812
13.5.4 Consideraciones en las aplicaciones de MOVs.	812
13.5.4.1 Regulación de voltaje.	813
13.5.4.2 Ferroresonancia.	814
13.5.4.3 Cogeneración.	814
13.5.4.4 Fallas línea - tierra.	814

13.6 Coordinación de aislamiento.	815
13.6.1 Márgenes para equipo de redes aéreas.	815
13.6.1.1 Frente de onda de la descarga disruptiva.	816
13.6.2 Márgenes para equipo subterráneo.	818
13.6.3 Factores que afectan los márgenes.	819
13.6.3.1 Tasa de elevación / características de los pararrayos.	819
13.6.3.2 Longitud del conductor.	819
13.6.3.3 Deterioro del BIL.	820
13.6.3.4 Reflexiones.	821
13.6.3.5 Otros.	821
13.6.4 Consideraciones a tener en cuenta en el cálculo de los márgenes.	822
13.6.5 Efecto de las ondas viajeras.	824
13.7 Ondas viajeras.	825
13.7.1 Duplicación de voltaje.	825
13.7.2 Carga negativa atrapada.	825
13.7.3 Cuadruplicación del voltaje.	826
13.7.4 Lateral derivado.	827
13.7.5 Efecto de la longitud del lateral.	829
13.7.6 Resumen de las recomendaciones.	831
13.8 Protección de líneas.	832
13.8.1 Aislamiento de línea.	832
13.8.2 Tipos de protección contra descargas atmosféricas.	833
13.8.2.1 Sin protección.	833
13.8.2.2 Cable guarda (apantallamiento).	833
13.8.2.3 Pararrayos en la fase superior.	834
13.8.2.4 Pararrayos en las dos fases.	834
13.8.2.5 Pararrayos en todas las fases (sistema trifásico).	835
13.8.3 Comparación de los esquemas de protección de línea.	835
13.9 Descargas inducidas.	836
13.10 Metodología para calcular el desempeño de las líneas de distribución ante la incidencia de descargas atmosféricas.	837
13.10.1 Preliminares.	837
13.10.2 Descargas directas en las líneas.	838
13.10.3 Descargas indirectas (o inducidas).	841
13.10.4 Flameos producidos por descargas indirectas.	843
13.10.5 Cálculo de las ratas de salidas causadas por descargas para sistemas de distribución.	843

<i>Indice de gráficas</i>	847
<i>Indice de tablas</i>	865
<i>Bibliografía</i>	875
<i>Indice general</i>	881

Introducción

El mundo tiene una fuerte dependencia de la energía eléctrica. No es imaginable lo que sucedería si esta materia prima esencial para mover el desarrollo de los países llegase a faltar. Está fuera de cualquier discusión la enorme importancia que el suministro de electricidad tiene para el hombre hoy, que hace confortable la vida cotidiana en los hogares, que mueve efectivamente el comercio y que hace posible el funcionamiento de la industria de la producción. El desarrollo de un país depende de su grado de industrialización y este a su vez necesita de las fuentes de energía, especialmente de la energía eléctrica.

Un sistema eléctrico de potencia tiene como finalidad la producción de energía eléctrica en los centros de generación (centrales térmicas e hidráulicas) y transportarla hasta los centros de consumo (ciudades, poblados, centros industriales, turísticos, etc). Para ello, es necesario disponer de la capacidad de generación suficiente y entregarla con eficiencia y de una manera segura al consumidor final. El logro de este objetivo requiere la realización de grandes inversiones de capital, de complicados estudios y diseños, de la aplicación de normas nacionales e internacionales muy concretas, de un riguroso planeamiento, del empleo de una amplia variedad de conceptos de Ingeniería Eléctrica y de tecnología de punta, de la investigación sobre materiales más económicos y eficientes, de un buen procedimiento de construcción e interventoría y por ultimo de la operación adecuada con mantenimiento riguroso que garantice el suministro del servicio de energía con muy buena calidad.

Pero el sistema de distribución no ha recibido el mismo tratamiento en el pasado, sólo en las últimas décadas, el sector eléctrico colombiano ha comprendido que esta parte del sistema de potencia, también merece toda la atención a lo largo del proceso, desde el planeamiento hasta la operación ya que es aquí donde la calidad del servicio se deteriora, donde se presenta el mayor nivel de pérdidas técnicas y donde el sistema se hace vulnerable y queda expuesto a robos, fraudes y otras pérdidas no técnicas.

En la década de los 80, el sector eléctrico colombiano vió con mucha preocupación que las pérdidas de energía alcanzaban el 30 % de la generación total con consecuentes perjuicios económicos para las empresas distribuidoras, lo que implicaba una carga financiera muy pesada, pues obligaba la realización de inversiones

adicionales en generación para satisfacer la demanda real más el suministro de pérdidas. Esto sucedía principalmente porque las redes de distribución para entonces ya eran obsoletas, con altos niveles de sobrecarga, topologías inadecuadas sin ningún planeamiento que pretendían inútilmente mejorar las condiciones del servicio.

El sector eléctrico colombiano se vió obligado a aplazar los proyectos de generación y de transmisión pendientes y emprender un gigantesco plan de recuperación de pérdidas a nivel de distribución. Se dio inicio entonces a la remodelación de la mayoría de las redes existentes haciendo todo el despliegue de recursos humanos, técnicos y económicos. Fue necesario emplear programas y herramientas computacionales con el fin de plantear y evaluar las diferentes alternativas de solución.

En la década de los 90 apareció la Ley Eléctrica que impulsó la reorganización del sector, lo abrió a un mercado de libre competencia, estableció una clasificación de usuarios (regulados y no regulados), permitió la posibilidad de la apertura para eliminar los monopolios. Se creó la Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG) y la superintendencia de Servicios Públicos (SSP). Apareció el Código Eléctrico Colombiano y el Código de Distribución.

Actualmente las empresas de energía aun continúan con el plan de recuperación de pérdidas y tiene como principal objetivo, aumentar la eficiencia en el planeamiento, diseño, construcción y operación de las redes (con tendencia hacia la automatización) para cumplir con las metas impuestas por la CREG y la SSP. Dichas imposiciones pretenden el mejoramiento de índices de confiabilidad en la prestación del servicio tales como la duración y la frecuencia de las interrupciones al usuario. Se obliga entonces a las empresas distribuidoras y comercializadoras a compensar a los abonados por los perjuicios económicos causados cuando se sobrepasan las metas.

La presente obra es el resultado de muchos años de investigación, de consulta de una extensa bibliografía sobre el tema, de mi labor como docente, y motivada por el ferviente deseo de estructurar la asignatura "Sistemas de Distribución" y la línea de Profundización título con la permanente actualización de métodos y técnicas de análisis. El resultado es un compendio en un texto guía de carácter didáctico del programa de la asignatura y donde mis colegas ingenieros electricistas encontrarán una buena herramienta de trabajo.

El texto comienza con una exposición de los conceptos fundamentales que ubican al lector en el sistema objeto del presente estudio, se hace una clasificación de los sistemas de distribución y se repasan aspectos generales sobre planeamiento. El capítulo 2 contiene una descripción de los factores necesarios para la caracterización de la carga, que definen el comportamiento de estas y facilitan la tarea durante las actividades de gestión de carga.

En los capítulos 3 y 4 se describen los parámetros básicos para el cálculo de redes de distribución y que permiten determinar la impedancia, las caídas de voltaje y la regulación en función del momento eléctrico. Se expone además, una metodología para realizar el cálculo exacto de los circuitos y se deducen expresiones para redes de corriente alterna y de corriente continua.

En el capítulo 5 se muestra una amplia discusión sobre pérdidas de potencia y energía, se describen metodologías para enfrentar los estudios de pérdidas y se deducen expresiones para calcular el porcentaje de pérdidas en función del momento eléctrico. Igualmente se exponen criterios para hallar el calibre económico y la cargabilidad económica de transformadores de distribución.

En los capítulos 6 y 7 se exponen los conceptos que permiten establecer la capacidad de conducción de corriente para conductores y cables subterráneos en diferentes configuraciones de red. Se indican también los métodos para determinar la capacidad de los conductores para resistir sobrecargas, cortocircuitos y estudiar el

problema de las tensiones inducidas.

El capítulo 8 comprende una serie de consideraciones de diseño de redes primarias aéreas, se discuten las diferentes topologías, los modelos típicos de planeamiento. Igualmente se expone una metodología ideada por el autor para el cálculo de la regulación y las pérdidas. Finaliza el capítulo con un resumen de normas de construcción y se incluye un catálogo completo de estructuras para redes urbanas y para redes rurales.

En el capítulo 9 incluyen consideraciones de diseño de redes primarias subterráneas, se describe el proceso de construcción, se muestran los diferentes tipos de cables, el trazado de las redes. Continúa con el procedimiento de cálculo de regulación y pérdidas. Además, se presentan las normas técnicas para la construcción y finaliza con recomendaciones para el mantenimiento y localización de fallas en cables subterráneos.

El capítulo 10 presenta una serie de consideraciones de diseño de redes de distribución secundaria, las prácticas de diseño actuales, el cálculo de las diferentes topologías y un resumen de normas para construcción.

El capítulo 11 muestra los detalles más importantes de las diferentes clases de subestaciones de distribución y la normalización de las plantas de emergencia, describe los componentes básicos de una subestación y muestra el procedimiento de cálculo de mallas de tierra.

Los capítulos 12 y 13 hacen una completa descripción de los elementos de protección contra sobrecorrientes y sobrevoltajes de las redes de distribución y la coordinación correspondiente.

-
- 1.1 Ubicación y conformación de un sistema de distribución.**
 - 1.2 El proyecto integral de distribución .**
 - 1.3 Clasificación de los sistemas de distribución de acuerdo a su construcción.**
 - 1.4 Clasificación de los sistemas de distribución de acuerdo a los voltajes nominales.**
 - 1.5 Clasificación de las redes de distribución de acuerdo a su ubicación geográfica.**
 - 1.6 Clasificación de las redes de distribución de acuerdo al tipo de cargas.**
 - 1.7 Clasificación de las cargas de acuerdo a la confiabilidad.**
 - 1.8 Aspectos generales sobre el planteamiento de sistemas de distribución.**

1.1 UBICACIÓN Y CONFORMACIÓN DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Un sistema eléctrico de potencia incluye las etapas de generación, transmisión, distribución y utilización de la energía eléctrica, y su función primordial es la de llevar esta energía desde los centros de generación hasta los centros de consumo y por último entregarla al usuario en forma segura y con los niveles de calidad exigidos.

Aproximadamente las 2/3 partes de la inversión total del sistema de potencia, están dedicados a la parte de distribución (Gigante Invisible), lo que implica necesariamente un trabajo cuidadoso en el planeamiento, diseño y construcción y en la operación del sistema de distribución, lo que requiere manejar una información voluminosa y tomar numerosas decisiones, lo cual es una tarea compleja pero de gran trascendencia.

Nótese que es en esta parte donde se producen los porcentajes más grandes de pérdidas de energía en todas sus manifestaciones debido al gran volumen de elementos que lo conforman, y a los bajos niveles de tensión que se manejan.

Para ubicar el sistema de distribución obsérvese el esquema de un sistema de potencia de la figura 1.1. El sistema de distribución a su vez está conformado por:

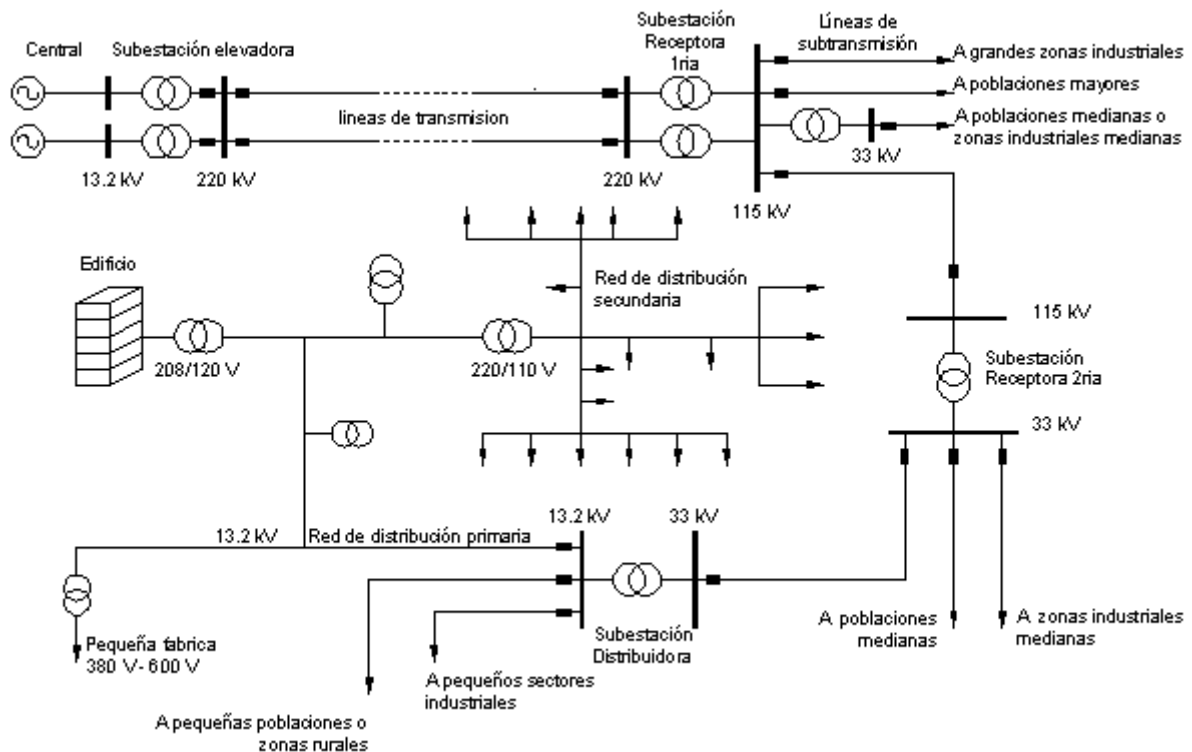


FIGURA 1.1. Ubicación de sistemas de distribución dentro de un sistema de potencia.

-
- a) **Subestaciones receptoras secundarias:** donde se transforma la energía recibida de las líneas de subtransmisión y dan origen a los circuitos de distribución primarios.
 - b) **Circuitos primarios:** que recorren cada uno de los sectores urbanos y rurales suministrando potencia a los transformadores de distribución a voltajes como 13.2 kV, 11.4 kV, 7620 V, etc.
 - c) **Transformadores de distribución:** se conectan a un circuito primario y suministran servicio a los consumidores o abonados conectados al circuito secundario.
 - d) **Circuito secundario:** encargados de distribuir la energía a los usuarios con voltajes como 120/208 - 120/240 V y en general voltajes hasta 600 V.

La distribución de energía eléctrica es una actividad cuyas técnicas están en un proceso constante de evolución reflejada en el tipo de equipos y herramientas utilizadas, en los tipos de estructuras, en los materiales con los que se construyen las redes de distribución y en los métodos de trabajo de las cuadrillas de construcción y mantenimiento, reflejada también en la metodología de diseño y operación empleando computadores (programas de gerencia de redes, software gráfico, etc). Algunos de estos factores de evolución son:

- Expansión de la carga.
- Normalización de materiales, estructuras y montajes.
- Herramientas y equipos adecuados.
- Métodos de trabajo específicos y normalizados.
- Programas de prevención de accidentes y programas de mantenimiento.
- Surgimiento de industrias de fabricación de equipos eléctricos.
- Grandes volúmenes de datos y planos.

1.2 EL PROYECTO INTEGRAL DE DISTRIBUCIÓN

Es usual que la documentación técnica relacionada con un proyecto de distribución incluya las siguientes partes:

- Las memorias descriptivas.
- Las notas de cálculo (criterios de diseño, secuencia de cálculo, fórmulas básicas de cálculo).
- Las especificaciones técnicas sobre equipos y elementos.
- Los planos.

Todo lo cual constituye el expediente técnico del proyecto, teniendo en cuenta las normas del Código Eléctrico Nacional y las normas de cada una de las empresas electrificadoras. El proyectista deberá tener presente que sus diseños deben ser normalizados por las grandes ventajas que esto ofrece durante las etapas de planeamiento, diseño, construcción operación y mantenimiento del sistema de distribución. Así mismo, facilita el proceso de fabricación de materiales y equipos.

1.2.1 Flujograma de cálculo

Como modelo de la secuencia para el cálculo se presenta en la figura 1.2 un flujograma para todo el proyecto. Se hace hincapié, en que ciertos bloques del flujograma pueden diferir de lo mostrado dependiendo del orden usado en los cálculos preliminares.

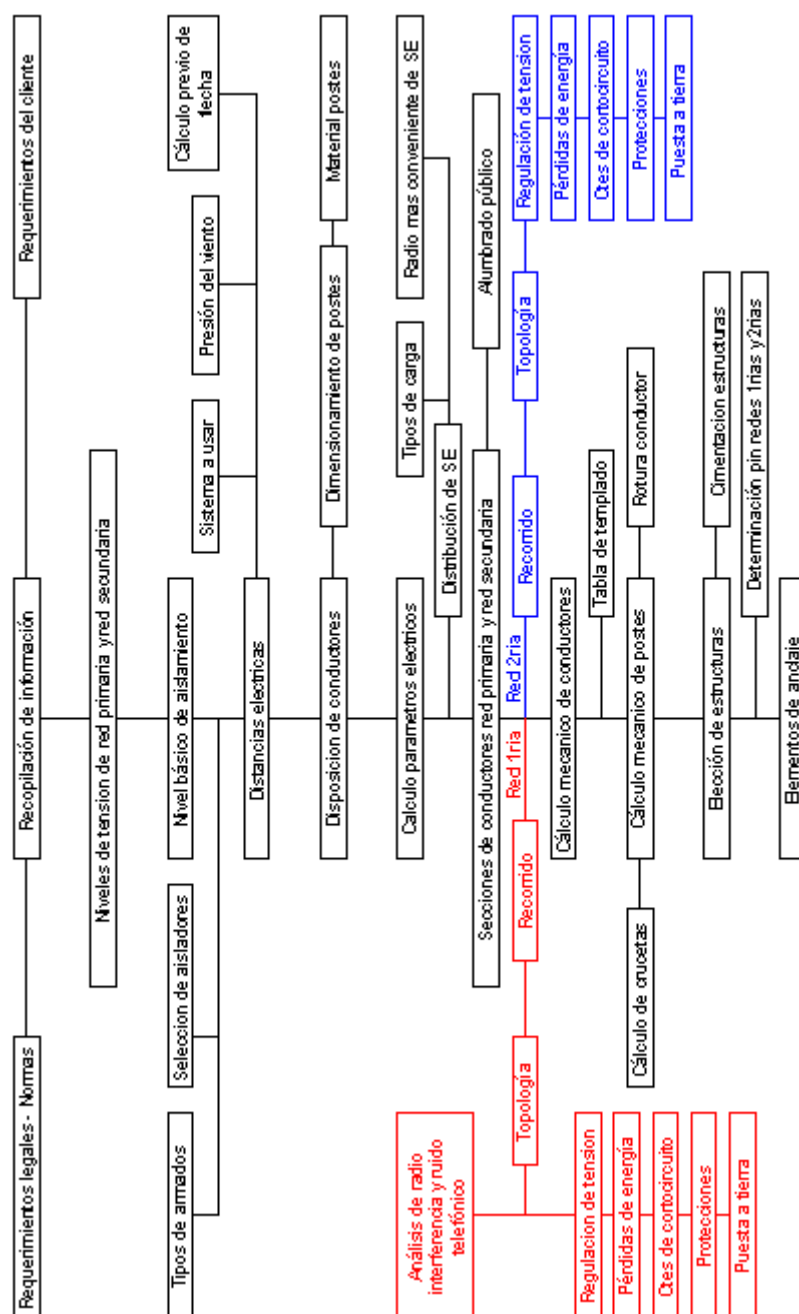


FIGURA 1.2. Flujograma de cálculo de redes de distribución.

1.2.2 Requisitos que debe cumplir un sistema de distribución.

- a) Aplicación de normas nacionales y/o internacionales.
- b) Seguridad para el personal y equipos.
- c) Simplicidad en la construcción y operación (rapidez en las maniobras).
- d) Facilidades de alimentación desde el sistema de potencia.
- e) Optimización de costos (economía).
- f) Mantenimiento y políticas de adquisición de repuestos.
- g) Posibilidad de ampliación y flexibilidad.
- h) Resistencia mecánica.
- i) Entrenamiento del personal.
- j) Confiabilidad de los componentes.
- k) Continuidad del servicio
- l) Información relacionada con la zona del proyecto (ubicación, altitud, vías de acceso).
- m) Información relacionada con las condiciones climáticas (temperatura, precipitaciones, velocidad del viento, contaminación ambiental).
- n) Información particular referente a: requerimientos técnicos de los clientes, ubicación de cargas especiales e industriales, plano loteado (que contenga zona residencial, comercial, importancia de las calles, ubicación de otras instalaciones, nivel socioeconómico, relación con otros proyectos en la zona y características geotécnicas).
- o) Regulación de tensión (niveles máximos admisibles).
- p) Pérdidas de energía (niveles máximos admisibles).
- q) Control de frecuencia.

1.2.3 Diseño del sistema.

El diseño de un sistema de distribución debe incluir:

- a) La localización de la alimentación para el sistema
- b) El conocimiento de las cargas
- c) El conocimiento de las tasas de crecimiento de las cargas
- d) Selección de la tensión de alimentación.
- e) Selección de las estructuras de media tensión y baja tensión.
- f) Localización óptima de subestaciones de distribución (transformadores de distribución).
- g) Diseño del sistema de tierra.
- h) Análisis de corrientes de cortocircuito.
- i) Diseño de las protecciones de sobrecorriente.
- j) Diseño de protección contra sobretensiones.

1.2.4 Selección de equipos.

La selección de equipos para sistemas de distribución incluye:

- a) La selección de las subestaciones de distribución incluidos los interruptores, transformadores y gabinetes.
- b) Selección de los conductores (cables aislados y/o desnudos).
- c) Optimización del calibre de los conductores (calibre económico).
- d) Selección en caso necesario de equipos para supervisión de la carga y automatización del sistema para la operación bajo condiciones normales y anormales.

1.3 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ACUERDO A SU CONSTRUCCIÓN

1.3.1 Redes de distribución aéreas.

En esta modalidad, el conductor que usualmente está desnudo, va soportado a través de aisladores instalados en crucetas, en postes de madera o de concreto.

Al compararse con el sistema subterráneo tiene las siguientes ventajas:

- Costo inicial más bajo.
- Son las más comunes y materiales de fácil consecución.
- Fácil mantenimiento.
- Fácil localización de fallas.
- Tiempos de construcción más bajos.

Y tiene las siguientes desventajas:

- Mal aspecto estético.
- Menor confiabilidad.
- Menor seguridad (ofrece más peligro para los transeúntes).
- Son susceptibles de fallas y cortes de energía ya que están expuestas a: descargas atmosféricas, lluvia, granizo, polvo, temblores, gases contaminantes, brisa salina, vientos, contactos con cuerpos extraños, choques de vehículos y vandalismo.

Las partes principales de un sistema aéreo son esencialmente:

- Postes:** que pueden ser de madera, concreto o metálicos y sus características de peso, longitud y resistencia a la rotura son determinadas por el tipo de construcción de los circuitos. Son utilizados para sistemas urbanos postes de concreto de 14, 12 y 10 metros con resistencia de rotura de 1050, 750 y 510 kg respectivamente.
- Conductores:** son utilizados para circuitos primarios el Aluminio y el ACSR desnudos y en calibres 4/0, 2/0, 1/0 y 2 AWG y para circuitos secundarios en cables desnudos o aislados y en los mismos calibres. Estos circuitos son de 3 y 4 hilos con neutro puesto a tierra. Paralelo a estos circuitos van los conductores de alumbrado público.
- Crucetas:** son utilizadas crucetas de madera inmunizada o de ángulo de hierro galvanizado de 2 metros para 13.2 kV. y 11.4 kV. con diagonales en varilla o de ángulo de hierro (pié de amigo).
- Aisladores:** Son de tipo ANSI 55.5 para media tensión (espigo y disco) y ANSI 53.3 para baja tensión (carretes).
- Herrajes:** todos los herrajes utilizados en redes aéreas de baja y mediana tensión son de acero galvanizado. (grapaspas, varillas de anclaje, tornillos de máquina, collarines, ues, espigos, etc).
- Equipos de seccionamiento:** el seccionamiento se efectúa con cortacircuitos y seccionadores monopolares para operar sin carga (100 A - 200 A).
- Transformadores y protecciones:** se emplean transformadores monofásicos con los siguientes valores de potencia o nominales: 25 - 37.5 - 50 - 75 kVA y para transformadores trifásicos de 30 - 45 - 75 -112.5 y 150 kVA protegidos por cortacircuitos, fusible y pararrayos tipo válvula de 12 kV.

1.3.2 Redes de distribución subterráneas.

Son empleadas en zonas donde por razones de urbanismo, estética, congestión o condiciones de seguridad no es aconsejable el sistema aéreo. Actualmente el sistema subterráneo es competitivo frente al sistema aéreo en zonas urbanas céntricas.

Tiene las siguientes ventajas:

- Mucho más confiable ya que la mayoría de las contingencias mencionadas en las redes aéreas no afectan a las redes subterráneas.
- Son más estéticas, pues no están a la vista.
- Son mucho más seguras.
- No están expuestas a vandalismo.

Tienen las siguientes desventajas:

- Su alto costo de inversión inicial.
- Se dificulta la localización de fallas.
- El mantenimiento es más complicado y reparaciones más demoradas.
- Están expuestas a la humedad y a la acción de los roedores.

Los conductores utilizados son aislados de acuerdo al voltaje de operación y conformados por varias capas aislantes y cubiertas protectoras. Estos cables están directamente enterrados o instalados en bancos de ductos (dentro de las excavaciones), con cajas de inspección en intervalos regulares.

Un sistema subterráneo cuenta con los siguientes componentes:

Ductos: que pueden ser de asbesto cemento, de PVC o conduit metálicos con diámetro mínimo de 4 pulgadas.

Cables: pueden ser monopares o tripares aislado en polietileno de cadena cruzada XLPE, de polietileno reticulado EPR, en caucho sintético y en papel impregnado en aceite APLA o aislamiento seco elastomérico en calibres de 500 - 400 - 350 - 250 MCM, 4/0 y 2/0 AWG en sistemas de 13.2 kV, 7,6 y 4,16 kV.

A pesar de que existen equipos adecuados, resulta difícil y dispendioso localizar las fallas en un cable subterráneo y su reparación puede tomar mucho tiempo, se recomienda construir estos sistemas en anillo abierto con el fin de garantizar la continuidad del servicio en caso de falla y en seccionadores entrada - salida.

Los cables a instalar en baja tensión son aislados a 600 V con polietileno termoplástico PE-THW y recubierto con una chaqueta protectora de PVC y en calibres de 400 - 350 - 297 MCM 4/0 y 2/0 AWG generalmente.

Cámaras : que son de varios tipos siendo la más común la de inspección y de empalme que sirve para hacer conexiones, pruebas y reparaciones. Deben poder alojar a 2 operarios para realizar los trabajos. Allí llegan uno o más circuitos y pueden contener equipos de maniobra, son usados también para el tendido del cable. La distancia entre cámaras puede variar, así como su forma y tamaño.

Empalmes uniones y terminales: que permiten dar continuidad adecuada, conexiones perfectas entre cables y equipos.

1.4 CLASIFICACIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ACUERDO A VOLTAJES NOMINALES

1.4.1 Redes de distribución secundarios.

En Colombia existen varios voltajes de diseño para circuitos secundarios. Los siguientes son los voltajes de diseño de redes urbanas y rurales que permiten abastecer al servicio residencial, comercial, a la pequeña industria y al alumbrado público cuando estos 2 últimos son alimentados por la red secundaria (aunque esto no es deseable).

1.4.1.1 Monofásico trifilar 240/120 V con punto central a tierra.

1.4.1.2 Trifásico tetrafilar 208/120 V con neutro a tierra y 220/127 V con neutro a tierra. Hoy existe en el sector un sector intermedio 214/123 V.

1.4.1.3 Trifásico en triángulo con transformadores monofásicos, de los cuales uno solo tiene conexión a tierra 240/120 voltios.

Los voltajes citados se refieren a la tensión de placa (sin carga) en los transformadores de distribución.

Para los sistemas industriales y de alumbrado público grandes, que requieren un transformador propio independiente de la red secundaria, son muy comunes las siguientes tensiones nominales.

1.4.1.4 Trifásico 480/277 V en estrella.

1.4.1.5 Trifásico 480/240 V en delta.

En la tabla 1.1 pueden verse los diferentes sistemas de distribución secundaria y su utilización.

1.4.2 Redes de distribución primarias.

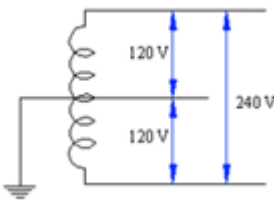
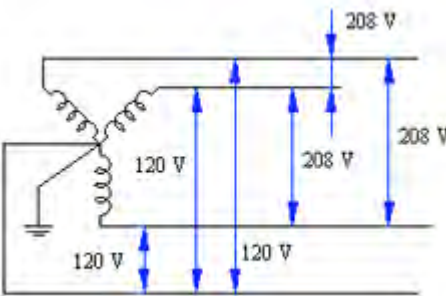
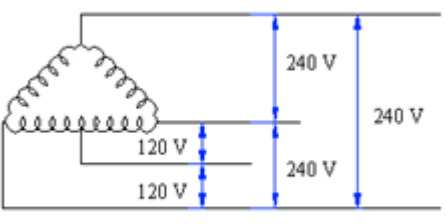
En Colombia se diseñan los circuitos primarios a diferentes voltajes. Se establece como voltaje nominal para el diseño 13.2/7.62 kV, configuración estrella con neutro sólido a tierra. En Bogotá existe actualmente un sistema que opera a 11.4 kV, (ya se está cambiando a 13.2 kV en todo el país).

Los equipos existentes que operan a voltajes distintos serán aprovechados al máximo. En los nuevos que se instalen a estos voltajes se preverá la conversión del sistema a los voltajes adoptados.

1.5 CLASIFICACIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ACUERDO A SU UBICACIÓN GEOGRÁFICA

Un sistema de distribución debe atender usuarios de energía eléctrica localizados en zonas urbanas, suburbanas, rurales y turística y la clasificación de acuerdo a la zona a servir es:

TABLA 1.1. Sistemas de distribución secundaria.

Voltaje secundario y tipo de sistema	Diagrama de conexiones y voltajes secundarios	Utilización y disposición recomendada
120 / 240 V. Monofásico trifilar Neutro sólido a tierra		Zonas residenciales urbanas. Zonas rurales - Alumbrado público. Redes aéreas. Subterránea en zonas residenciales clase alta.
120 / 208 V Trifásico tetrafilar en estrella Neutro sólido a tierra		Zonas comerciales e industriales. Zonas residenciales urbanas. Zonas rurales con cargas trifásicas. Alumbrado público. Redes aéreas. Subterránea en zonas centricas.
120 / 240 V Trifásico tetrafilar en Δ con devanado partido		Zonas comerciales e industriales. Zonas residenciales urbanas Zonas rurales con cargas trifásicas. Alumbrado público. Redes aéreas. Subterránea según especificaciones.

1.5.1 Redes de distribución urbanas.

Los programas de distribución urbana son desarrollados individualmente por cada empresa de energía y la mayoría de las veces son planes de remodelación y recuperación de pérdidas. Las principales características de las redes de distribución urbana son las siguientes:

- Usuarios muy concentrados.
- Cargas bifilares, trifilares y trifásicas.

- c) Facilidad de acceso.
- d) En general se usa postera de concreto.
- e) Es necesario coordinar los trazados de la red eléctrica con las redes telefónicas, redes de acueducto, alcantarillados y otras redes, igualmente tener en cuenta los parámetros de las edificaciones.
- f) Se usan conductores de aluminio, ACSR y cobre.
- g) Facilidad de transporte desde los proveedores de materiales y equipos al sitio de la obra.
- h) Transformadores generalmente trifásicos en áreas de alta densidad de carga y monofásicos trifilares en áreas de carga moderada.
- i) El trabajo en general puede ser mecanizado.
- j) La separación entre conductores y estructuras de baja tensión y media tensión son menores.
- k) En caso de remodelaciones y arreglos es necesario coordinar con las empresas de energía los cortes del servicio.

1.5.2 Redes de distribución rurales.

Son evidentes las enormes ventajas de disponer de energía eléctrica en las zonas rurales del país. Nadie pone en cuestión la necesidad de dotar a dichos núcleos (corregimientos o extensiones territoriales distintas de las aglomeraciones urbanas o suburbanas que comprenden las zonas de explotaciones agrícolas, pecuarias o forestales y localidades que no sobrepasen los 3000 habitantes, excluyendo los sectores turísticos, residenciales o industriales) de un suministro eléctrico seguro y eficiente.

Pero también es cierto que de estas instalaciones eléctricas no se deriva una pura rentabilidad económica ya que los montos elevados de las inversiones necesarias no quedan remunerados por los relativamente escasos originados por la venta de la electricidad, puesto que los consumos per cápita son muy inferiores a los correspondientes a las zonas urbanas e industriales. Por lo mismo, la mejor justificación de un plan de electrificación rural estriba en sus efectos sociales. La electrificación rural se orienta, ante todo, a satisfacer una necesidad primaria, cual es el alumbrado de viviendas y de los asentamientos rurales, pasando luego a atender otras exigencias menos perentorias y que producen una mayor "Calidad de vida", como los aparatos domésticos y la industrialización agropecuaria.

Es necesario, ante todo, realizar un inventario de todas las colectividades rurales, para después, en base a criterios técnicos razonables, desarrollar los proyectos oportunos para remediar las carencias, finalmente hay que cuantificar las inversiones necesarias para ello, y en base a criterios políticos y sociales, distribuirlos a lo largo del tiempo de duración del plan.

La distribución rural en el país se esta desarrollando mediante los siguientes programas: PNER - DRI - PERCAS - PNR y otras que surgen por iniciativa gubernamental.

El desarrollo de estos programas tienen un alto contenido social ya que lleva el beneficio de la energía eléctrica a aquellas personas que son la base de la agricultura y la ganadería.

El manejo de estos proyectos exige un adecuado planeamiento en la compra y suministro oportuno de materiales ya que las licitaciones respectivas tienen trámites relativamente demorados.

Las principales características de las redes de distribución rural son:

- a) Usuarios muy dispersos.
- b) Cargas generalmente monofásicas.
- c) Dificultades de acceso en las zonas montañosas lo que implica extra costos en el transporte y manejo de materiales.

-
- d) En zonas accesibles se usa postería de concreto.
 - e) En zonas de difícil acceso se usa postería de madera inmunizado.
 - f) Los transformadores por lo general son monofásicos 2H o 3H (Bifilares o Trifilares).
 - g) Conductores ACSR por lo general.
 - h) A menudo es necesario efectuar desmonte de la zona.

1.5.3 Redes de distribución suburbanas.

Que tienen características intermedias donde puede existir gran concentración de usuarios que tienen bajo consumo como los suburbios o asentamientos espontáneos.

1.5.4 Redes de distribución turística.

Donde los ciclos de carga están relacionados con las temporadas de vacaciones, y donde se impone la construcción subterránea para armonizar con el entorno.

1.6 CLASIFICACIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ACUERDO AL TIPO DE CARGAS

La finalidad a la cual el usuario destina la energía eléctrica también sirve de criterio para clasificar las cargas

1.6.1 Redes de distribución para cargas residenciales.

Que comprenden básicamente los edificios de apartamentos, multifamiliares, condominios, urbanizaciones, etc. Estas cargas se caracterizan por ser eminentemente resistivas (alumbrado y calefacción) y aparatos electrodomésticos de pequeñas características reactivas. De acuerdo al nivel de vida y a los hábitos de los consumidores residenciales y teniendo en cuenta que en los centros urbanos las gentes se agrupan en sectores bien definidos, de acuerdo a las clases socioeconómicas, los abonados residenciales se clasifican así:

- a) **Zona clase alta:** constituida por usuarios que tienen un alto consumo de energía eléctrica (estratos 5 y 6).
- b) **Zona clase media:** conformado por usuarios que tienen un consumo moderado de energía eléctrica (estrato 4).
- c) **Zona clase baja:** conformado por usuarios de barrios populares que tienen un consumo bajo de energía eléctrica (estratos 1, 2 y 3).
- d) **Zona tugurio:** dentro de la cual están los usuarios de los asentamientos espontáneos sin ninguna planeación urbana y que presentan un consumo muy bajo de energía.

1.6.2 Redes de distribución para cargas comerciales

Caracterizadas por ser resistivas y se localizan en áreas centricas de las ciudades donde se realizan actividades comerciales, centros comerciales y edificios de oficinas. Tienen algún componente inductivo que bajan un poco el factor de potencia. Hoy en día predominan cargas muy sensibles que introducen armónicos.

1.6.3 Redes de distribución para cargas industriales.

Que tienen un componente importante de energía reactiva debido a la gran cantidad de motores instalados. Con frecuencia se hace necesario corregir el factor de potencia. Además de las redes independientes para fuerza motriz es indispensable distinguir otras para calefacción y alumbrado. A estas cargas se les controla el

consumo de reactivos y se les realiza gestión de carga pues tienen doble tarifa (alta y baja) para evitar que su pico máximo coincida con el de la carga residencial.

1.6.4 Redes de distribución para cargas de alumbrado público.

Para contribuir a la seguridad ciudadana en las horas nocturnas se instalan redes que alimentan lámparas de mercurio y sodio de característica resistiva.

1.6.5 Redes de distribución para cargas mixtas

En este tipo de redes se tienen varias de estas cargas en una misma red de distribución. No muy deseables pues se dificulta el control de pérdidas

1.7 CLASIFICACIÓN DE LAS CARGAS DE ACUERDO A LA CONFIABILIDAD

Teniendo en cuenta los daños que pueden sufrir los usuarios por la interrupción del suministro de energía eléctrica, es posible clasificar las cargas así:

1.7.1 Cargas de primera categoría.

Son aquellas en las que una interrupción corta en el suministro de energía eléctrica causa importantes perjuicios al consumidor (riesgo de muerte, daños en procesos de fabricación en masa, daños a equipos costosos como computadores y máquinas controladas por sistemas electrónicos, centros hospitalarios, sistemas masivos de transporte, etc). Estas cargas deben tener sistemas alternos de alimentación con conmutación automático y plantas de emergencia (autogeneración).

1.7.2 Cargas de segunda categoría.

Bajo esta categoría se clasifican todas las cargas en las que una pequeña interrupción (no mayor de 5 minutos), no causa grandes problemas al consumidor. Pertenecen a este grupo las fábricas medianas que no tienen complicados y delicados procesos de fabricación pero que causan desocupación de empleados y obreros, etc.

1.7.3 Cargas de tercera categoría

Se clasifican aquí el resto de consumidores, los cuales pueden tener un tiempo de interrupción en un intervalo $1 \leq T1 \leq 5h$, en un mes durante el cual no se causa mayores perjuicios. Son entonces los usuarios residenciales, poblaciones rurales, pequeñas fábricas, etc. La CREG (Comision Reguladora de Energía y Gas) ha establecido como metas para el DES y FES de 3 y 9 respectivamente

1.8 ASPECTOS GENERALES SOBRE PLANEAMIENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

1.8.1 Objetivos de planeamiento.

Un buen planeamiento garantiza que el crecimiento de la demanda de energía eléctrica sea satisfecha en forma optima con las mejoras realizadas al sistema de distribución. Dichas adiciones deben ser técnicamente adecuadas y razonablemente económicas.

Su alto costo de inversión y su proximidad con el consumidor hacen que el sistema de distribución merezca la importancia y por lo tanto, se le coloque la atención debida.

El objetivo general del planeamiento de sistemas de distribución es el minimizar los costos (de subestaciones, alimentadores laterales, transformadores, redes secundarias, de pérdidas de potencia y energía) sometido a las restricciones (como valores permisibles de voltaje, caídas momentaneas de voltaje, flickers, así como de continuidad en el servicio).

1.8.2 Proceso para el planeamiento.

- Las características de la carga determinan el tipo de sistema de distribución requerido.
- Una vez determinadas las cargas, se agrupan para conectarse a las líneas secundarias.
- A las líneas secundarias se les asigna un transformador de distribución.
- Las cargas de los transformadores de distribución son luego combinadas para determinar las demandas del sistema de distribución primaria.
- Las cargas del sistema de distribución primaria, determinan el tamaño y localización de las subestaciones de distribución así como la ruta y capacidad de las líneas de transmisión asociadas.

En la persecución de los objetivos, el planeador tiene influencia sobre:

- a) Las adiciones y/o modificaciones de las redes de subtransmisión.
- b) Ubicación y tamaño de las subestaciones de distribución.
- c) Areas de servicio de las subestaciones de distribución.
- d) Localización de interruptores, suiches, tamaño de alimentadores.
- e) Niveles de voltaje y caídas de voltaje en el sistema.
- f) Localización de capacitores y reguladores de voltaje.
- g) Cargabilidad de transformadores y alimentadores.
- h) Impedancia, niveles de aislamiento y disponibilidad de transformadores.

El planeamiento no tiene influencia sobre:

- a) Momento y ubicación de las demandas.
- b) Frecuencia y duración de las interrupciones.
- c) Costos de mano de obra, equipos y del dinero
- d) Variaciones de los precios de combustibles y fuentes alternas de energía.
- e) Cambios en las condiciones socioeconómicas y sobre las tendencias del crecimiento de la demanda.
- f) Aumento o disminución de la población.
- g) Cambios de comportamiento como resultado de los avances tecnológicos.
- h) Cambios en las condiciones económicas (PIB, inflación y/o recesión).
- i) Regulaciones de los gobiernos nacionales y locales.

1.8.3 Factores que afectan el planeamiento del sistema de distribución.

- a) Las proyecciones de carga, influenciadas a su vez por:
 - Planes de desarrollo comunitario, industrial y municipal.
 - Uso de la tierra.
 - Factores geográficos.

- Datos históricos.
- Crecimiento de la población.
- Densidad de la carga.
- Fuentes de energía alternativas.

b) Expansión de subestaciones influenciada por:

- Factores económicos.
- Limitaciones de tamaño.
- Barreras físicas, tamaño físico y disponibilidad del terreno.
- Limitaciones de proyección.
- Capacidad y configuración actual.
- Proyección de la carga.
- Capacidad de enlace.
- Voltajes de transmisión.
- Rigidez de la transmisión.
- Limitación de alimentadores.

c) Selección del sitio de la subestación influenciada por:

- Localización de subestaciones existentes.
- Regulaciones sobre el uso de la tierra y costos de la tierra.
- Disponibilidad del terreno.
- Localización de líneas de subtransmisión existentes.
- Proyección de la carga.
- Densidad de la carga.
- Proximidad a centros de carga.
- Limitación de los alimentadores.

Las alternativas resultantes deben ser evaluadas cualitativa y cuantitativamente, efectos beneficios vs efectos adversos, efectos de escala absoluta vs efectos de escala relativa.

d) El costo total de la expansión influenciado por:

- Las pérdidas de potencia y energía.
- Los costos de operación, mantenimiento, materiales.
- Los costos del capital.

e) Otros factores tales como:

- Selección de voltajes primarios.
- Selección de rutas de alimentadores.
- Selección de tamaño de conductores, capacidad de equipos.

- Adecuacidad de sistemas existentes.
- Posibles cargas adicionales.

1.8.4 Técnicas actuales de planeamiento de sistemas de distribución.

El uso de las siguientes herramientas y programas está basado en la discrecionalidad del planeador y en la política de operación de la compañía electrificadora: flujos de carga, cálculo de corrientes de fallo y de cortocircuito, cálculo de caídas de voltaje y pérdidas, impedancias del sistema, proyección de cargas, regulación de voltaje, ajuste de reguladores, discriminamiento y ubicación óptima de bancos de condensadores, etc.

La figura 1.3 muestra un diagrama de bloques del proceso de planeamiento de sistemas de distribución mas empleado.

El criterio de aceptabilidad, representando las políticas de la compañía, obligaciones de los usuarios y restricciones adicionales pueden incluir:

- Continuidad del servicio.
- La caída de voltaje máxima permisible por el usuario más alejado (permanente y momentánea).
- La carga pico máxima permisible.
- Confiabilidad del servicio.
- Pérdidas de potencia y energía.

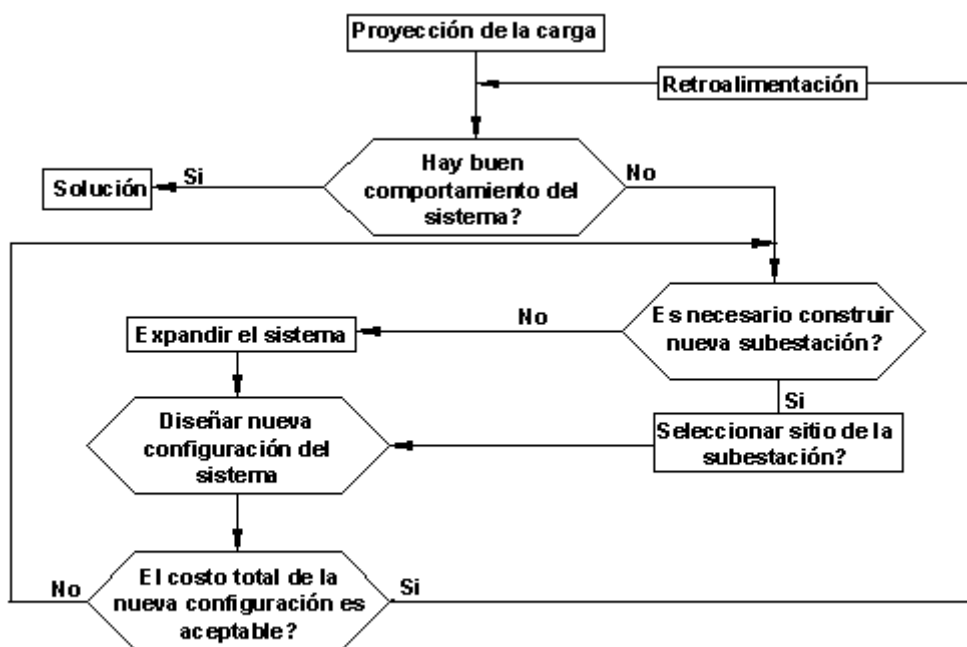


FIGURA 1.3. Diagrama de bloques de un proceso típico de planeamiento de sistemas de distribución.

1.8.5 Modelos de planeamiento de sistemas de distribución

Los modelos matematicos que son desarrollados para representar el sistema y que son empleados por los planeadores de sistemas de distribución para investigar y determinar los modelos de expansión óptima que por ejemplo, seleccionen ubicación y expansión óptima, subestación, transferencia de carga óptima entre subestaciones y centros de demanda, rutas y calibres óptimos de alimentadores para el suministro de energía a las cargas dadas; sujetas a numerosas restricciones para minimizar el valor presente de los costos totales involucrados.

Algunas de las técnicas de investigación de operaciones usadas en la generación de esta tarea son las siguientes.

- a) El método de la política alternativa que seleccione entre varias, la mejor.
- b) El método de descomposición, en el cual, un problema grande es dividido en varios pequeños y cada uno resuelto separadamente.
- c) Los métodos de programación lineal y de programación por integración que linealiza las condiciones de restricciones.
- d) Los métodos de programación dinámica.

1.8.6 Planeamiento de sistemas de distribución en el futuro.

Para establecer las futuras tendencias que hoy se vislumbran para el futuro de los procesos de planeamiento se debe tener en cuenta:

- a) Los factores económicos como la inflación, los gastos para adquisición de capital, el capital necesario para expansión de sistemas de distribución y las dificultades para elevar tarifas a los usuarios.
- b) Los factores demograficos que evidencian problemas de inmigración hacia areas urbanas.
- c) Los factores tecnológicos que evidencian el desarrollo de las fuentes no convencionales y que pueden cambiar la naturaleza de las redes de distribución.

Los requerimientos de un programa de manejo de carga exitoso son especificados como sigue:

- Debe ser capaz de reducir la demanda durante periodos de carga critica del sistema.
 - Debe resultar en una disminución de los requerimientos de generación nueva.
 - Debe tener una relación costo/beneficio aceptable.
 - Su operación debe ser compatible con el diseño y operación del sistema.
 - Debe operar con un nivel de confiabilidad aceptable.
 - Debe tener el nivel aceptable de conveniencia para el usuario.
 - Debe tratar de reducir tarifas y ofrecer otros incentivos.
- d) La relación costo/beneficio obtenida por la innovación.
 - e) Nuevas herramientas de planeamiento: las herramientas para el diseño de redes seran optimizadas con respecto a muchos criterios usando métodos de programación de investigacion de operaciones. Los editores de redes discriminan el programa de simulación extensivos, los cuales determinarán si la red propuesta comportamiento esperado y el criterio de crecimiento de carga.

- 2.1 Influencia de las características de las cargas sobre redes de distribución.
- 2.2 Densidad de carga.
- 2.3 Carga instalada.
- 2.4 Capacidad instalada.
- 2.5 Carga máxima.
- 2.6 Numero de horas de carga equivalente (EH).
- 2.7 Demanda $D(t)$
- 2.8 Curvas de carga diaria.
- 2.9 Curvas de duración de carga diaria $CDC(t)$
- 2.10 Curvas de carga anual.
- 2.11 Curvas de duracion de carga anual.
- 2.12 Tasa de crecimiento de la demanda.
- 2.13 Carga promedio D_p
- 2.14 Factor de demanda F_D
- 2.15 Factor de utilización F_U
- 2.16 Factor de planta F_{PL}
- 2.17 Factor de potencia $\cos\phi$
- 2.18 Factor de carga F_C
- 2.19 Factor de diversidad de grupo F_{div}
- 2.20 Factor de coincidencia F_{co}
- 2.21 Factor de contribución C_i
- 2.22 Curvas de demanda máxima diversificada.
- 2.23 Curvas de factores de diversidad.
- 2.24 Cargas de diseño para redes de distribución.
- 2.25 Demanda coincidente por servicio y demanda total.
- 2.26 Método analítico para determinar la demanda máxima.
- 2.27 Pérdidas de potencia y energía.
- 2.28 Horas equivalentes de pérdidas LEH
- 2.29 Factor de pérdidas f_{per}
- 2.30 Porcentaje de pérdidas y pérdidas de potencia y energía.
- 2.31 El factor de pérdidas en función de la curva de duración de carga.
- 2.32 Relación entre el factor de carga y el factor de pérdidas.

2.1 INFLUENCIA DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LAS CARGAS SOBRE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

En la figura 2.1 se puede observar que las características de la carga influyen en los sistemas de potencia y distribución, más no en viceversa. Las características de las cargas expresan el comportamiento de los usuarios frente al sistema de distribución y por lo tanto, imponen las condiciones (donde está y como establece la demanda durante el período de carga). Las empresas de energía pueden realizar control sobre algunas cargas para evitar que el sistema colapse.

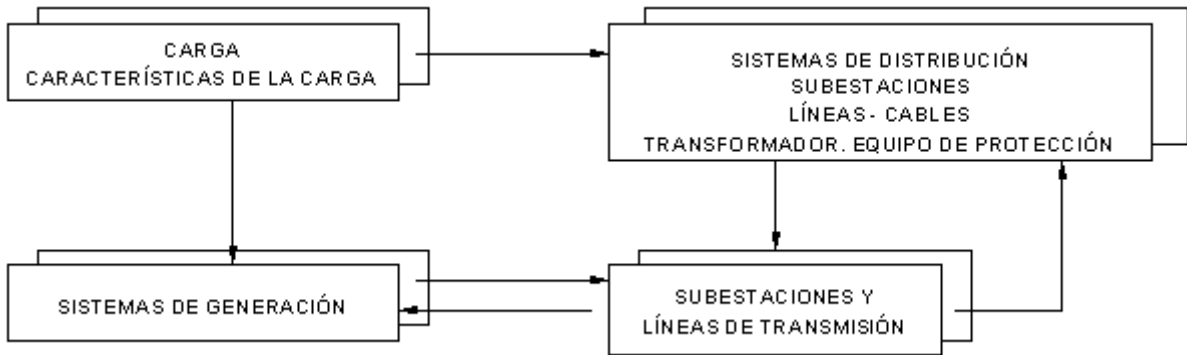


FIGURA 2.1. Influencia de las características de la carga en las redes

2.2 DENSIDAD DE CARGA

Este concepto se puede establecer de dos formas, una de ellas se expresa como la relación entre la carga instalada y el área de la zona del proyecto:

$$\text{Densidad de carga} = \frac{\text{Carga instalada}}{\text{Área de la zona}} \quad \frac{\text{kVA}}{\text{km}^2} \quad \text{ó} \quad \frac{\text{kW}}{\text{km}^2} \quad (2.1)$$

que es el método más generalizado.

La otra forma corresponde a un diseño de detalle que establece la densidad de carga como la cantidad de kW por cada 100 metros de línea para suministrar el servicio. Si se parte de un muestreo donde se dispone de la demanda en kWh por cada 100 metros, se puede convertir a kW como sigue:

$$\frac{\text{kW}}{100\text{m}} = \frac{\text{kWh}}{100\text{m}} \left(0,1076 + \frac{0,1114}{N} \right) - 1,286 \quad (2.2)$$

donde N es el número de usuarios homogéneos considerado.

La densidad de carga en kVA / 100 m requiere de la estimación del factor de potencia tal que:

$$\frac{kVA}{100m} = \frac{\frac{kW}{\cos\Phi}}{100m} \quad (2.3)$$

2.3 CARGA INSTALADA CI

Es la suma de todas las potencias nominales continuas de los aparatos de consumo conectados a un sistema o a parte de él, se expresa generalmente en kVA, MVA, kW o MW. Matemáticamente se indica como:

$$CI = \sum \text{Potencias nominales de las cargas} \quad (2.4)$$

En la figura 2.2 se muestra su ubicación en la curva de carga diaria típica.

2.4 CAPACIDAD INSTALADA PI

Corresponde a la suma de las potencias nominales de los equipos (transformadores, generadores), instalados a líneas que suministran la potencia eléctrica a las cargas o servicios conectados. Es llamada también capacidad nominal del sistema. (Véase figura 2.2).

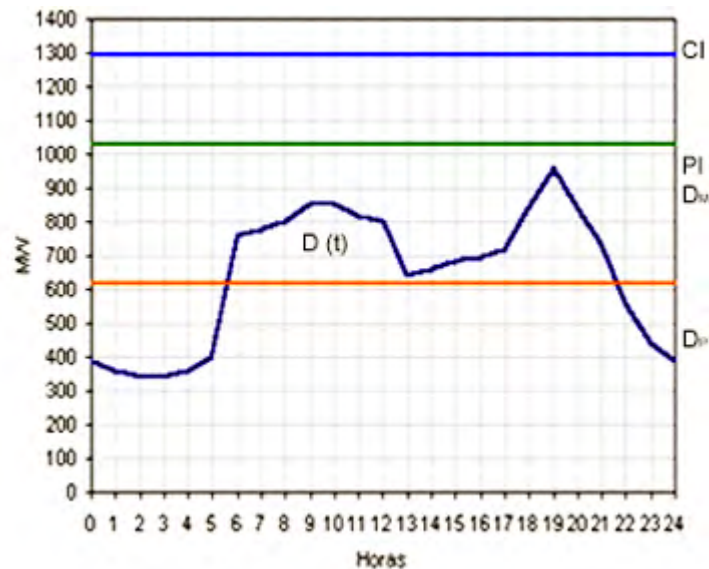


FIGURA 2.2. Curva de carga diaria típica

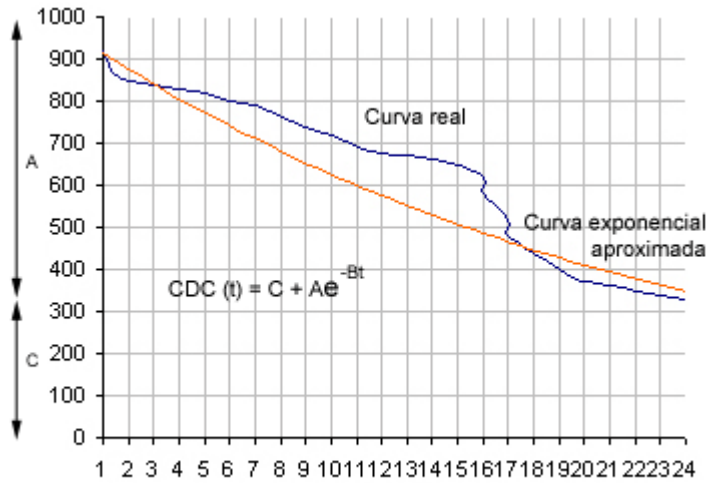


FIGURA 2.3. Curva de duración de carga diaria

2.5 CARGA MÁXIMA (KW Ó KVA) D_M

Se conoce también como la demanda máxima y corresponde a la carga mayor que se presenta en un sistema en un período de trabajo previamente establecido. En la figura 2.2, la carga máxima es la que se presenta a las 19 horas.

Es esta demanda máxima la que ofrece mayor interés ya que aquí es donde se presenta la máxima caída de tensión en el sistema y por lo tanto cuando se presentan las mayores pérdidas de energía y potencia.

Para establecer la D_M se debe especificar el intervalo de demanda para medirla. La carga puede expresarse en p.u de la carga pico del sistema; por ejemplo, se puede encontrar la demanda máxima 15 minutos, 30 minutos y 1 hora.

2.6 NÚMERO DE HORAS DE CARGA EQUIVALENTE EH

Es el número de horas que requeriría la carga máxima para que se consuma la misma cantidad de energía que la consumida por la curva de carga real sobre el periodo de tiempo especificado. Esta dada por:

$$EH = \frac{\text{Energía total consumida en el período (kWh)}}{\text{Carga máxima (kW)}} \quad (2.5)$$

2.7 DEMANDA $D(t)$

Es la cantidad de potencia que un consumidor utiliza en cualquier momento (variable en el tiempo). Dicho de otra forma: la demanda de una instalación eléctrica en los terminales receptores, tomada como un valor medio en un intervalo determinado. El período durante el cual se toma el valor medio se denomina intervalo de demanda. La duración que se fije en este intervalo dependerá del valor de demanda que se desee conocer, así por ejemplo, si se quiere establecer la demanda en amperios para la sección de un juego de fusibles, deberán ser analizados valores de demanda con un intervalo cero, no siendo el mismo caso si se quiere encontrar la demanda para aplicarla a un transformador o cable, que será de 10 o 15 minutos.

Para establecer una demanda es indispensable indicar el intervalo de demanda ya que sin él no tendría sentido práctico. La demanda se puede expresar en kVA, kW, kVAR, A, etc.

La variación de la demanda en el tiempo para una carga dada origina el ciclo de carga que es una CURVA DE CARGA (demanda vs tiempo).

2.8 CURVAS DE CARGA DIARIA

Estas curvas se dibujan para el día pico de cada año del período estadístico seleccionado.

Las curvas de carga diaria están formadas por los picos obtenidos en intervalos de una hora para cada hora del día. Las curvas de carga diaria dan una indicación de las características de la carga en el sistema, sean estas predominantemente residenciales, comerciales o industriales y de la forma en que se combinan para producir el pico. Su análisis debe conducir a conclusiones similares a las curvas de carga anual, pero proporcionan mayores detalles sobre la forma en que han venido variando durante el período histórico y constituye una base para determinar las tendencias predominantes de las cargas del sistema, permite seleccionar en forma adecuada los equipos de transformación en lo que se refiere a la capacidad límite de sobrecarga, tipo de enfriamiento para transformadores de subestaciones y límites de sobrecarga para transformadores de distribución. En la figura 2.2 se muestra una curva típica de carga obtenida en las subestaciones receptoras primarias.

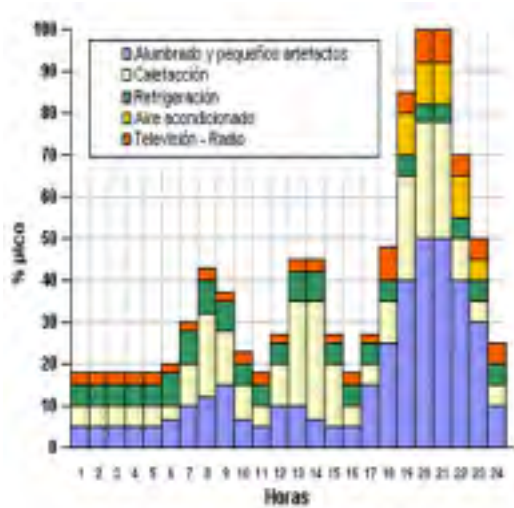
En la figura 2.4 se muestran las curvas de carga diarias típicas en nuestro país para carga residencial, comercial, industrial y alumbrado público que muestran el porcentaje pico contra el tiempo y permite observar el comportamiento de cada una de ellas de tal forma que al combinarlos en una sola gráfica resulta la curva de carga de la figura 2.2.

2.9 CURVAS DE DURACIÓN DE CARGA DIARIA $CDC(t)$

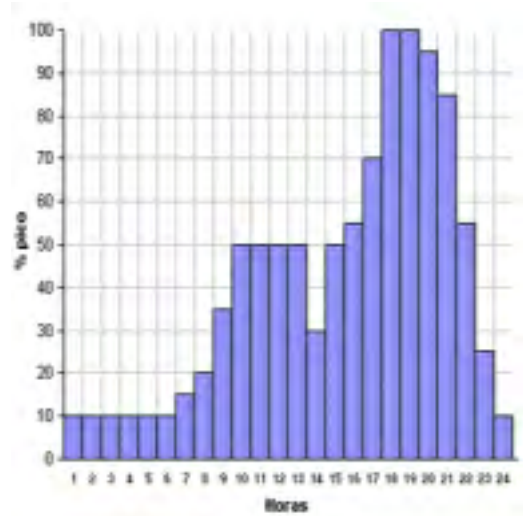
Estas curvas se derivan de las anteriores y se muestra en la figura 2.3. Su análisis debe conducir a conclusiones idénticas a las obtenidas del análisis de las curvas de carga diaria. La curva indica la duración de cada una de las demandas presentadas durante el periodo de tiempo especificado.

Las curvas de duración de carga diaria se pueden ajustar de tal manera que se aproxime a una curva exponencial decreciente de la forma:

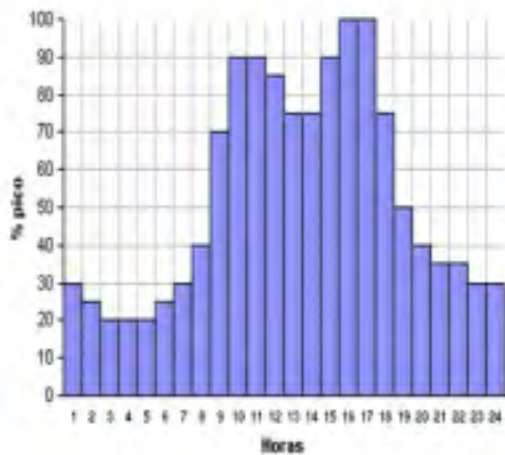
$$CDC(t) = C + Ae^{-Bt} \quad (2.6)$$



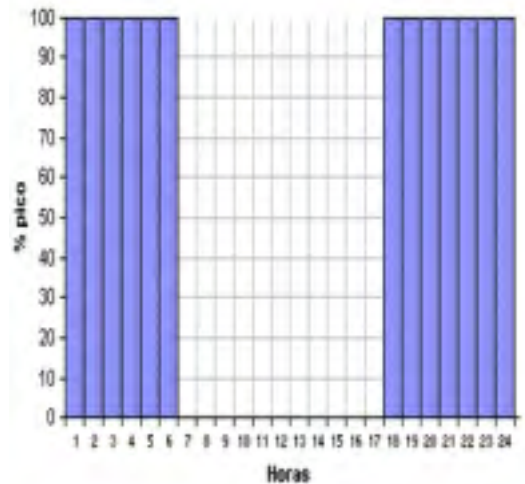
Carga residencial



Carga comercial



Carga industrial



Alumbrado público

FIGURA 2.4. Curvas de carga diaria típicas

2.10 CURVAS DE CARGA ANUAL

Estas curvas se deben dibujar en lo posible para los 4 años del período estadístico como se muestra en la figura 2.5 y muestran la forma como se está incrementando la carga durante dicho periodo y ayuda en la deducción de la rata de crecimiento de la demanda.

Las curvas de carga anual están formadas por los valores de la demanda a la hora pico en cada mes, permiten una visualización de los crecimientos y variaciones de los picos mensuales y anuales. El análisis de las causas de estas variaciones debe conducir a conclusiones prácticas sobre el comportamiento del sistema y los factores que lo afectan.

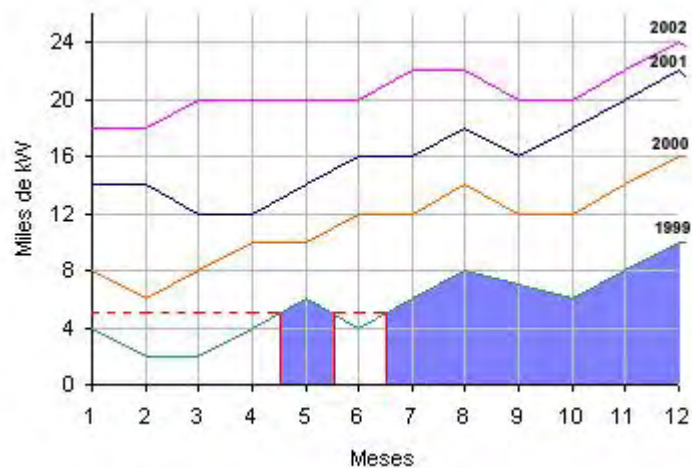


FIGURA 2.5. Curvas de carga anual

2.11 CURVAS DE DURACIÓN DE CARGA ANUAL

También se dibujan para los años del período estadístico como se muestra en el ejemplo de la figura 2.6.

Estas curvas se deducen de las correspondientes curvas de carga anual e indican la distribución de las cargas pico durante el transcurso del año, así como la duración de las condiciones del pico. Proporcionan una indicación del comportamiento propio de la carga y del de ésta en relación con la capacidad instalada. Esta puede conducir a conclusiones sobre la conveniencia de tratar de modificar el comportamiento de la carga y sobre la necesidad de mejorarlas condiciones de suministro y otras.

En conclusión : la duración de carga es la relación entre las demandas y la duración de las demandas sobre un período especificado de tiempo. Las demandas horarias pueden ser tabuladas en orden descendiente y los siguientes cálculos complementan el estudio sobre duración de carga:

$$\text{Frecuencia} = \text{Número de ocurrencia de cada demanda} \quad (2.7)$$

$$\frac{\text{Equal}}{\text{Exceed}} = \text{Sumatoria de frecuencias} \quad (2.8)$$

$$\text{Porcentaje de pico} = \frac{\text{Demanda (kW)}}{\text{Demanda máxima (kW)}} \times 100 \quad (2.9)$$

$$\text{Cuadro de demandas} = \frac{\frac{\text{Equal}}{\text{Exceed}}}{\text{Tiempo especificado}} \times 100 \quad (2.10)$$

$$\text{Cuadro de demandas} = (\text{Demanda})^2 \times \text{Frecuencia} \quad (2.11)$$

Estos parámetros de duración de carga permiten construir la curva (% de carga pico vs % de duración) similar a la mostrada en la figura 2.3.

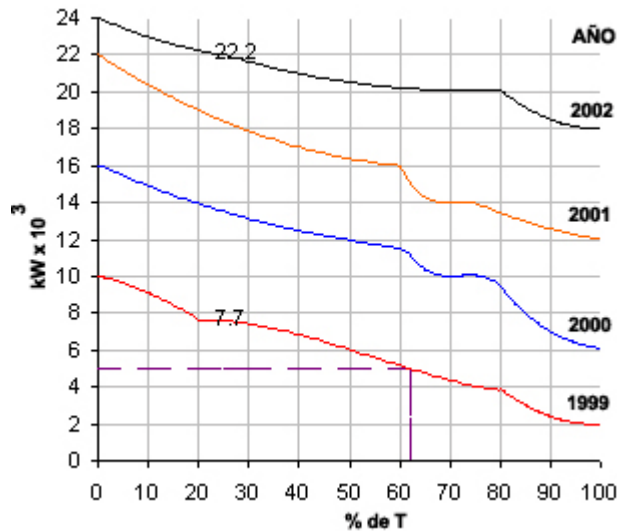


FIGURA 2.6. Curva de duracion de carga anual

2.12 TASA DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA

Este es uno de los parámetros de diseño cuya determinación requiere el máximo cuidado a fin de evitar la subestimación y la sobrestimación de las demandas futuras. La tasa de crecimiento de la demanda en redes de distribución es diferente para cada clase de consumo, es evidente que el aumento de la demanda máxima individual, que es el criterio de diseño, es mayor para una zona de consumo bajo que para una zona de consumo medio o alto.

Para el diseño de circuitos primarios es necesario hacer proyecciones de la demanda en la zona de influencia de la línea primaria o de la subestación. En estos casos y teniendo en cuenta la escasez de datos estadísticos confiables y numerosos que permiten aplicar criterios de extrapolación, es necesario determinar una tasa de crecimiento geométrico en base a los siguientes factores:

- El crecimiento demográfico.
- El aumento en el consumo por mejoramiento del nivel de vida.
- Los desarrollos industriales, comerciales, turísticos, agropecuarios y otros previsibles.
- El posible represamiento de la demanda debido al mal servicio prestado anteriormente.

La tasa de crecimiento de la demanda se puede obtener mediante análisis estadístico de datos históricos materializados en las curvas de carga anual cuando se grafican como mínimo para los últimos 4 años.

La tasa de crecimiento de la demanda está dada por:

$$r = \sqrt[n]{\frac{D_n}{D_0}} - 1 \quad (2.12)$$

denominada tasa de crecimiento geométrico, o por

$$r = \frac{\frac{D_n}{D_0} - 1}{n} \quad (2.13)$$

denominada tasa de crecimiento aritmético

donde:

D_0 = Demanda actual.

D_n = Demanda para el período de proyección (cargas de diseño).

n = Período de proyección.

$n = 15$ años para redes de distribución .

$n = 8$ años para transformadores de distribución .

Puede concluirse entonces que una red puede diseñarse con una capacidad tal que pueda satisfacer tanto la carga actual como la carga futura que aparezca durante la vida útil de la red.

2.13 CARGA PROMEDIO D_p

Se define como la relación entre el consumo de energía del usuario durante un intervalo dado y el intervalo mismo. Se calcula mediante.

$$D_p = \frac{\text{Energía consumida en el tiempo } T \text{ en kWh}}{T \text{ en h}} \quad (2.14)$$

$$D_p = \frac{\int_0^T CDT(t)dt}{T} \text{ en kW} \quad (2.15)$$

Es una demanda constante sobre el período de tiempo especificado y que establece el mismo consumo de energía que las requerida por la curva de carga real sobre el mismo período de tiempo especificado.

2.14 FACTOR DE DEMANDA F_D

El factor de demanda en un intervalo de tiempo t , de una carga, es la razón entre la demanda máxima y la carga total instalada. El factor de demanda por lo general es menor que 1, siendo 1 sólo cuando en el intervalo considerado, todos los aparatos conectados al sistema estén absorbiendo sus potencias nominales, lo cual es muy improbable. Matemáticamente, este concepto se puede expresar como:

$$F_D = \frac{\text{Carga máxima}}{\text{Carga Instalada}} = \frac{D_M}{C_I} \leq 1 \quad (2.16)$$

El factor de demanda indica el grado al cual la carga total instalada se opera simultáneamente.

2.15 FACTOR DE UTILIZACIÓN F_U

El factor de utilización es un sistema eléctrico en un intervalo de tiempo t , es la razón entre la demanda máxima y la capacidad nominal del sistema (capacidad instalada), es decir:

$$F_U = \frac{\text{Carga máxima}}{\text{Capacidad instalada}} = \frac{D_M}{PI} \quad (2.17)$$

Es conveniente hacer notar que mientras el factor de demanda, da el porcentaje de carga instalada que se está alimentando, el factor de utilización indica la fracción de la capacidad del sistema que se está utilizando

durante el pico de carga en el intervalo considerado, (es decir, indica la utilización máxima del equipo o instalación).

2.16 FACTOR DE PLANTA F_{PL}

Es la relación entre la energía real producida o servida sobre un periodo especificado de tiempo y la energía que pudo haber sido producida o servida si la planta (o unidad) ha operado continuamente a la máxima capacidad nominal. También se conoce como factor de capacidad o factor de uso. Por lo tanto

$$F_{PL} = \frac{\text{Energía real producida o servida}}{\text{Potencia nominal máxima de la planta} \times t} = \frac{\text{Carga promedio}}{\text{Capacidad Instalada}} = \frac{D_P}{PI} \quad (2.18)$$

Es más comunmente usado en estudios de generación. Por ejemplo

$$\text{Factor de planta anual} = \frac{\text{Generación real anual}}{\text{Potencia nominal máxima planta}} = \frac{\text{Generación de energía anual real}}{\text{Potencia nominal máxima planta} \times 8760}$$

El factor de planta da una indicación de la utilización promedio del equipo o instalación.

2.17 FACTOR DE POTENCIA $\cos \Phi$

Es la relación entre la potencia activa (W, kW o MW) y la potencia aparente (VA, kVA, MVA), determinada en el sistema o en uno de sus componentes.

$$\cos \Phi = \frac{\text{Potencia activa}}{\text{Potencia aparente}} \quad (2.19)$$

La incidencia más importante del factor de potencia es en el porcentaje de pérdidas y en la regulación de voltaje y por lo tanto, en la calidad y economía del servicio eléctrico.

Para sistemas de distribución se fija un valor mínimo de 0.9 para el factor de potencia. En el caso de tener valores inferiores a este se deberá corregir este factor por parte de los usuarios, por parte de la empresa electrificadora o por ambos.

En redes que alimentan usuarios industriales se fija un 0.85 como mínimo.

El factor de potencia se corrige mediante la instalación de bancos de condensadores en las acometidas de los usuarios cuyas cargas así lo requieran, o en los circuitos primarios. Es muy importante calcular bien los kVAR a compensar y la ubicación de los bancos de condensadores dentro del sistema.

2.18 FACTOR DE CARGA F_c

Se define como la razón entre la demanda promedio en un intervalo de tiempo dado y la demanda máxima observada en el mismo intervalo de tiempo.

Matemáticamente se puede expresar como:

$$F_c = \frac{\text{Demanda promedio}}{\text{Demanda máxima}} \quad \text{con límites } 0 < F_c \leq 1, \quad F_c = \frac{D_P}{D_M} \quad (2.20)$$

En este caso, el intervalo que generalmente se considera para el cálculo del valor de demanda máxima es el instantáneo. En la determinación del factor de carga de un sistema, es necesario especificar el intervalo de la demanda en el que están considerados los valores de demanda máxima instantánea D_M y la demanda promedio D_P ya que para una misma carga, un período establecido mayor, dará como resultado un factor de carga más pequeño, o sea:

$$F_c \text{ anual} < F_c \text{ mensual} < F_c \text{ semanal} < F_c \text{ diario}$$

Otra forma de expresar el factor de carga que permite un cálculo en forma simplificada es la siguiente:

$$F_c = \frac{D_P \times t}{D_M \times t} = \frac{\text{Energía absorbida en el tiempo } t}{D_M \times t} \quad (2.21)$$

en donde t es el intervalo de tiempo considerado (días, meses, años).

El factor de carga anual sera

$$F_c \text{ anual} = \frac{\text{Energía total anual}}{D_M \text{ anual} \times 8760} \quad (2.22)$$

El F_c indica el grado al cual el pico de la carga es sostenido durante el periodo. Esto quiere decir que si el factor de carga es 1, la D_M se mantiene constante, si el factor de carga es alto (por ejemplo 0.9), la curva de carga tiene muy pocas variaciones y en cambio si el factor de carga es bajo (por ejemplo 0.2), la curva de carga sufre muchas variaciones con picos y valles pronunciados.

La evaluación precisa del factor de carga permite seleccionar el tipo de refrigeración que se le asignará a los transformadores de potencia.

Obtenido el ajuste de la curva de duración de carga, el factor de carga es:

$$F_c = \frac{\int_0^T CDT(t)dt}{T \times kVA_{pico}}$$

donde T es el período evaluado (24 horas)

$$\text{con } CDT(t) = C + Ae^{-Bt} \text{ y con } kVA_{pico} = C + A = 1$$

se obtiene:

$$F_c = \frac{\int_0^T (C + Ae^{-Bt}) dt}{24(A + C)} = \frac{\int_0^T (C + Ae^{-Bt}) dt}{24}$$

$$F_c = \frac{\int_0^T C dt + \int_0^T Ae^{-Bt} dt}{24} = \frac{\left[Ct - \frac{A}{B}e^{-Bt} \right]_0^T}{24} = \frac{\left[Ct - \frac{A}{B}e^{-Bt} + \frac{A}{B} \right]}{24}$$

$$F_c = \frac{24C - \frac{A}{B}e^{-24B} + \frac{A}{B}}{24}$$

$$F_c = C + \frac{A}{24B}(1 - e^{-24B}) \quad (2.23)$$

El problema ahora es encontrar el valor del B, para lo cual es necesario realizar un complejo análisis estadístico.

2.19 FACTOR DE DIVERSIDAD O DE GRUPO F_{div}

Al proyectar un alimentador para un consumidor deberá tomarse en cuenta siempre su demanda máxima, debido a que ésta impondría a la red condiciones más severas de carga y de caída de tensión; sin embargo cuando muchos consumidores son alimentados por una misma red, deberá tomarse en cuenta el concepto de diversidad de carga ya que sus demandas máximas no coinciden con el tiempo; la razón de esto radica en que los consumidores aunque sean de la misma clase de consumo tienen hábitos muy diferentes. La figura 2.7 muestra a manera de ejemplo las curvas de carga diaria de 3 usuarios de la misma categoría con demandas máximas parecidas pero no coincidentes en el tiempo pues tienen costumbres diferentes.

Esta diversidad entre las demandas máximas de un mismo grupo de cargas se establece por medio del factor de diversidad, definido como la razón entre la sumatoria de las demandas máximas individuales y la demanda máxima del conjunto o grupo de usuarios (llamada también demanda máxima coincidente).

$$F_{\text{div}} = \frac{\sum_{i=1}^n D_{mi}}{D_{M\text{grupo}}} = \frac{D_{m1} + D_{m2} + D_{m3} + D_{m4} + \dots + D_{mn}}{D_{M\text{grupo}}} \geq 1 \quad (2.24)$$

$$F_{\text{div}} = \frac{\text{suma de demandas máximas no coincidentes}}{\text{demanda máxima coincidente}} \quad (2.25)$$

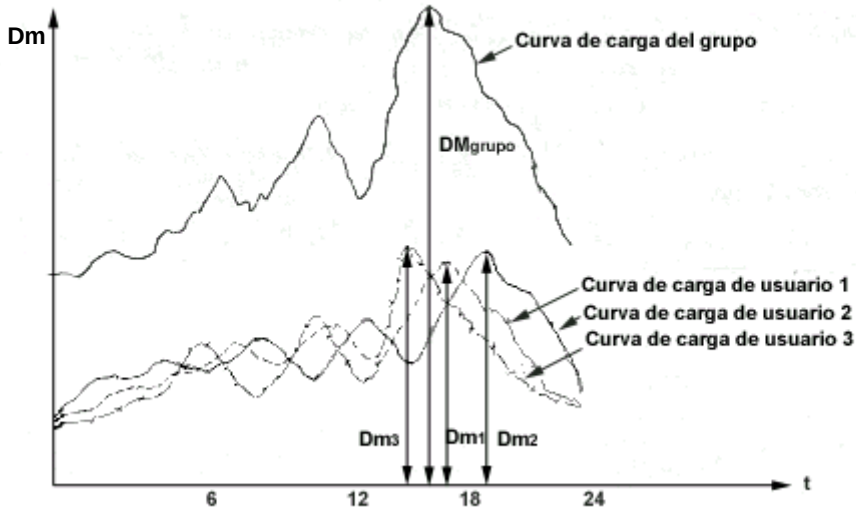


FIGURA 2.7. Curvas de carga de diferentes usuarios y la curva de carga equivalente del grupo

La demanda coincidente es también llamada demanda diversificada y se define como la demanda de un grupo compuesto, como un conjunto de cargas no necesariamente relacionadas sobre un período especificado de tiempo. Aquí, la carga diversificada máxima es la que tiene real importancia y corresponde a la suma de las contribuciones de las demandas individuales (no coincidentes) en el momento exacto de la hora pico establecida por la curva de carga del grupo.

La demanda no coincidente corresponde a la suma de las demandas de un grupo de cargas sin restricciones sobre el intervalo (el tiempo) en el cual cada carga es aplicada.

Recordando ahora que $D_M = F_D \times C_I$, el factor de diversidad es:

$$F_{\text{div}} = \frac{\sum_{i=1}^n CI_i \times F_{Di}}{D_{M \text{ grupo}}} \quad (2.26)$$

donde:

CI_i = Carga instalada por la carga i

F_{Di} = Factor de demanda de la carga i

El factor de diversidad es criterio fundamental para el diseño económico de los sistemas de distribución. Podrá aplicarse a diferentes niveles del sistema; es decir, entre consumidores energizados desde una misma red, entre transformadores de un mismo alimentador, entre alimentadores pertenecientes a un misma fuente o subestación de distribución; o entre subestaciones de un mismo sistema de distribución, por lo tanto, resulta importante establecer el nivel en que se quiere calcular o aplicar el factor de diversidad. Los factores de diversidad son diferentes también para las distintas regiones del país pues dependen del clima, las condiciones de vida locales, las costumbres, grado de industrialización de la zona y de las distintas clases de consumo.

A la diferencia entre la suma de demandas máximas no coincidentes con la demanda máxima coincidente se le llama diversidad de carga así:

$$LD = \left(\sum_{i=1}^n D_{mi} \right) - D_{M \text{ grupo}} \quad (2.27)$$

2.20 FACTOR DE COINCIDENCIA F_{co}

Es la relación entre la demanda máxima coincidente de un grupo de consumidores y la suma de las demandas de potencia máxima de consumidores individuales que conforman el grupo, ambos tomados en el mismo punto de alimentación para el mismo tiempo.

$$F_{co} = \frac{\text{Demanda máxima coincidente}}{\text{suma de demandas máximas individuales}} = \frac{D_{M \text{ grupo}}}{\sum_{i=1}^n D_{mi}} = \frac{1}{F_{\text{div}}} \quad (2.28)$$

La aplicación correcta del F_{co} constituye un elemento muy importante en la planeación del sistema, ya que será la demanda máxima corregida por este factor la que se deberá aplicar para seleccionar el equipo (transformadores o cables) de la red, haciendo más real y económico el diseño.

A partir de las mediciones efectuadas en el sistema de distribución en estudio (ya sea con pinza voltamperimétrica o con registrador de demanda mediante el cual se elabora la curva de carga), deben obtenerse las curvas de factores de diversidad o de factores de coincidencia en función del número de consumidores para las diferentes categorías de consumo de la zona investigada.

De los datos obtenidos en las investigaciones se obtienen las abscisas y las ordenadas del cono de puntos que determinan la curva de demanda diversificada y de ésta se obtienen las curvas de factores de diversidad.

2.21 FACTOR DE CONTRIBUCIÓN C_i

Expresa la proporción con la que la i ésima carga contribuye a la demanda máxima del grupo. Está dado en p.u de la demanda máxima individual de la i ésima carga.

El factor de coincidencia en función de los factores de contribución estará dada por:

$$F_{co} = \frac{\frac{D_{M \text{ grupo}}}{n}}{\sum_{i=1}^n D_{mi}} = \frac{C_1 D_{m1} + C_2 D_{m2} + C_3 D_{m3} + \dots + C_n D_{mn}}{\sum_{i=1}^n D_{mi}}$$

$$F_{co} = \frac{\sum_{i=1}^n C_i D_{mi}}{\sum_{i=1}^n D_{mi}} \quad (2.29)$$

Se pueden presentar los siguientes casos especiales:

a) si $D_{m1} = D_{m2} = D_{m3} = \dots D_{mn} = D$, entonces

$$F_{co} = \frac{D \sum_{i=1}^n C_i}{nD} = \frac{\sum_{i=1}^n C_i}{n} \quad (2.30)$$

Se concluye que si las demandas máximas individuales son iguales, el factor de coincidencia es igual al factor de contribución promedio.

b) si $C_1 = C_2 = C_3 = \dots = C_n = C$, por lo tanto

$$F_{co} = \frac{C \sum_{i=1}^n D_{mi}}{\sum_{i=1}^n D_{mi}} = C \quad (2.31)$$

Esto es, el factor de coincidencia es igual al factor de contribución.

2.22 CURVAS DE DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA.

Para obtener las curvas de demanda máxima diversificada tales como las que se ilustran en la figura 2.8 a manera de ejemplo, se debe determinar la potencia en KVA correspondientes al consumo pico de los diferentes conjuntos de usuarios en función de la tensión V y la corriente I de la medida obtenida en la red o de la lectura del registrador de demanda. Esta medida debe ser corregida por regulación en la siguiente forma :

$$kVA_{\text{Corregidos}} = K \times kVA_{\text{medidos}} \quad (2.32)$$

Para cargas de alumbrado incandescente y en general para cargas de naturaleza resistiva con coeficiente positivo de variación con la temperatura, se cumple aproximadamente que:

$$K = \left(\frac{V_{\text{nominal}}}{V_{\text{medido}}} \right)^{1,5} = \left(\frac{120}{V_{\text{medido}}} \right)^{1,5} \quad (2.33)$$

de tal modo que:

$$kVA_{\text{corregidos}} = \left(\frac{120}{V_{\text{medido}}} \right)^{1,5} \times \left(\frac{V_{\text{medido}} \times I_{\text{medido}}}{1000} \right) \quad (2.34)$$

Lo anterior se efectúa teniendo en cuenta que el valor obtenido de las mediciones cuando existe un voltaje deficiente, es menor que el correspondiente a la potencia que absorberá un suscriptor si éste tuviera tensión nominal (120 V).

De los datos obtenidos se calcula la demanda máxima promedio por acometida o consumidor para diferentes circuitos y también la demanda máxima promedio para n consumidores como:

$$D_{\text{máxima promedio}} = \frac{kVA_{\text{corregidos}}}{n} = \frac{(D_{\text{Mgrupo}})_{\text{corregidos}}}{n} \quad (2.35)$$

Valor que corresponde a la ordenada cuando n es la abscisa del "cono de puntos" de la figura 2.8.

Es importante prestar atención especial en la determinación del comienzo de la curva (demanda máxima individual) para lo cual deben emplearse las medidas hechas a las acometidas individuales, obteniendo el promedio con más de una desviación standard.

De igual cuidado es el trazado de la curva en la zona del cambio fuerte de pendiente (pequeño número de usuarios), ya que es aquí donde se presentan mayores diferencias en los factores de diversidad de una zona a otra y de un tipo de consumo a otro.

No obstante, corresponde a una operación práctica "a buen criterio" en la que deben tenerse en cuenta los siguientes aspectos:

- a) La tendencia de la curva, o sea la envolvente máxima del cono de puntos en el segmento correspondiente a valores grandes de consumidores n, determina la magnitud del alimentador principal o acometida secundaria del transformador y la del transformador mismo.

La obtención es directa en función de la curva de demanda máxima diversificada si se tiene en cuenta que dicho factor cuantitativamente es igual a la relación entre la demanda máxima individual y la demanda máxima promedio por consumidor para n consumidores

En la figura 2.9 se muestra a manera de ejemplo las curvas de factores de diversidad correspondientes a las curvas de demanda máxima diversificada de la figura 2.8.



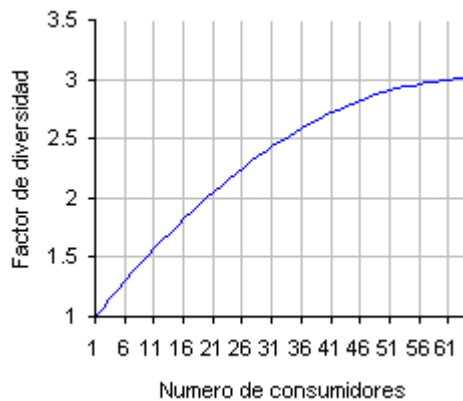


FIGURA 2.9. Curva de factores de diversidad correspondientes.

2.24 CARGAS DE DISEÑO PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN

Para la determinación de las cargas de diseño se partirá de las curvas de factores de demanda diversificada reales, deducidas de medidas tomadas en la red de distribución existente, debidamente ajustadas por regulación. Dichas cargas quedan materializadas en las curvas de kVA/usuario contra el número de usuarios n para cada una de las clases de consumo.

La curva de carga diversificada de diseño es la proyección de la curva de carga diversificada medida, mediante las tasas aritméticas y/o geométricas del crecimiento del consumo de energía eléctrica.

La proyección de la demanda constituye un problema típico en cada caso, cuya solución no pueda reducirse a términos normales simplistas. Los modelos más conocidos son:

$$D_n = D_o(1 + r)^n \quad \text{con tasa de crecimiento geométrico} \quad (2.37)$$

$$D_n = D_o(1 + r n) \quad \text{con tasa de crecimiento aritmético} \quad (2.38)$$

Mediante esta metodología se obtienen los resultados vistos en las curvas de la figura 2.10.

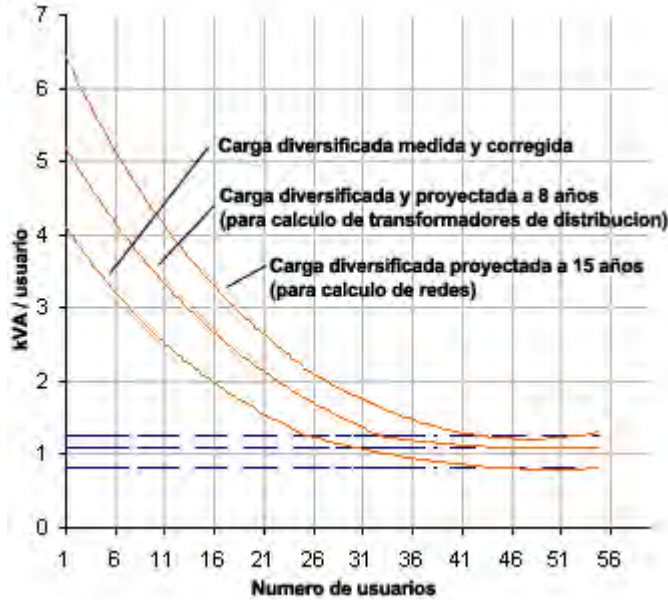


FIGURA 2.10. Curvas de demanda diversificada de diseño.

NOTA : Para llegar a obtener estas curvas es necesario efectuar investigaciones preliminares que incluye fundamentalmente los siguientes aspectos:

- * Estudio socioeconómico de la zona a investigar.
- * Sectorización de la zona buscando homogenización de las cargas a medir.
- * Selección de una muestra representativa de transformadores a medir.
- * Programación de las mediciones directas.
- * Realización de mediciones.
- * Determinación de la tasa de crecimiento de la demanda.

2.25 DEMANDA COINCIDENTE POR SERVICIO Y DEMANDA TOTAL

La demanda coincidente por servicio de un grupo de n usuarios se determina en función de la demanda máxima individual y del factor de coincidencia de las n cargas como:

$$D_{CS} = D_{mi} \times F_{co} \quad (2.39)$$

y la demanda máxima de un grupo de n cargas homogéneas será:

$$D_{mc} = n \times D_{CS} = n \times D_{mi} \times F_{co} \quad (2.40)$$

2.26 MÉTODO ANALÍTICO PARA DETERMINAR LA DEMANDA MÁXIMA

Arvidson C.E en su publicación titulada “*Diversified demand method of estimating residential distribution transformer loads*” desarrolló un método para estimar analíticamente las cargas de los transformadores de distribución en áreas residenciales por el método de demanda diversificada el cual tiene en cuenta la diversidad entre cargas similares y la no coincidencia de los picos de diferentes tipos de cargas.

Para tener en cuenta la no coincidencia de los picos de diferentes tipos de cargas Arvidson introdujo el “factor de variación horaria”, definido como la relación entre la demanda de un tipo particular de carga coincidente con la demanda máxima del grupo y la demanda máxima de ese tipo particular de carga. La tabla 2.1 da los datos de las curvas de variación horaria para varios tipos de electrodomesticos.

La figura 2.11 muestra las curvas de varios tipos de electrodomesticos para determinar la demanda máxima diversificada promedio por consumidor en kW/carga. En la figura 2.11 cada curva representa un 100% de nivel de saturación para una demanda específica.

Para aplicar el metodo Arvidson para determinar la demanda máxima diversificada para un nivel de saturación y electrodoméstico, se sugieren los siguientes pasos:

- Determinar el número total de electrodomésticos, multiplicar el número total de consumidores por el valor de saturacion en p.u.
- Leer la demanda diversificada correspondiente por consumidor de la curva en la figura 2.11, para el número dado de electrodomesticos.
- Determinar la demanda máxima, multiplicando la demanda encontrada en el paso b) por el número total de electrodomésticos.
- Determinar la contribución de este tipo de carga a la demanda máxima del grupo, multiplicando el valor resultante del paso c) por el correspondiente factor de variacion horaria encontrado en la tabla 2.1.

TABLA 2.1. Factores de variación horaria

Hora	Iluminación y tomas miscelaneos	Refrigerador	Congelador	Estufa	Aire acondicionado *	Bomba de calor		Calefacción de vivienda *	Calentador de agua †			
						Invierno	Verano		OPHW ‡			Secadora de ropa §
									ambos elementos restringidos	solo bajo elementos restringidos	Elementos no controlados	
12 AM	0.32	0.93	0.92	0.02	0.40	0.42	0.34	0.11	0.41	0.61	0.51	0.03
1	0.12	0.89	0.90	0.01	0.39	0.35	0.49	0.07	0.33	0.46	0.37	0.02
2	0.10	0.80	0.87	0.01	0.36	0.35	0.51	0.09	0.25	0.34	0.30	0
3	0.09	0.76	0.85	0.01	0.35	0.28	0.54	0.08	0.17	0.24	0.22	0
4	0.08	0.79	0.82	0.01	0.35	0.28	0.57	0.13	0.13	0.19	0.15	0
5	0.10	0.72	0.84	0.02	0.33	0.26	0.63	0.15	0.13	0.19	0.14	0

TABLA 2.1. (Continuación) Factores de variación horaria

Hora	Iluminación y tomas misceláneos	Refrigerador	Congelador	Estufa	Aire acondicionado *	Bomba de calor		Calefacción de vivienda *	Calentador de agua †				Secadora de ropa §
						Invierno	Verano		OPHW ‡		Elementos no controlados		
									ambos elementos restringidos	solo bajo elementos restringidos			
6	0.19	0.75	0.85	0.05	0.30	0.26	0.74	0.17	0.17	0.24	0.16	0	
7	0.41	0.75	0.85	0.30	0.41	0.35	1.00	0.76	0.27	0.37	0.46	0	
8	0.35	0.79	0.86	0.47	0.53	0.49	0.91	1.00	0.47	0.65	0.70	0.08	
9	0.31	0.79	0.86	0.28	0.62	0.58	0.83	0.97	0.63	0.87	1.00	0.20	
10	0.31	0.79	0.87	0.22	0.72	0.70	0.74	0.68	0.67	0.93	1.00	0.65	
11	0.30	0.85	0.90	0.22	0.74	0.73	0.60	0.57	0.67	0.93	0.99	1.00	
12 M	0.28	0.85	0.92	0.33	0.80	0.84	0.57	0.55	0.67	0.93	0.98	0.98	
1	0.26	0.87	0.96	0.25	0.86	0.88	0.49	0.51	0.61	0.85	0.86	0.70	
2	0.29	0.90	0.98	0.16	0.89	0.95	0.46	0.49	0.55	0.76	0.82	0.65	
3	0.30	0.90	0.99	0.17	0.96	1.00	0.40	0.48	0.49	0.68	0.81	0.63	
4	0.32	0.90	1.00	0.24	0.97	1.00	0.43	0.44	0.33	0.46	0.79	0.38	
5	0.70	0.90	1.00	0.80	0.99	1.00	0.43	0.79	0	0.09	0.75	0.30	
6	0.92	0.90	0.99	1.00	1.00	1.00	0.49	0.88	0	0.13	0.75	0.22	
7	1.00	0.95	0.98	0.30	0.91	0.88	0.51	0.76	0	0.19	0.80	0.26	
8	0.95	1.00	0.98	0.12	0.79	0.73	0.60	0.54	1.00	1.00	0.81	0.20	
9	0.85	0.95	0.97	0.09	0.71	0.72	0.54	0.42	0.84	0.98	0.73	0.18	
10	0.72	0.88	0.96	0.05	0.64	0.53	0.51	0.27	0.67	0.77	0.67	0.10	
11	0.50	0.88	0.95	0.04	0.55	0.49	0.34	0.23	0.54	0.69	0.59	0.04	
12 PM	0.32	0.93	0.92	0.02	0.40	0.42	0.34	0.11	0.44	0.61	0.51	0.03	

* El ciclo de carga y la demanda diversificada máxima dependen de la temperatura exterior, del tipo de aislamiento y construcción de la vivienda.

† El ciclo de carga y la demanda diversificada máxima depende del tamaño del tanque, la capacidad nominal del elemento de calor (los valores mostrados se aplican a tanque de 52 galones y elementos de 1000 y 1500 kW).

‡ El ciclo de carga depende de la programación de la restricción de elementos.

§ El factor de variación horaria depende de los hábitos de vida individuales en un área en particular.

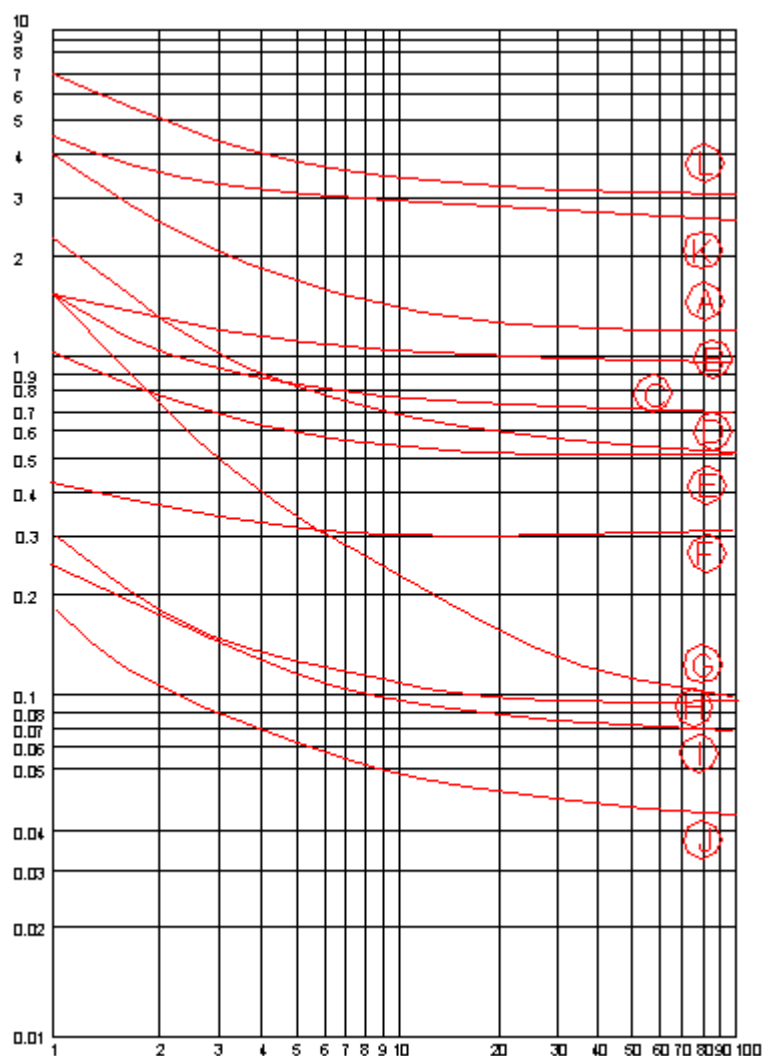


FIGURA 2.11. Características de demanda máxima diversificada 30 minutos para varios tipos de carga residencial.

- A. Secadora de ropa.
- B. Calentador de agua (fuera de pico).
- C. Calentador de agua (elementos no controlados).
- D. Estufa.
- E. Aparatos de iluminación y tomas misceláneos.
- F. Enfriadores de 0.5 hp
- G. Calentadores de agua (en el pico).

- H. Quemador de aceite.
- I. Congelador.
- J. Refrigerador.
- K. Aire acondicionado central.
- L. Calefacción vivienda.

EJEMPLO 2.1

Asumir que un transformador de distribución típico sirve 40 cargas residenciales a través de 40 acometidas sobre una línea secundaria. Además, existen 1800 usuarios residenciales alimentados por 40 transformadores de distribución conectados al mismo alimentador primario.

Asumir que una residencia típica contiene:

- Iluminación y tomas generales.
- Nevera.
- Estufa de dos hornillas.
- Caneca de agua caliente.

Determinar lo siguiente:

- a) Usando la figura 2.11 y la tabla 2.1, calcular la curva de demanda diaria del transformador de distribución.
- b) Usando la figura 2.11 y los resultados del literal a) calcular las demandas diversificadas máximas promedio en función del número de usuarios.
- c) La demanda diversificada máxima 30 minutos en el transformador de distribución.
- d) La capacidad nominal de dicho transformador de distribución.
- e) La demanda diversificada máxima 30 minutos para el alimentador primario completo.

Solución

- a) Los resultados se muestran en la tabla 2.2 y en la figura 2.12
- b) Los resultados se muestran en la tabla 2.3 y en las figuras 2.13 y 2.14.
- c) De la tabla 2.2 se saca la demanda máxima diversificada 30 minutos en el transformador de distribución, cuyo valor es de 65.664 kW, valor que se presentó a las 18 horas.
- d) El transformador de distribución a seleccionar será de 75 kVA.
- e) De la tabla 2.3, el factor de diversidad en el punto de saturación (100 o más usuarios) es de 1.5798 y por lo tanto.

$$\text{Demanda diversificada máxima alimentador primario} = 1,5798 \times 1800 = 2843,64 \text{ kW}$$

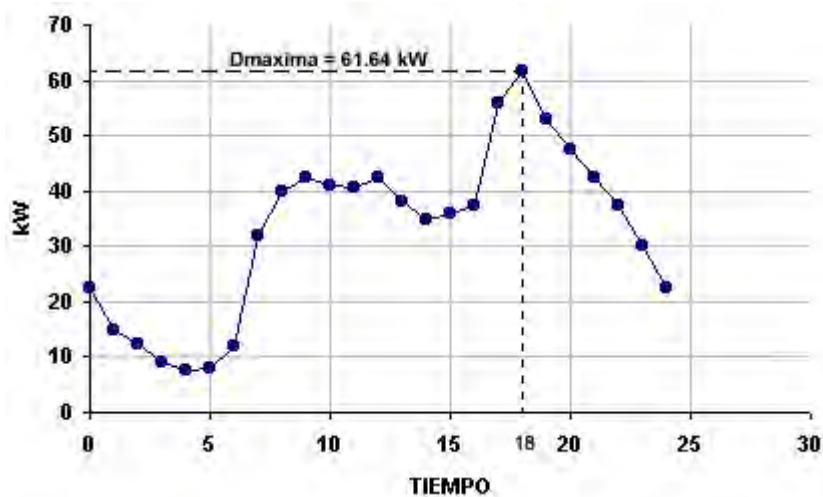


FIGURA 2.12. Curva de demanda diaria del transformador de distribución.

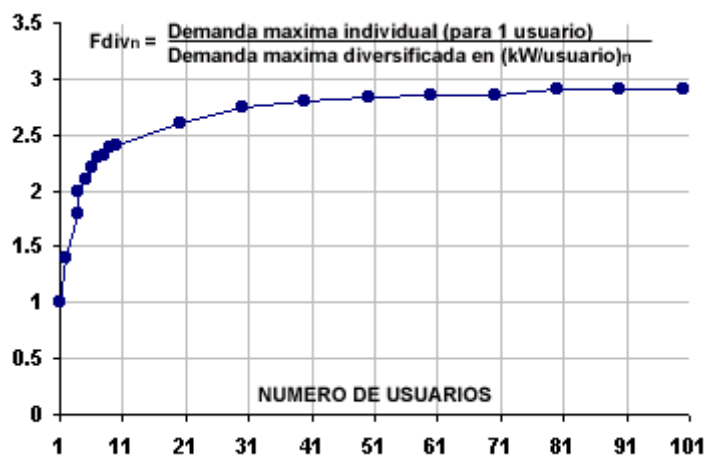


FIGURA 2.13. Curva de factores de diversidad.

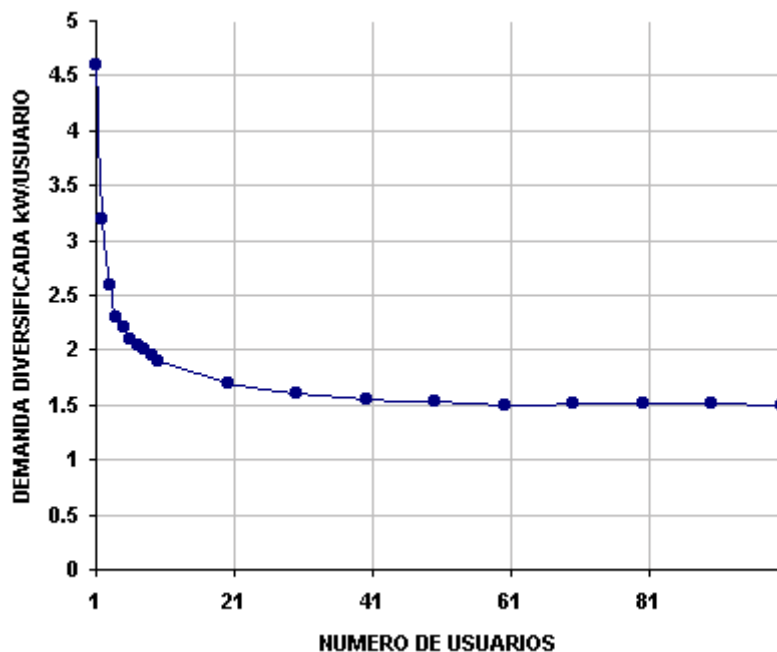


FIGURA 2.14. Demanda diversificada vs número de usuarios.

TABLA 2.2. Demandas diversificadas horarias en el TD

Tiempo h	Contribuciones a las demandas por				Demanda diversificada total horaria kW
	Iluminación y tomas generales	Neveras kW	Estufas kW	Canecas kW	
0	$0,52 \times 40 \times 0,32$	$0,048 \times 40 \times 0,93$	$0,58 \times 40 \times 0,02$	$0,72 \times 40 \times 0,51$	23.5936
1	$0,52 \times 40 \times 0,12$	$0,048 \times 40 \times 0,89$	$0,58 \times 40 \times 0,01$	$0,72 \times 40 \times 0,37$	15.0928
2	$0,52 \times 40 \times 0,10$	$0,048 \times 40 \times 0,80$	$0,58 \times 40 \times 0,01$	$0,72 \times 40 \times 0,30$	12.488
3	$0,52 \times 40 \times 0,09$	$0,048 \times 40 \times 0,76$	$0,58 \times 40 \times 0,01$	$0,72 \times 40 \times 0,22$	9.8992
4	$0,52 \times 40 \times 0,08$	$0,048 \times 40 \times 0,79$	$0,58 \times 40 \times 0,01$	$0,72 \times 40 \times 0,15$	7.7328
5	$0,52 \times 40 \times 0,10$	$0,048 \times 40 \times 0,72$	$0,58 \times 40 \times 0,02$	$0,72 \times 40 \times 0,14$	7.9584
6	$0,52 \times 40 \times 0,19$	$0,048 \times 40 \times 0,75$	$0,58 \times 40 \times 0,05$	$0,72 \times 40 \times 0,16$	11.16

TABLA 2.2. (Continuación) Demandas diversificadas horarias en el TD

Tiempo h	Contribuciones a las demandas por				Demanda diversificada total horaria kW
	Iluminación y tomas generales	Neveras kW	Estufas kW	Canecas kW	
7	$0,52 \times 40 \times 0,41$	$0,048 \times 40 \times 0,75$	$0,58 \times 40 \times 0,30$	$0,72 \times 40 \times 0,46$	30.176
8	$0,52 \times 40 \times 0,35$	$0,048 \times 40 \times 0,79$	$0,58 \times 40 \times 0,47$	$0,72 \times 40 \times 0,90$	39.8608
9	$0,52 \times 40 \times 0,31$	$0,048 \times 40 \times 0,79$	$0,58 \times 40 \times 0,28$	$0,72 \times 40 \times 1,0$	43.2608
10	$0,52 \times 40 \times 0,31$	$0,048 \times 40 \times 0,79$	$0,58 \times 40 \times 0,22$	$0,72 \times 40 \times 1,0$	41.8688
11	$0,52 \times 40 \times 0,30$	$0,048 \times 40 \times 0,85$	$0,58 \times 40 \times 0,22$	$0,72 \times 40 \times 0,99$	41.488
12	$0,52 \times 40 \times 0,28$	$0,048 \times 40 \times 0,85$	$0,58 \times 40 \times 0,33$	$0,72 \times 40 \times 0,98$	43.336
13	$0,52 \times 40 \times 0,26$	$0,048 \times 40 \times 0,87$	$0,58 \times 40 \times 0,25$	$0,72 \times 40 \times 0,86$	37.6464
14	$0,52 \times 40 \times 0,29$	$0,048 \times 40 \times 0,90$	$0,58 \times 40 \times 0,16$	$0,72 \times 40 \times 0,82$	35.088
15	$0,52 \times 40 \times 0,30$	$0,048 \times 40 \times 0,90$	$0,58 \times 40 \times 0,17$	$0,72 \times 40 \times 0,81$	35.24
16	$0,52 \times 40 \times 0,32$	$0,048 \times 40 \times 0,90$	$0,58 \times 40 \times 0,24$	$0,72 \times 40 \times 0,79$	36.704
17	$0,52 \times 40 \times 0,70$	$0,048 \times 40 \times 0,90$	$0,58 \times 40 \times 0,80$	$0,72 \times 40 \times 0,75$	56.448
18	$0,52 \times 40 \times 0,92$	$0,048 \times 40 \times 0,90$	$0,58 \times 4 \times 1,00$	$0,72 \times 40 \times 0,75$	65.664
19	$0,52 \times 40 \times 1,00$	$0,048 \times 40 \times 0,95$	$0,58 \times 40 \times 0,30$	$0,72 \times 40 \times 0,80$	52.624
20	$0,52 \times 40 \times 0,95$	$0,048 \times 40 \times 1,0$	$0,58 \times 40 \times 0,12$	$0,72 \times 40 \times 0,81$	47.792
21	$0,52 \times 40 \times 0,85$	$0,048 \times 40 \times 0,95$	$0,58 \times 40 \times 0,09$	$0,72 \times 40 \times 0,73$	42.616
22	$0,52 \times 40 \times 0,72$	$0,048 \times 40 \times 0,88$	$0,58 \times 40 \times 0,05$	$0,72 \times 40 \times 0,67$	37.1216
23	$0,52 \times 40 \times 0,50$	$0,048 \times 40 \times 0,88$	$0,58 \times 40 \times 0,04$	$0,72 \times 40 \times 0,59$	30.0096

TABLA 2.3. Demandas diversificadas máximas promedio kW / Usuarios.

Número usuarios	Iluminación y tomas generales	Neveras	Estufas	Canecas	$\frac{\text{kW}}{\text{Usuario}}$ Total	F_{div}
1	$1,2 \times 0,92$	$0,18 \times 0,9$	$2,2 \times 1$	$1,5 \times 0,75$	4.591	1.0
2	$0,79 \times 0,92$	$0,13 \times 0,9$	$1,3 \times 1$	$1,3 \times 0,75$	3.1638	1.451
3	$0,70 \times 0,92$	$0,09 \times 0,9$	$1,1 \times 1$	$0,98 \times 0,75$	2.56	1.793
4	$0,64 \times 0,92$	$0,079 \times 0,9$	$0,94 \times 1$	$0,91 \times 0,75$	2.2824	2.011
5	$0,63 \times 0,92$	$0,072 \times 0,9$	$0,86 \times 1$	$0,88 \times 0,75$	2.1644	2.121

TABLA 2.3. (Continuación) Demandas diversificadas máximas promedio kW / Usuarios.

Número usuarios	Iluminación y tomas generales	Neveras	Estufas	Canecas	$\frac{\text{kW}}{\text{Usuario}}$ Total	F_{div}
6	$0,61 \times 0,92$	$0,068 \times 0,9$	$0,81 \times 1$	$0,86 \times 0,75$	2.0774	2.21
7	$0,6 \times 0,92$	$0,064 \times 0,9$	$0,78 \times 1$	$0,83 \times 0,75$	2.0121	2.282
8	$0,59 \times 0,92$	$0,062 \times 0,9$	$0,73 \times 1$	$0,82 \times 0,75$	1.9436	2.362
9	$0,58 \times 0,92$	$0,060 \times 0,9$	$0,72 \times 1$	$0,81 \times 0,75$	1.9151	2.397
10	$0,57 \times 0,92$	$0,059 \times 0,9$	$0,71 \times 1$	$0,80 \times 0,75$	1.8875	2.432
20	$0,53 \times 0,92$	$0,052 \times 0,9$	$0,63 \times 1$	$0,74 \times 0,75$	1.7194	2.67
30	$0,525 \times 0,92$	$0,050 \times 0,9$	$0,60 \times 1$	$0,73 \times 0,75$	1.6755	2.74
40	$0,52 \times 0,92$	$0,048 \times 0,9$	$0,58 \times 1$	$0,72 \times 0,75$	1.6416	2.797
50	$0,52 \times 0,92$	$0,047 \times 0,9$	$0,56 \times 1$	$0,72 \times 0,75$	1.6207	2.833
60	$0,52 \times 0,92$	$0,046 \times 0,9$	$0,55 \times 1$	$0,72 \times 0,75$	1.6098	2.852
70	$0,52 \times 0,92$	$0,046 \times 0,9$	$0,54 \times 1$	$0,72 \times 0,75$	1.5998	2.87
80	$0,52 \times 0,92$	$0,046 \times 0,9$	$0,53 \times 1$	$0,72 \times 0,75$	1.5898	2.888
90	$0,52 \times 0,92$	$0,046 \times 0,9$	$0,52 \times 1$	$0,72 \times 0,75$	1.5798	2.888
100	$0,52 \times 0,92$	$0,046 \times 0,9$	$0,52 \times 1$	$0,72 \times 0,75$	1.5798	2.888

2.27 PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA

Las pérdidas son una función de los cuadrados de las corrientes de cargas (amperios) las cuales están directamente relacionadas con los cuadrados de las demandas.

En la figura 2.15 se ilustran las tres curvas básicas: curva de demanda, curva de cuadrados de demanda y la curva de pérdidas.

2.28 HORAS EQUIVALENTES DE PÉRDIDAS LEH

Corresponde al número de horas de la demanda pico que producirían las mismas pérdidas totales que producen las cargas reales sobre un periodo especificado de tiempo.

$$LEH = \frac{\sum (\text{Demanda horaria})^2 \times h}{(\text{Demanda pico})^2} = \frac{\sum D_i^2 h}{D_M^2} \quad (2.41)$$

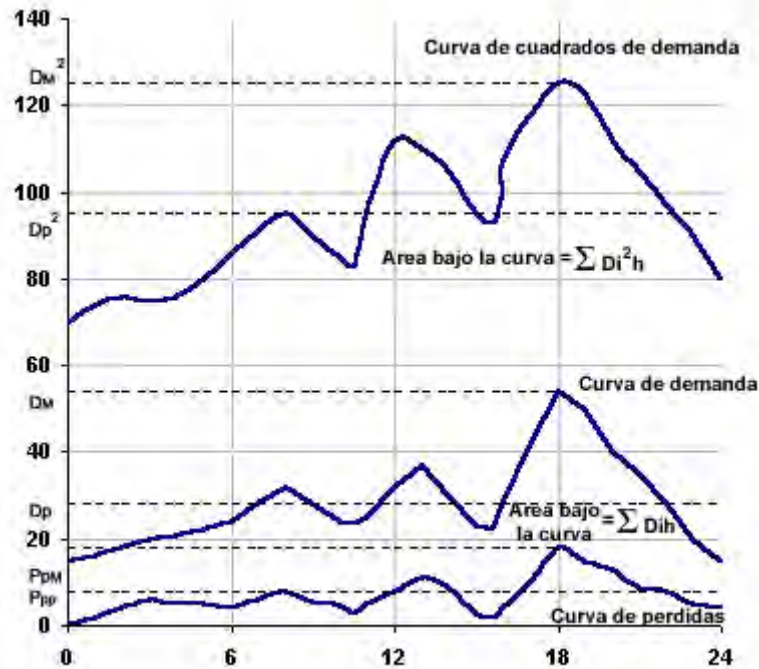


FIGURA 2.15. Curvas de demandas, cuadrados de la demanda y pérdidas.

2.29 FACTOR DE PÉRDIDAS f_{per}

Es el porcentaje de tiempo requerido por la carga pico para producir las mismas pérdidas que las producidas por las cargas reales sobre un período de tiempo especificado. El factor de pérdidas puede ser calculado de las siguientes relaciones:

1. Por los cuadrados de la demanda promedio y de la demanda pico.

$$f_{\text{per}}(\%) = \frac{(\text{Demanda promedio})^2}{(\text{Demanda pico})^2} \times 100 = \frac{D_P^2}{D_M^2} \times 100 \quad (2.42)$$

2. Por los cuadrados de todas las demandas reales y los cuadrados de la demanda pico en el 100% del tiempo.

$$f_{\text{per}}(\%) = \frac{\sum (\text{Demanda horaria})^2 \times h}{(\text{Demanda pico})^2 \times T} \times 100$$

$$f_{\text{per}}(\%) = \frac{\sum D_i^2 h}{D_M^2 \times T} \times 100 \quad (2.43)$$

donde:

D_i = Demanda leída en cada intervalo de tiempo.

D_M = Demanda máxima en el período de tiempo.

T = Número de horas del periodo de tiempo considerado.

El factor de pérdidas también puede definirse en la curva de pérdidas como la relación entre el valor medio y el valor máximo de la potencia disipada en calor en un intervalo de tiempo especificado.

$$f_{\text{per}} = \frac{\text{kWh de pérdidas durante el período}}{\text{kW máximo de perdidas} \times \text{número de horas del período}} \quad (2.44)$$

$$f_{\text{per}} = \frac{\text{Pérdidas de potencia promedio}}{\text{Pérdidas de potencia a la hora pico}}$$

$$f_{\text{per}} = \frac{P_{\text{PP}}}{P_{\text{PM}}} \quad (2.45)$$

2.30 PORCENTAJE DE PÉRDIDAS Y PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA

Es importante analizar no solamente los kWh o pérdidas de energía sino también los kW o pérdidas de potencia durante los períodos pico.

Un examen de las cargas para un día proporcionará algunas bases acerca de la relación entre energía y pérdidas de potencia. El porcentaje de pérdidas será:

$$\% \text{ Pérdidas} = \frac{\text{Pérdidas de energía}}{\text{Energía suministrada a un sistema}} \times 100 \quad (2.46)$$

En países en vía de desarrollo, es una práctica común el tener las pérdidas técnicas como el 15 % al realizar los cálculos prácticos. Las pérdidas de energía podrán calcularse así:

$$\text{Pérdidas de energía} = \% \text{ de pérdidas} \times \sum D_i h$$

Estas pérdidas de energía pueden ser divididas entre las 24 horas en proporción a los cuadrados de las demandas. A la hora pico se tiene.

$$\text{Pérdidas de potencia a la hora pico} = \frac{D_M^2}{\sum D_i^2 h} \times (\text{Pérdidas de energía}) \quad (2.47)$$

Y en general para calcular las pérdidas de potencia en cualquier intervalo del día Δt , se emplea la siguiente fórmula:

$$\text{Pérdida de potencia en } \Delta t = \frac{(\text{Demanda en } \Delta t)^2}{\sum D_i^2 h} \times \text{Pérdida de energía} \quad (2.48)$$

Finalmente se encuentran las pérdidas de potencia promedio como.

$$\text{Pérdida de potencia promedio} = \frac{\text{Energía total pérdida}}{T} \quad (2.49)$$

2.31 EL FACTOR DE PÉRDIDAS EN FUNCIÓN DE LA CURVA DE DURACIÓN DE CARGA

Con base a la ecuación desarrollada para la curva de duración de carga

$$CDT(t) = C + Ae^{-Bt}$$

se tiene que:

$$CDT(t) = kVA(t) = n_f \times kV \times I(t) \quad (2.50)$$

donde:

n_f = Número de fases.

kV = Voltaje línea neutro.

despejando:

$$I(t) = \frac{C + Ae^{-Bt}}{n_f \times kV} \quad (2.51)$$

Para la curva de duración de pérdidas se tiene:

$$CDP(t) = I(t)^2 R = R \left[\frac{C + Ae^{-Bt}}{n_f \times kV} \right]^2 \quad (2.52)$$

Puede verse que es función del tipo de conductor, factor de potencia, características de la carga y del voltaje empleado.

$$f_{perd} = \frac{\int_0^T \left[\frac{C + Ae^{-Bt}}{n_f kV} \right]^2 R dt}{T \left[\frac{C + A}{n_f kV} \right]^2 R}$$

$$f_{perd} = \frac{\int_0^T (C + Ae^{-Bt})^2 dt}{T(C + A)^2}$$

Sabiendo que $C + A \cong 1$ y $T = 24$ horas

$$f_{perd} = \frac{\int_0^T (C^2 + 2ACe^{-Bt} + A^2e^{-2Bt}) dt}{T} = \frac{\left[C^2 t - \frac{2AC}{B} e^{-Bt} - \frac{A^2}{2B} e^{-2Bt} \right]_0^T}{T}$$

$$f_{perd} = \frac{C^2 T - \frac{2AC}{B} e^{-BT} - \frac{A^2}{2B} e^{-2BT} + \frac{2AC}{B} + \frac{A^2}{2B}}{T}$$

$$f_{perd} = C^2 + \frac{2AC}{BT}(1 - e^{-BT}) + \frac{A^2}{2BT}(1 - e^{-2BT})$$

$$f_{perd} = \frac{C^2 + 4AC(1 - e^{-24B}) + A^2(1 - e^{-48B})}{48B} \quad (2.53)$$

El cálculo presenta mayor confiabilidad debido a que utiliza el ajuste de la curva de duración con mejor índice de correlación.

EJEMPLO 2.2

Un sistema de distribución alimenta un fraccionamiento que tiene cargas residenciales, comerciales y de alumbrado público. La potencia que absorbe la red en kW se anota en la tabla 2.4 y se grafican en la figura 2.16.

TABLA 2.4.

Tipo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Residencial	300	300	300	300	300	500	700	1000	1000	1000	700	700
Comercial	500	500	500	500	500	500	500	800	800	1200	1200	1200
Alumbrado público	30	30	30	30	30	30	-	-	-	-	-	-
Total kW	830	830	830	830	830	1030	1200	1800	1800	2200	1900	1900

Tipo	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Residencial	500	500	500	700	700	700	1000	1000	1200	1200	300	300
Comercial	1200	1200	1000	1000	1000	1400	1400	1450	1400	1200	500	500
Alumbrado público	—	-	-	-	-	30	30	30	30	30	30	30
Total kW	1700	1700	1500	1700	1700	2130	2430	2480	2630	2430	830	830

El alimentador subterráneo exclusivo para el fraccionamiento tiene una capacidad de 4 MVA. La carga total instalada en kW y por tipo de consumidor se anota en la siguiente tabla..

Tipo	kW carga	F _p
Residencial	2000	0.9
Comercia	1500	0.8
Alumbrado público	30	1.0
Total	3530	

Hállese las características de cada una de las cargas y las del fraccionamiento.

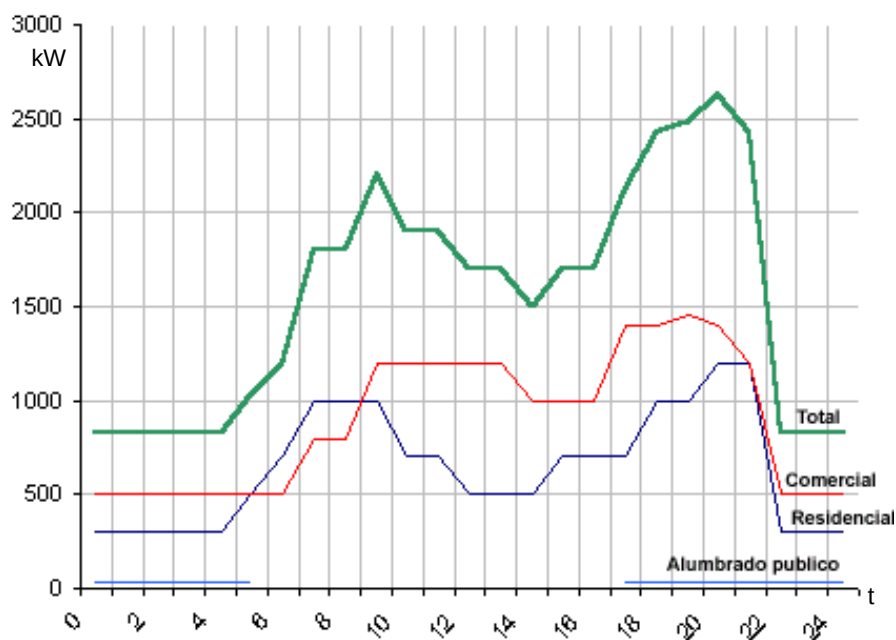


FIGURA 2.16. Curvas de carga del ejemplo 1.

Solución**1. Demandas máximas individuales :**

$$D_{MR} = 1200 \text{ kW}$$

$$D_{MC} = 1450 \text{ kW}$$

$$D_{MAP} = 30 \text{ kW.}$$

2. Demanda máxima del fraccionamiento :

$$D_{MF} = 2630 \text{ kW}$$

3. Factores de demanda :

$$F_{dR} = 1200 / 2000 = 0.6$$

$$F_{dC} = 1450 / 1500 = 0.966$$

$$F_{dAP} = 30 / 30 = 1.0$$

$$F_{dF} = 2630 / 3530 = 0.745$$

4. Factor de utilización del cable :

$$F_u = \frac{2630}{4000 \times 0,9} = 0,73$$

5. Factores de Carga :

$$F_{CR} = \frac{(300 \times 7) + (500 \times 4) + (700 \times 6) + (1000 \times 5) + (1200 \times 2)}{1200 \times 24} = 0,545$$

$$F_{CC} = \frac{(500 \times 9) + (800 \times 2) + (1200 \times 6) + (1000 \times 3) + (1400 \times 3) + (1450 \times 1)}{1450 \times 24} = 0,63$$

$$F_{CAP} = \frac{13 \times 30}{30 \times 24} = 0,541$$

$$F_{CR} = \frac{(800 \times 7) + (1 \times 1030) + (1 \times 1200) + (2 \times 1800) + (1 \times 2200) + (2 \times 1900) + (4 \times 1700) + (1 \times 1500) + 213 + 2430 + 2480 + 2630 + 2230}{2630 \times 24} = 0,6$$

6. Factor de coincidencia

$$F_{CO} = \frac{2630}{1200 + 1450 + 30} = 0,98$$

7. Factores de pérdidas: Usando la fórmula

$$f_{\text{perd}} = 0,3F_c + 0,7F_c^2$$

$$f_{\text{perd}} R = 0,3 \times 0,545 + 0,7 \times (0,545)^2 = 0,371$$

$$f_{\text{perd}} C = 0,3 \times 0,630 + 0,7 \times (0,630)^2 = 0,466$$

$$f_{\text{perd}} AP = 0,3 \times 0,541 + 0,7 \times (0,541)^2 = 0,367$$

$$f_{\text{perd}} F = 0,3 \times 0,6 + 0,7 \times (0,6)^2 = 0,432$$

8. Factores de contribución

$$C_i = \frac{\text{Demanda de la clase a la hora pico del sistema}}{\text{Demanda máxima no coincidente de clase}}$$

$$C_R = \frac{1200}{1200} = 1$$

$$C_C = \frac{1400}{1450} = 0,9655$$

$$C_{AP} = \frac{30}{30} = 1$$

9. Factor de diversidad del sistema.

$$F_{\text{div}} = \frac{\sum_{i=1}^n D_{mi}}{D_{Mg}} = \frac{\sum_{i=1}^n D_i}{\sum_{i=1}^n C_i D_i}$$

$$F_{\text{div}} = \frac{1200 + 1450 + 30}{1 \times 1200 + 0,97 \times 1450 + 1 \times 30} = \frac{2680}{2636,5} = 1,02$$

10. Diversidad de carga

$$LD = \left(\sum_{i=1}^n D_{mi} \right) - D_{Mg}$$

$$LD = (1200 + 1450 + 30) - 2630$$

$$LD = 2680 - 2630$$

$$LD = 50 \text{ kW}$$

EJEMPLO 2.3

Un transformador de distribución de 37.5 kVA alimenta una red de distribución con carga residencial cuyas cargas horarias promedio en kW para el día pico se muestran en la tabla 2.5 y figura 2.17. La carga total instalada es de 45 kVA.

Hállese las características de la carga.

TABLA 2.5. Cargas horarias promedio en kW día pico

de	Hora	a	Demanda kW	de	Hora	a	Demanda kW
12 AM	1AM		10	12 PM	1 PM		13
1 AM	2 AM		8	1 PM	2 PM		15
2AM	3 AM		6	2PM	3 PM		16
3 AM	4 AM		7	3 PM	4 PM		19
4 AM	5 AM		8	4 PM	5 PM		21
5 AM	6 AM		9	5 PM	6 PM		24
6AM	7AM		10	6PM	7 PM		27
7 AM	8AM		12	7 PM	8 PM		30
8 AM	9 AM		15	8 PM	9 PM		28
9 AM	10 AM		14	9 PM	10 PM		23
10 AM	11 AM		13	10 PM	11 PM		19
11 AM	12AM		11	11 PM	12 PM		13

Total kWh = 371

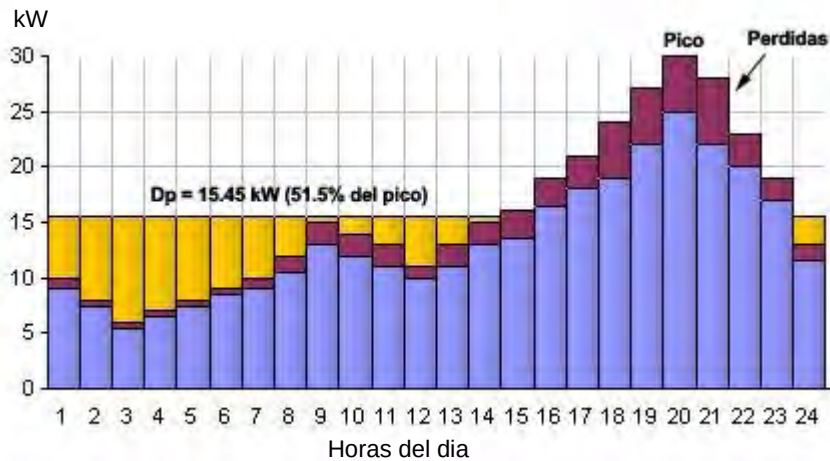


FIGURA 2.17. Cargas horarias promedio para el día pico.

1. Demanda máxima (carga pico) = 30 KW, Valor mostrado en la tabla 2.15 y en la figura 2.17 y ocurre de 7 PM a 8 PM.
2. Horas equivalentes = $\frac{\text{Energía total (kWh)}}{\text{Demanda máxima}} = \frac{371kWh}{30kW} = 12,37h$
3. Demanda promedio = $\frac{\text{Energía total (kWh)}}{\text{Total de horas}} = \frac{371kWh}{24h} = 15,46kW$
4. Factor de demanda = $\frac{\text{Carga máxima}}{\text{Carga instalada}} = \frac{30kW}{45 \times 0,9kW} = 0,74$
5. Factor de utilización = $\frac{\text{Carga máxima}}{\text{Carga instalada}} = \frac{30kW}{37,5 \times 0,9kW} = 0,89$
6. Factor de planta = $\frac{\text{Carga promedio}}{\text{Capacidad instalada}} = \frac{15,46kW}{37,5 \times 0,9kW} = 0,45$
7. Factor de carga = $\frac{\text{Demanda promedio}}{\text{Demanda máxima}} = \frac{15,46kW}{30kW} = 0,515$
8. Duración de la carga : es la relación de las demandas y la duración de las demandas sobre un mismo período de tiempo. En la tabla 2.6 las demandas horarias han sido anotadas en orden descendente.

TABLA 2.6. Duración de la carga para el día pico

Demanda kW	Frecuencia	Equal Exceed	% de pico	% de duración	cuadros de demanda $\times t$
30	1	1	100.0	4.2	900
28	1	2	93.3	8.3	784
27	1	3	90.0	12.5	729
24	1	4	80.0	16.7	576
23	1	5	76.6	20.8	529
21	1	6	70.0	25.0	441
19	2	8	63.3	33.3	722
16	1	9	53.3	37.5	256
15	2	11	50.0	45.8	450
14	1	12	46.7	50.0	196
13	3	15	43.3	62.5	507
12	1	16	40.0	66.7	144
11	1	17	36.7	70.8	121
10	2	19	33.3	79.2	200
9	1	20	30.0	83.3	81
8	2	22	26.7	91.7	128
7	1	23	23.3	95.8	49
6	1	24	20.0	100.0	36

$$\sum_{i=1}^n D_i^2 h = 6849kW^2h$$

Los parámetros de duración de la carga han sido indicados en la figura 2.18 (% pico vs % duración).

Las pérdidas son función de los cuadrados de la corriente, los cuales son calculados del cuadrado de las demandas (estas son mostradas en la tabla 2.6 y la figura 2.18).

$$9. \text{ Horas equivalentes de perdidas} = \frac{\sum_{i=1} D_i^2 h}{(\text{Demanda máxima})^2} = \frac{6849 \text{ kW}^2 h}{900 \text{ kWh}^2} = 7,61 h$$

$$10. F_{\text{perd}} = \frac{\sum_{i=1} D_i^2 h}{(\text{Demanda máxima})^2 \times T} = \frac{6849 \text{ kW}^2 h}{(30 \text{ kW})^2 \times 24 h} = 0,317$$

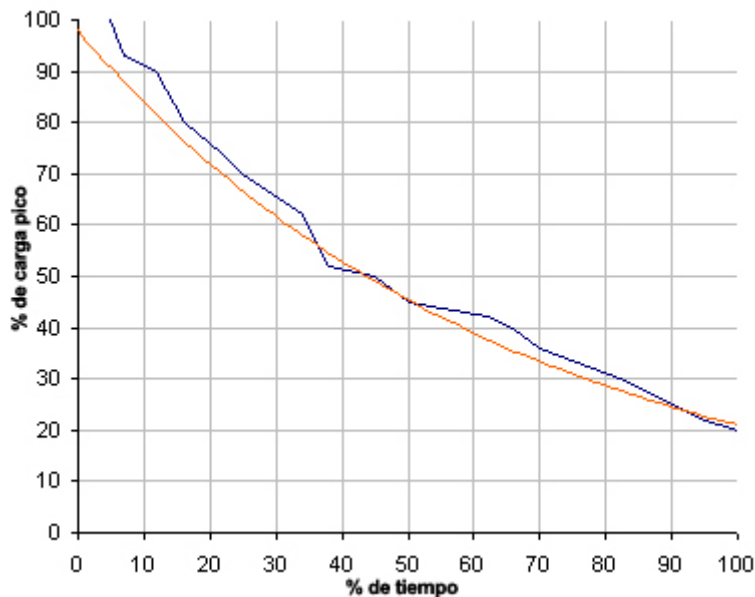


FIGURA 2.18. Curva de duración de carga.

11. Pérdidas de energía y potencia : Es importante analizar no solamente las pérdidas de energía en kWh sino también las pérdidas de potencia durante el período pico.

Un examen de las cargas para el ejemplo proveerá algunas bases acerca de la relación entre las pérdidas de potencia y energía. En los países en vía de desarrollo, las pérdidas técnicas de energía del 15 % son muy comunes de tal manera que se asume este 15 % de la energía como pérdida:

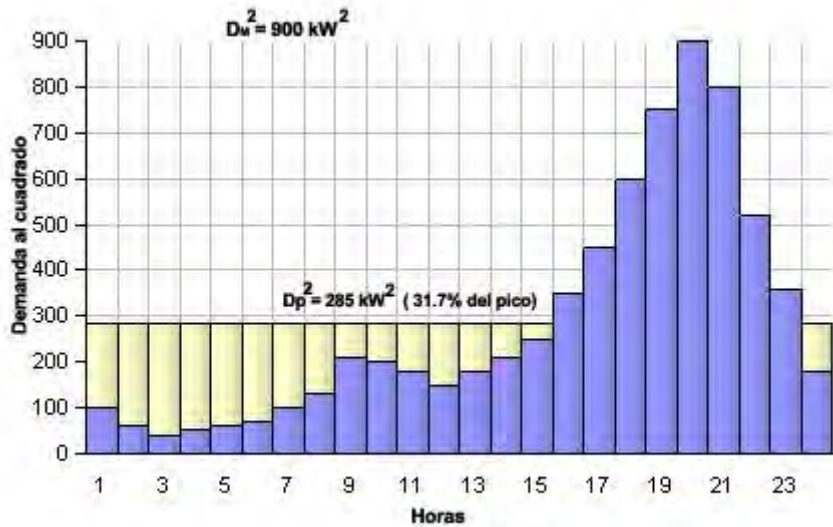


FIGURA 2.19. Cuadrados de las demandas horarias.

$$\text{Perdidas de energía} = 0,15 \times 371 = 55,7 \text{ kWh}$$

Las pérdidas de energía representan el combustible que se debe importar en los países en vía de desarrollo y/o la energía que debe emplearse para fomentar el desarrollo de los países.

Esta energía perdida puede dividirse entre las 24 cargas horarias en proporción a los cuadrados de las demandas (sexta columna de la tabla 2.6). La hora pico puede llegar a ser responsable de :

$$\text{Pérdidas en la hora pico} = \frac{900}{6849} \times 55,7 = 7,3 \text{ kW} = \frac{D_M^2}{\sum D_i^2 h} \times \text{Pérdidas de energía}$$

Las pérdidas asociadas con las otras horas han sido calculadas de manera similar empleando la fórmula 2.48 y consignadas en la figura 2.17.

En la hora pico la pérdida de potencia es de 7.3 kW para un porcentaje de pérdidas de :

$$\% \text{ pérdidas de potencia pico} = \frac{7,3}{30} \times 100 = 24,3\%$$

Cerca del 25 % de la capacidad de los sistemas (generación, transmisión y distribución) es requerida para abastecer las pérdidas de potencia a la hora pico. Por cada porcentaje de pérdidas de energía, el modelo de carga de este ejemplo tiene 1.62 % de pérdidas de potencia pico.

$$\text{Pérdidas de potencia promedio} = \frac{\text{Energía perdida}}{T} = \frac{55,7 \text{ kWh}}{24h} = 2,32 \text{ kW}$$

El factor de pérdidas ahora es.

$$F_{\text{perd}} = \frac{\text{Pérdidas de potencia promedio}}{\text{Pérdidas de potencia a la hora pico}} = \frac{2,32 \text{ kW}}{7,3 \text{ kW}} = 0,318$$

El factor de pérdidas es siempre menor o igual que el factor de carga porque las pérdidas son proporcionales al cuadrado de las cargas.

En este ejemplo el factor de carga es de 51.5 % y el factor de pérdidas es del 31.7 %

El factor de carga puede ser calculado de los requerimientos de energía en kWh. sobre un tiempo especificado y la carga pico en kW.

$$\text{Factor de carga} = \frac{\text{Energía en kWh}}{\text{Demanda pico en kW} \times T} \times 100 \quad (2.54)$$

Si la carga horaria es conocida, el factor de pérdidas puede calcularse como sigue :

$$\text{Factor de pérdidas} = \frac{\sum_{i=1} D_i^2 h}{(\text{Demanda pico en kW})^2 \times T} \times 100 \quad (2.55)$$

Sin embargo, las cargas horarias raramente están disponibles y puede depender de la probable relación entre el factor de carga y el factor de pérdidas determinado por el estudio. Esto se verá más detalladamente en el numeral 2.32

2.32 RELACIÓN ENTRE EL FACTOR DE CARGA Y EL FACTOR DE PÉRDIDAS

En general, el factor de pérdidas no puede ser determinado del factor de carga. Sin embargo, los valores límites de la relación si pueden ser encontrados. Asímesse que el alimentador primario mostrado en la figura 2.20 está conectado a una carga variable. En la figura 2.21 se muestra una curva de carga arbitraria e idealizada. Sin embargo, ello no representa una curva de carga diaria. Asumir que las pérdidas no pico es P_{LS1} a alguna carga no pico P_1 y que la pérdida pico es P_{LS2} a la carga pico P_2 .

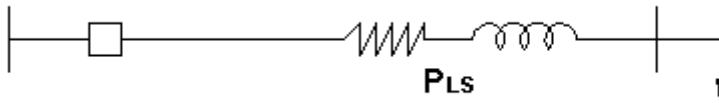


FIGURA 2.20. Alimentador primario conectado a una carga.

El factor de carga es.

$$F_C = \frac{P_{av}}{P_{m\acute{a}x}} = \frac{P_{av}}{P_2} \quad (2.56)$$

De la figura 2.21.

$$P_{av} = \frac{P_2 \times t + P_1 \times (T-t)}{T} \quad (2.57)$$

$$F_C = \frac{P_2 \times t + P_1 \times (T-t)}{P_2 \times T} = \frac{t}{T} + \frac{P_1}{P_2} \times \frac{T-t}{T} \quad (2.58)$$

El factor de pérdidas es

$$F_{perd} = \frac{P_{LS\ av}}{P_{LS\ m\acute{a}x}} = \frac{P_{LS\ av}}{P_{LS2}} \quad (2.59)$$

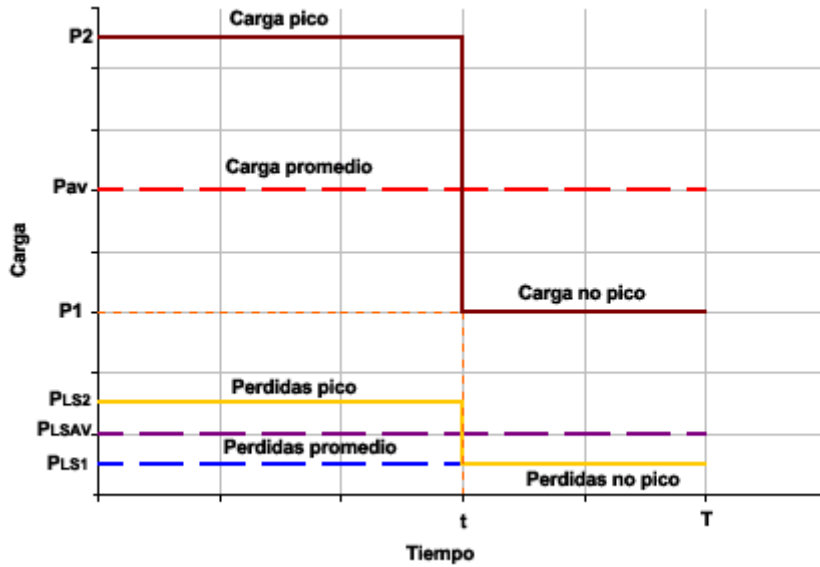


FIGURA 2.21. Curva de carga.

donde

$P_{LS\text{ av}}$ = Pérdidas de potencia promedio.

$P_{LS\text{ máx}}$ = Pérdidas de potencia máxima.

P_{LS2} = Pérdidas pico a la carga pico.

de la figura 2.21.

$$P_{LS\text{ av}} = \frac{P_{LS2} \times t + P_{LS1} \times (T - t)}{T} \quad (2.60)$$

$$F_{\text{perd}} = \frac{P_{LS2} \times t + P_{LS1} (T - t)}{P_{LS2} \times T} \quad (2.61)$$

donde

P_{LS1} = Pérdidas no pico a la carga no pico.

t = Duración de la carga pico.

$T - t$ = Duración de la carga no pico.

Las pérdidas físicas son función de las cargas asociadas. Por tanto, las cargas pico y no pico pueden expresarse respectivamente como:

$$P_{LS1} = k \times P_1^2 \quad (2.62)$$

$$P_{LS2} = k \times P_2^2 \quad (2.63)$$

donde k es una constante. Así, sustituyendo (2.62) y (2.63) en (2.61) el factor de pérdidas puede expresarse como:

$$F_{\text{perd}} = \frac{(kP_2^2) \times t + (kP_1^2) \times (T - t)}{(k \times P_2^2) \times T} = \frac{t}{T} + \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^2 \frac{(T - t)}{T} \quad (2.64)$$

Usando las ecuaciones 2.58 y 2.62, el factor de carga puede relacionarse con el factor de pérdidas paa tres casos diferentes:

Caso 1: La carga no pico es cero $P_1 = 0$.(Ver figura 2.22).

Puesto que $P_1 = 0$, entonces $P_{LS1} = 0$, por lo tanto, la ecuacion 2.58 se convierte en $F_C = \frac{t}{T}$ y la

ecuación 2.62 se convierte en $F_{\text{perd}} = \frac{t}{T}$,lo que da:

$$F_C = F_{\text{perd}} = \frac{t}{T} \quad (2.65)$$

esto es, el factor de carga es igual al factor de pérdidas y ambas son iguales a la constante $\frac{t}{T}$

Caso 2: La duración de carga pico es muy corta $t \rightarrow 0$ (Ver figura 2.22).

La ecuación 2.58 se convierte en $F_C = \frac{P_1}{P_2}$, la ecuación 2.62 se convierte en $F_{\text{perd}} = \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^2$, por lo tanto.

$$F_{\text{perd}} \rightarrow F_C^2 \quad (2.66)$$

Esto es, el valor del factor de pérdidas se aproxima al valor del factor de carga al cuadrado.

Caso 3: La carga es estable $t \rightarrow T$ (Ver figura 2.22).

Esto es, la diferencia entre la carga pico y la carga no pico es despreciable. Por ejemplo, si la carga del consumidor es una planta petroquímica, este sería el caso.

Aquí la carga pico se sostiene en todo T y por lo tanto,

$$F_{\text{perd}} \rightarrow F_C \quad (2.67)$$

Esto es, el valor del factor de pérdidas se aproxima al valor del factor de carga.

En general, el valor del factor de pérdidas está entre

$$F_C^2 < F_{\text{perd}} < F_C \quad (2.68)$$

Por lo tanto, el factor de pérdidas no puede determinarse directamente del factor de carga. La razón es que el factor de pérdidas es determinado desde las pérdidas como una función del tiempo, que a su vez es proporcional a la función del tiempo de la carga al cuadrado.

Sin embargo, Buller y Woodrow desarrollaron una fórmula aproximada para relacionar el factor de pérdidas con el factor de carga, como:

$$F_{\text{perd}} = CF_C + (1 - C)F_C^2 \quad (2.69)$$

donde C es un coeficiente variable que depende de aproximaciones estadísticas.

Las expresiones más comunmente empleadas para el cálculo del factor de pérdidas son:

$$f_{per} = 0,3F_c + 0,7F_c^2 \text{ práctica Europea} \quad (2.70)$$

$$f_{per} = 0,4F_c + 0,6F_c^2 \text{ práctica Americana} \quad (2.71)$$

La ecuación 2.70 da un resultado razonablemente ajustado.

La figura 2.23 da tres curvas diferentes de factor de pérdidas como una función del factor de carga.

La figura 2.22 ilustra las dos condiciones de carga extrema y que fueron deducidas del caso general.

Para carga tipo A, la demanda en algún tiempo es del 100 % o el 0 % en el resto del tiempo $T - t$. El factor de carga para la carga tipo A puede variar del 0 % al 100. El factor de pérdidas para la carga tipo A es siempre igual al factor de carga.

Para la carga Tipo B, la carga es constante por 23 horas (del 0 % hasta el 100 % de plena carga) y del 100 % para la hora restante. El factor de carga variará del 4.17 % (cuando la porción constante es 0 %) hasta el 100 %. El factor de pérdidas es igual al factor de carga por debajo del 4.17 % y en el 100%. Entre estos valores, los factores de pérdidas y los factores de carga tienen las relaciones mostradas en la figura 2.23 y en la tabla 2.6

Para propósitos prácticos, la carga tipo A y la carga tipo B representan los dos extremos de la relación entre los factores de carga y los factores de pérdidas.

Como un primer paso el factor de carga y las pérdidas de energía (promedio y pico) pueden ser estimados. Para complementar esto las expresiones que se pueden usar son:

$$\text{Factor de carga} = \frac{\text{Energía generada (kW)}}{\text{Demanda pico en kW} \times T} \times 100 \quad (2.72)$$

$$\text{Pérdidas de energía promedio} = \frac{\text{Pérdidas de energía}}{\text{Energía generada}} \times 100 \quad (2.73)$$

La tabla 2.7 provee algunos valores típicos promedios del multiplicador de pérdidas de potencia (por ejemplo, la relación del período pico a las pérdidas promedio) para varios factores de carga. Valores reales dependerán del circuito específico bajo estudio.

Para transformadores de distribución, la relación entre el factor de pérdidas y el factor de carga es expresada con la siguiente relación empírica

$$\text{Factor de pérdidas} = 0,15 \text{ Factor de carga} + 0,85(\text{Factor de carga})^2 \quad (2.74)$$

Esta relación es indicada en la tabla 2.7 y mostrado gráficamente en la figura 2.23.

Para los alimentadores de distribución, la relación general entre los factores de pérdidas y los factores de carga son tabulados en la tabla 2.7 y mostrados en la figura 2.23 (estas relaciones están basadas sobre valores promedio para muchos sistemas).

La capacidad es cómodamente evaluada explorando las relaciones entre las pérdidas de energía sobre un período de tiempo especificado y las pérdidas de potencia a la hora pico.

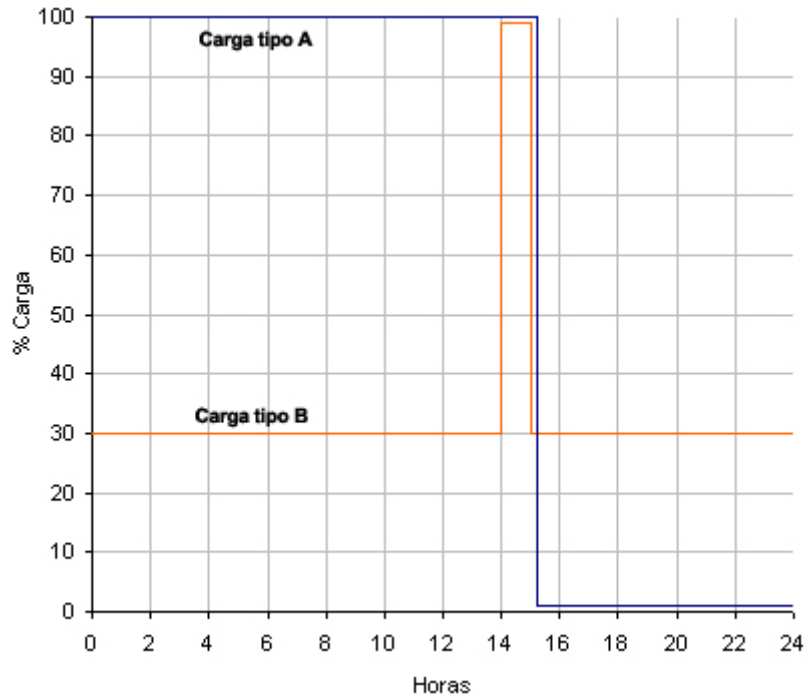


FIGURA 2.22. Condiciones extremas de carga.

Las pérdidas de potencia mínimas a la hora pico son asociadas con la carga tipo A. Para este tipo de cargas, las pérdidas de potencia pico son iguales a las pérdidas de energía. Si las pérdidas de potencia pico son iguales al 15%, las pérdidas de energía también son del 15%.

Para todos los propósitos prácticos, las pérdidas de potencia máximas a la hora pico son asociadas con la carga tipo B. Un modelo de cálculo fue desarrollado para la carga tipo B, basado en lo siguiente:

$$Cload = (Carga\ constante)(0.0\ a\ 100\ \%)$$

$$Pico = 100\ \%$$

$$Factor\ de\ carga = \frac{Cload \times (Horas - 1)}{Pico \times Horas} \times 100$$

$$Energía\ total = [Cload \times (Horas - 1)] + Pico$$

$$PCT = \text{Porcentaje de pérdidas de energía}$$

$$Registro\ de\ energía = \frac{PCT}{100} \times Energía\ total$$

$$DSQ = \text{Cuadrados de demandas} = (Horas - 1) \times Cload^2 + Pico^2$$

$$PSH = \text{Porción de pico de pérdidas} = \frac{Pico^2}{DSQ}$$

Pérdidas de potencia en el pico = $PSH \times$ Pérdidas de energía

El modelo de carga tipo B fue usado para derivar los datos de la tabla 2.9 y la gráfica de la figura 2.24 para un ciclo de 24 horas y un ciclo de carga de 8760 horas.

TABLA 2.7. Relación entre el factor de carga y el factor de pérdidas.

Factor de carga %	Factor de pérdidas en %		
	Carga tipo B	Distribución	
		Transformador	Alimentador
0.0	4.2	4.2	4.2
5.0	4.2	4.2	4.2
10.0	4.5	4.7	6.0
20.0	6.8	8.1	10.1
25.0	8.7	10.1	13.0
30.0	11.1	13.0	16.0
35.0	14.1	16.0	19.6
40.0	17.6	19.4	23.2
45.0	21.6	23.8	32.0
50.0	26.1	28.0	32.0
55.0	31.1	33.1	37.0
60.0	36.1	38.2	42.8
65.0	42.8	44.7	44.8
70.0	49.4	51.5	55.0
75.0	56.5	59.1	62.6
80.0	64.2	66.5	70.0
85.0	72.3	75.0	77.0
90.0	81.0	83.9	85.5
95.0	90.3	90.4	90.5
100.0	100.0	100.0	100.0

TABLA 2.8. Multiplicador de pérdidas de potencia vs factor de carga

Factor de carga %	Factor de pérdidas %	Multiplicador de pérdidas de potencia
30	20.6	1.46
35	24.6	1.42
40	28.8	1.39
45	33.3	1.35
50	38.1	1.31
55	43.1	1.28
60	48.4	1.24

TABLA 2.9. Porcentaje de pérdidas de potencia a la hora pico para varios niveles de pérdidas de energía

Factor de carga %	% de pérdidas de potencia a la hora pico para varios niveles de pérdidas de energía					
	CICLO DE CARGA DE 24 HORAS					
	5%	10%	15%	20%	25%	30%
10	11.1	22.1	33.2	44.2	55.3	66.4
20	14.7	29.5	44.2	59.0	73.7	88.5
30	13.5	27.0	40.0	53.9	67.4	80.9
40	11.4	22.8	34.2	45.5	56.9	68.3
50	9.6	19.2	28.8	38.3	47.9	57.5
60	8.2	16.4	24.5	32.7	40.9	49.1
70	7.1	14.2	21.3	28.4	35.4	42.5
80	6.2	12.5	18.7	24.9	31.2	37.4
90	5.6	11.1	16.7	22.2	27.8	33.3
100	5.0	10.0	15.0	20.0	25.0	30.0
CICLO DE CARGA DE 8760 HORAS						
20	24.9	49.8	74.7	99.6	-	-
30	16.6	33.2	49.8	66.5	83.1	99.7
40	12.5	24.9	37.4	49.9	62.3	74.8

La tabla 2.9 y la figura 2.24 pueden ser usadas para aproximar el porcentaje de pérdidas de potencia a la hora pico cuando el factor de carga y las pérdidas de energía son conocidas. Para el ejemplo de carga de la figura 2.17, el factor de carga es del 51.5 % y las pérdidas de energía del 15 %. La curva de pérdidas correspondiente al 15 % de la figura 2.24, indica que las pérdidas pico máximas pueden ser 28 % se conoce que el mínimo es 15 %

El valor promedio $(15 + 28) / 2 = 21.5$ % puede usarse para el estudio (el valor calculado fué del 24.3 %)

Un ejemplo que muestra la forma de uso de la tabla 2.8 es el siguiente:

Demanda pico = 365 MW

Energía generada = 1278960 MWh

Pérdidas de energía = 217423 MWh

Factor de carga = $(1278960 / 365 \times 8760) \times 100 = 40$ %

Pérdidas de energía promedio = $(217423/1218960) \times 100 = 17$ %

Las pérdidas de potencia en el pico aproximadas = $17\% \times 1.39 = 23.6\%$ donde 1.39 es el multiplicador.

Para factor de carga del 50, 60, 70, 80, 90 y 100 % en el ciclo de carga de 8760 horas, los correspondientes valores de % de pérdidas de potencia a la hora pico son los mismos que para el ciclo de carga de 24 horas

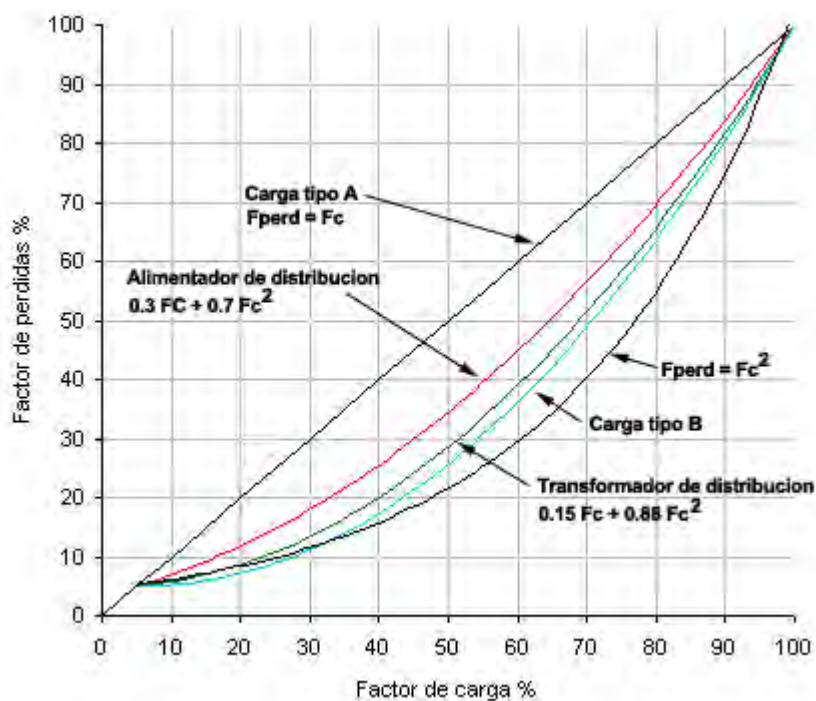


FIGURA 2.23. Relación entre F_c y F_{perd} .

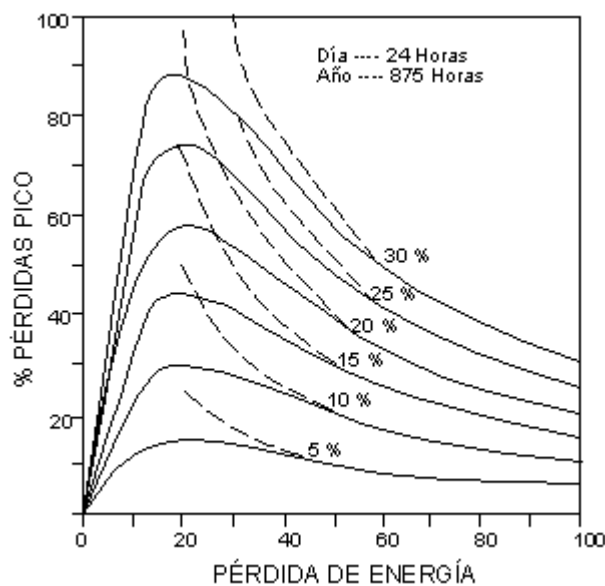


FIGURA 2.24. Pérdidas de potencia pico vs niveles de energía.

Parámetros básicos para el cálculo de redes de distribución

-
- 3.1 Los materiales para conductores eléctricos.
 - 3.2 Características generales de los conductores.
 - 3.3 Propiedades de los conductores.
 - 3.4 Los conductores trenzados.
 - 3.5 Conductores compuestos.
 - 3.6 Resistencia de los conductores.
 - 3.7 Inductancia y reactancia inductiva.
 - 3.8 Resistencia y reactancia aparentes de cables subterráneos.
 - 3.9 Inducción de cables en paralelo.
 - 3.10 Capacitancia y reactancia capacitiva.
 - 3.11 Clasificación de las líneas según su longitud.
 - 3.12 Clasificación de las líneas según sus características electricas y magneticas.

3.1 LOS MATERIALES PARA CONDUCTORES ELÉCTRICOS

3.1.1 El cobre

Es un metal muy maleable y dúctil de color rojizo, se puede vaciar, forjar, laminar, estirar y maquinar. El trabajado en frío lo endurece pero el recocido lo lleva de nuevo a su estado suave. La densidad varía ligeramente con el estado físico (89 es su valor promedio). Se funde a 1083 °C y en este estado tiene un color verde marino. Entra en aleación fácilmente con muchos otros metales y su conductividad eléctrica es muy sensible a la presencia de ligeras impurezas en el metal.

El cobre se oxida pero la capa de oxidación es protectora, el proceso de oxidación no es progresivo. El cobre en presencia del aire no se disuelve en ácido hidrocórico o ácido sulfúrico diluido pero es fácilmente atacado por el ácido nítrico diluido, es también corroído lentamente por soluciones salinas y el agua de mar.

Hay dos métodos bien conocidos para endurecer el cobre: uno es por tratamiento mecánico y el otro es por adición de un elemento aleante. Las propiedades del cobre no se afectan por un enfriamiento rápido después de recocerlo o laminarlo. El cobre trabajado en frío se suaviza con el recocido, disminuye su resistencia a la tensión y se incrementa su ductilidad.

Las aleaciones con Mn, Ni, Zn, St y Al generalmente lo endurecen y disminuyen su ductilidad pero mejoran el laminado.

3.1.2 El aluminio

Es un metal dúctil, de color blanco plata que se puede fácilmente laminar, enrollar, extruir y forjar. Su densidad relativa es 2.703. El aluminio se funde a 660 °C. El aluminio tiene conductividad térmica y eléctrica relativamente altas. El metal está siempre cubierto con una película delgada de óxido que es impermeable y protectora. Por esto, el aluminio muestra estabilidad y larga vida bajo exposiciones atmosféricas ordinarias.

La exposición a atmósferas con alto contenido de sulfuro de hidrógeno o bióxido de azufre no causa ataques severos al aluminio a temperaturas ordinarias y por esta razón, el aluminio o sus aleaciones se pueden usar en atmósferas que serían rápidamente corrosivas a muchos otros metales.

Las partes de aluminio no deben, en general, exponerse a soluciones salinas mientras estén en contacto con partes de cobre, bronce, níquel, estaño o acero ya que es factible que ocurra un ataque galvánico al aluminio. El contacto con el cadmio en tales soluciones no acelera en forma apreciable el ataque al aluminio, mientras que el contacto con el zinc es en general beneficioso ya que el zinc es atacado selectivamente y protege en forma catódica las superficies adyacentes del aluminio.

La mayor parte de los ácidos orgánicos, y sus soluciones acuosas tiene poco o ningún efecto en el aluminio a temperatura ambiente, aunque el ácido oxálico, que es corrosivo es una excepción. El ácido nítrico concentrado (aprox 80% por peso) el ácido sulfúrico humeante se pueden manipular en recipientes de aluminio, sin embargo, las soluciones mas diluidas (menos del 0.1 %) de los ácidos hidrocórico e hidrofúrico tienen una acción rápida corrosiva sobre el aluminio así como los álcalis fuertes de potasio y los hidróxidos de sodio.

El hidróxido de amoníaco y muchas bases orgánicas tienen poco efecto sobre el aluminio. El aluminio en presencia del agua y escaso aire sin oxígeno se convierte rápidamente en hidróxido de aluminio (que es un polvo blanco).

La aleación de aluminio 1350 que tiene una pureza de aproximadamente del 99.5% y una conductividad mínima del 61% IACS se usa para conductores.

El aluminio trabajado en frío se suaviza con el recocido, con disminución de su resistencia a la tensión e incremento de su ductibilidad. El aluminio se puede alea con distintos elementos con un consecuente incremento en resistencia y dureza. Se puede alea con el cobre, silicio, magnesio, manganeso, cromo y zinc.

El aluminio puro es un metal relativamente débil. El aumento de su resistencia se consigue con aleantes.

Las aleaciones más adecuadas para laminación en frío rara vez contiene menos del 90 al 95 % de aluminio. Por medio de aleantes, de trabajado y de tratamiento térmico, es posible obtener resistencias a la tensión que varían desde 8500 lb/in² para aluminio puro recocido hasta 8200 lb/in² para aleaciones iniciales atadas térmicamente, con densidades de 2.65 a 3.00.

3.2 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS CONDUCTORES

3.2.1 Densidad del cobre

El cobre puro, laminado, forjado o estirado en frío y fuego recocido, tiene una densidad de 8.89 gr/cm³ a 20 °C o de 8.9 gr/cm³ a 0 °C. La densidad de muestras de cobre de alta conductividad varía simultáneamente de 8.87 a 8.91 y ocasionalmente entre 8.83 y 8.94. las variaciones en la densidad pueden ser causadas por defectos microscópicos o por la presencia de escamas o por algún otro defecto; la presencia de 0.3% de oxígeno ocasiona una reducción de 0.01 en la densidad. El cobre estirado en frío tiene una densidad de 0.02% menos que la del cobre recocido, pero para fines prácticos la diferencia es despreciable.

3.2.2 Densidad del alambre de acero vestido de cobre

Es un valor medio entre las densidades del cobre y del acero y se pueden calcular fácilmente cuando se conocen los volúmenes relativos (o secciones transversales) de cada uno de estos metales. Para fines prácticos se usa un valor de 8.15 gr/cm³ a 20 °C.

3.2.3 Densidad de los alambres de aluminio (estirado en frío comercialmente)

Es de 2.705 gr/cm³ a 20 °C. La densidad del aluminio refinado electrolíticamente (99.97 % Al) y la del alambre refinado en frío de la misma pureza de 2.698 gr/cm³ a 20 °C.

Para material menos puro se tiene una disminución apreciable en la densidad al trabajarlo en frío. El material recocido con una densidad de 2.702 adquiere una densidad de 2.700 en la condición de estirado en frío.

3.2.4 Densidad y peso específico de alambre y acero galvanizado

La densidad y peso específico de alambre y acero galvanizado con recubrimiento de zinc clase A es de 7.83 gr/cm³ a 20 °C (0.283 lb/in³); en clase B es de 7.80 gr/cm³ a 20 °C (0.282 lb/in³) y en clase C es de 7.78 gr/cm³ a 20 °C (0.281 lb/in³).

3.2.5 Porcentaje de conductividad

Es muy común indicar la conductividad de un conductor en términos de su razón porcentual con respecto a la conductividad del metal químicamente puro de que esta hecho el conductor o bien en términos de su razón porcentual con respecto a la conductividad del cobre estándar internacional.

El porcentaje de conductividad se puede expresar en dos formas diferentes: una de ellas, cuando las secciones transversales de los conductores son iguales, se llama razón de conductividad volumétrica y la otra, cuando las masas de los conductores son iguales, se llama razón de conductividad másica.

3.2.6 Norma internacional de cobre recocido (IACS)

Es el valor aceptado internacionalmente para la resistividad de cobre recocido en 100% de conductividad.

Este estándar se expresa en términos de la resistividad másica como $0.15328 \Omega \text{ gr/m}^2$ o como la resistencia de un alambre redondo uniforme de 1 metro de longitud y peso de 1 gr. A una temperatura de 20°C (este valor es equivalente a $875.2 \Omega \text{ lb/mi}^2$). También se expresa en términos de la resistividad volumétrica a 20°C como $10.371 \Omega \text{ cm/ft}$ ó $0.017241 \Omega \text{ lb/mm}^2/\text{m}$ ó $1.7241 \mu\Omega\text{cm}$ ó $0.67879 \mu\Omega.\text{in}$

3.3 PROPIEDADES DE LOS CONDUCTORES

3.3.1 Conductores eléctricos (formas)

Los conductores eléctricos se fabrican en varias formas para diversos propósitos. Estos pueden ser alambres, cables, soleras planas, barras cuadradas o rectangulares, ángulos, canales o diseños especiales para requisitos particulares. Sin embargo, el uso más amplio de los conductores es en la forma de alambre sólido redondo, de conductores trenzados y de cables.

3.3.2 Definiciones de los conductores eléctricos

Alambre.

Es una barra o filamento de metal laminado o extruído cuya longitud es muy grande en comparación con el eje mayor de su sección transversal.

Conductor.

Un alambre o combinación de alambres no aislados entre si, adecuados para transmitir corriente eléctrica.

Conductor trenzado.

Es un conductor compuesto de un grupo de alambres, usualmente retorcidos o cualquier combinación de grupos de alambres.

Cable.

Es un conductor trenzado (cable conductor sencillo) o una combinación de conductores aislados entre sí (cable conductor múltiple).

Hilo.

Uno de los alambres de cualquier conductor trenzado.

Cable concéntrico.

Un cable trenzado compuesto de un núcleo central rodeado por una o más capas de alambres o grupos de alambres dispuestos helicoidalmente.

Conductor de trenzado concéntrico

Conductor construido con un núcleo central rodeado por una o más capas de alambres dispuestos helicoidalmente.

Conductor de núcleo trenzado.

Conductor construido con un núcleo central de uno o más elementos hacinados trenzados o de trenzado concéntrico alrededor del cual se colocan una o más capas helicoidales de tales elementos.

Cable de N conductores.

Una combinación de N conductores aislados uno del otro.

Cable concéntrico de N conductores.

Cable compuesto de un núcleo central conductor aislado, con N - 1 conductores tabulares trenzados, dispuestos concéntricamente alrededor del núcleo y separados por capas de aislante.

3.3.3 Tamaño de los conductores (sistema AWG)

Los tamaños de los alambres y cables se especifican en función del diámetro en MILS (milésimas de pulgada). Esta práctica se sigue sobretodo al redactar especificaciones y es muy sencilla y explícita. Un buen número de fabricantes de alambres fomentan esta práctica y fue adoptada en forma definitiva en USA en 1911.

El circular mil CM es el término usado para definir áreas de secciones transversales y es una unidad de área igual al área de un círculo de 1 MIL de diámetro. Tal círculo tiene un área de 0.7854 o $(\pi/4)$ mil². Así, un alambre de 10 mils de diámetro tiene un área en su sección transversal de 100 CM o 78.54 mil². Por tanto, 1CM = 0.7854 mil².

El calibre americano para alambres se conoce también como calibre de Brown and Sharpe y fue inventado en 1857 por J.R Brown. Se abrevia con las siglas AWG (American Wire Gage). Este calibre tiene la propiedad en común con otros calibres de que sus tamaños representan aproximadamente los pasos sucesivos en el proceso de estirado del alambre. Igual que en otros calibres, sus números son retrogresivos y no son arbitrariamente escogidos sino que siguen una ley matemática en la que se basa el calibre.

La base del AWG es una ley matemática sencilla. El calibre se designa por la especificación de dos diámetros y la ley de que un número dado de diámetros intermedios se forman por progresión geométrica.

Así, el diámetro del Nro 4/0 se define como 0.4600 in (460 MIL) con área de 211600 CM y el diámetro del Número 36 se define como 0.0050 in (5 MIL) con un área de 25 CM. Hay 38 números entre los 2; por lo tanto, la razón de cualquier diámetro al diámetro del siguiente número mayor esta dado por la expresión:

$$a = \sqrt[39]{\frac{460 \text{ MIL}}{5 \text{ MIL}}} = 1,1229322 \text{ y } a^6 = 2,005 \quad (3.1)$$

Y la razón de cualquier área al área del siguiente número es:

$$b = \sqrt[39]{\frac{211600 \text{ CM}}{25 \text{ CM}}} = 1,261 \text{ y } b^3 = 2,005 \quad (3.2)$$

Existen varias reglas aproximadas aplicables al sistema AWG que son útiles (sabiendo que $b = a^2$)

1. Un incremento de números de calibre (por ejemplo del Nro 10 al Nro 7) duplica el área y el peso y por consiguiente reduce a la mitad la resistencia a la corriente directa.
2. Un incremento de 6 números de calibre (por ejemplo del Nro 10 al Nro 4) duplica el diámetro.
3. Un incremento de 10 números de calibre (por ejemplo del Nro 10 al Nro 1/0) multiplica el área y el peso por 10 y divide la resistencia entre 10.
4. Un alambre Nro 10 tiene un diámetro de aproximadamente 0.10 in, un área de aproximadamente 10.000 CM y (para el cobre estándar recocido a 20 °C) una resistencia de aproximadamente 1.0 W / 1000 St.
5. El peso del alambre 2 de cobre es muy cercano a 200 lb/1000 ft.

La siguiente relación es útil para efectuar la conversión del tamaño de los conductores

$$CM = in^2 \times 1273200 = mm^2 \times 1973,5 \quad (3.3)$$

3.4 LOS CONDUCTORES TRENZADOS

Los conductores trenzados se usan generalmente debido a su mayor flexibilidad y consecuente facilidad de manejo. Entre mayor sea el número de alambres en cualquier sección transversal dada, mayor será la flexibilidad del conductor. La mayoría de los conductores de mayor tamaño que el 4/0 AWG son trenzados.

Generalmente, en un conductor trenzado concéntricamente, todos los alambres son del mismo tamaño y del mismo material, aunque existen conductores especiales con alambres de diferente tamaño y material. Los primeros se encuentran en algunos cables aislados y los segundos en conductores trenzados aéreos que combinan una alta conductividad con una alta resistencia en sus alambres.

La flexibilidad de cualquier tamaño dado de cable se incrementa conforme aumenta el número de alambres. Es práctica común incrementar el número total de alambres conforme crece el diámetro del cable con el fin de proporcionar una flexibilidad razonable en su manejo. Los llamados cables flexibles concéntricos usados en cables aislados tienen una o dos capas más de alambres que el tipo estándar de cable de uso ordinario.

3.4.1 Número de alambres en conductores estándar

Con respecto al número de alambres en conductores estándar N, se manejan las siguientes relaciones:

Para construcciones con 1 alambre en el núcleo (1,7,19,etc).

$$N = 3n(n + 1) + 1 \quad (3.4)$$

Para construcciones con 3 alambres en el núcleo (3,12,etc)

$$N = 3n(n + 2) + 3 \quad (3.5)$$

Donde n es el número de capas sobre el núcleo que no se cuenta como capa.

3.4.2 Tamaños de alambres en conductores trenzados.

El tamaño de los alambres en conductores trenzados esta dado por:

$$d = \sqrt{\frac{A}{N}} \quad (3.6)$$

donde

A = área total del conductor en MILS

N = número total de alambres

3.4.3 Diámetro de los conductores trenzados.

El diámetro del círculo que circunscribe a los conductores trenzados esta dado por:

$$D = d(2n + k) \quad (3.7)$$

donde

d = diámetro del alambre individual

n = número de capas sobre el núcleo, el cual no se cuenta como capa

k = 1 para construcciones con núcleos de 1 alambre

k = 2,155 para construcciones con núcleos de 3 alambres

La siguiente regla proporciona un método simple para determinar el diámetro exterior de un conductor trenzado concéntricamente a partir del diámetro conocido de un alambre sólido de la misma área transversal.

$$D = d \cdot k \quad (3.8)$$

donde

D = diámetro exterior del conductor

d = diámetro del alambre solido de la misma seccion transversal

k = 1,244 para N = 3

$k = 1,134$ para $N = 7$

$k = 1,199$ para $N = 12$

$k = 1,147$ para $N = 19$

$k = 1,151$ para $N = 37$

$k = 1,152$ para $N = 61$

3.4.4 Área de los conductores trenzados.

El área de los conductores trenzados esta dado por:

$$A = Nd^2(\text{CM}) = \frac{1}{4}\pi Nd^2 \times 10^{-6}(\text{in}) \quad (3.9)$$

3.4.5 Efectos del trenzado.

Todos los alambres de un conductor trenzado, excepto el alambre del núcleo, forman hélices continuas de longitud ligeramente mayor que el eje o núcleo. Esto causa un incremento ligero en el peso y en la resistencia eléctrica y una ligera disminución en la resistencia a la tensión y algunas veces afecta la inductancia interna en comparación teórica con un conductor de iguales dimensiones pero formado por alambres rectos paralelos al eje.

3.5 CONDUCTORES COMPUESTOS

Son aquellos hechos usualmente de dos tipos diferentes de alambres con distintas características. Ellos se diseñan generalmente para una razón de características físicas y eléctricas diferentes de las encontradas en los materiales homogéneos.

Los conductores ACSR (aluminio reforzado con acero) y ACAR (aleación de aluminio reforzado), son los tipos más comunes usados en líneas aéreas de transmisión y distribución.

Los cables de este tipo son particularmente adaptables a construcciones de gran vano o claro o a otras condiciones de servicio que requieren más de una resistencia promedio (dada por el acero) combinada con una buena conductancia eléctrica (dada por el aluminio).

Ellos se prestan fácilmente a un uso económico y confiable en líneas de transmisión, en líneas de distribución rural y urbana cuando se requieren en vanos muy largos.

3.6 RESISTENCIA DE LOS CONDUCTORES

El paso de los electrones a través de un conductor no se logra sin que estos sufran choques con otras partículas atómicas. Es más, estas colisiones no son elásticas y se pierde energía en cada una de ellas. Tal pérdida de energía por unidad de carga se interpreta como una caída de potencial a través del material.

La cantidad de energía que pierden los electrones se relaciona con las propiedades físicas del material conductor por el cual circula una corriente eléctrica dada, la resistencia indica la tasa promedio a la que la energía eléctrica se convierte en calor. El término es aplicable sólo cuando la tasa de conversión es proporcional al cuadrado de la corriente y es entonces igual a la conversión de energía dividida entre el cuadrado de la corriente

3.6.1 Resistencia a la corriente directa.

La resistencia a la corriente directa a 20 °C de un conductor eléctrico formado por un alambre de cualquier material, está expresada mediante la fórmula:

$$R_{cd} \text{ a } 20^\circ\text{C} = \rho \frac{l}{A} \quad \Omega \quad (3.10)$$

en donde:

l Es la longitud del conductor en m

A Es el área de la sección transversal del conductor en mm^2 $A = \frac{\pi d^2}{4}$

ρ Es la resistividad volumétrica del material del conductor en $\frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$

$$\rho = 0,0172413 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \text{ para Cobre blando 100\% de conductividad a } 20^\circ\text{C}$$

$$\rho = 0,017683 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \text{ para Cobre duro 97.5\% de conductividad a } 20^\circ\text{C}$$

$$\rho = 0,028264 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \text{ para Aluminio 61\% de conductividad a } 20^\circ\text{C}$$

$$\rho = 0,03372 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \text{ para el ACSR 7 hilos 61\% de conductividad a } 20^\circ\text{C}$$

$$\rho = 0,03619 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \text{ para el ACSR 37 hilos 47\% de conductividad a } 20^\circ\text{C}$$

3.6.2 Efecto del cableado sobre la resistencia

Como las longitudes de los alambres de las capas superiores de un cable tienen una longitud mayor que el alambre central, el incremento de la resistencia por efecto del cableado para fines prácticos se puede considerar como:

$$R_{cd} \text{ a } 20^\circ\text{C cable} = \rho \frac{l}{A} (1 + k_c) \quad (3.11)$$

en donde k_c es el factor de cableado y los valores correspondientes se muestran en la tabla 3.1.

TABLA 3.1. Incremento de la resistencia por efecto de cableado.

Tipo de cableado	K_c
Cables redondos de 7 hilos (normal y compacto)	0.020
Cables redondos de 19 hilos (normal y compacto)	0.030
Cables redondos de más de 37 hilos	0.035
Cables ACSR (1+6)	0.015
Cables ACSR (7+30)	0.0275
Cables ACSR (7+54)	0.025
Cables de sección segmental y sectorial	0.015

Las resistencias de los conductores se dan normalmente en Ω/km en los catálogos de conductores.

En la tabla 3.2 se consignan los valores de resistencia c.d a 20°C de los conductores más usados en el diseño de redes de distribución.

3.6.3 Efecto de la temperatura sobre la resistencia.

Dentro de los límites normales de operación de los conductores eléctricos, los únicos cambios apreciables en los materiales usados son los incrementos en la resistencia y en la longitud que estos sufren en virtud de los cambios de temperatura. El más importante para cables subterráneos y líneas aéreas es el cambio en el valor de la resistencia ya que el incremento en la longitud sólo es importante en el caso de líneas aéreas con grandes tramos entre postes.

TABLA 3.2. Resistencia cd a 20°C en Ω/km para conductores cableados concéntricos.

Calibre AWG o MCM	Número de hilos	Cu	Cu	Al		Al	ACSR	
		blando 100%	duro 97.5%	ASC 61%		grado EC duro		
6	7	1.323	1.3760			2.1680	2.154	1+6
4	7	0.8314	0.8648	1.36326	(7)	1.3630	1.354	1+6
2	7	0.5230	0.5440	0.85733	(7)	0.8574	0.8507	1+6
1	19	0.4147	0.4314	0.67982	(7)	0.6798	0.6754	1+6
1/0	19	0.3287	0.3418	0.53874	(7)	0.5390	0.5351	1+6
2/0	19	0.2608	0.2712	0.42751	(7)	0.4275	0.4245	1+6
3/0	19	0.2068	0.2151	0.33893	(7)	0.3391	0.3367	1+6
4/0	19	0.1640	0.1706	0.26891	(7)	0.2689	0.2671	1+6
250	37	0.1388	0.1444			0.2276		
266.8				0.21327	(7)		0.2100	7+26
300.0	37	0.1157	0.1203	0.18967	(19)	0.1897	0.1870	7+30
336.4				0.16914	(19)		0.1654	7+30
350.0	37	0.09918	0.1031			0.1626		
397.5				0.14315	(19)		0.1401	7+30
400.0	37	0.08678	0.9022			0.1422		
450.0	37	0.0771	0.0802			0.1263		
477.0				0.11930	(19)		0.1165	7+30
500	37	0.06941	0.0722	0.11382	(19)	0.1138	0.1119	7+30

En cables aislados subterráneos bastará con usar una técnica adecuada de instalación que permita absorber el cambio en las dimensiones del conductor.

Si se efectúan mediciones de la resistencia en un conductor a distintas temperaturas y se sitúan los valores obtenidos en una gráfica, se obtiene la curva ilustrada en la figura 3.1

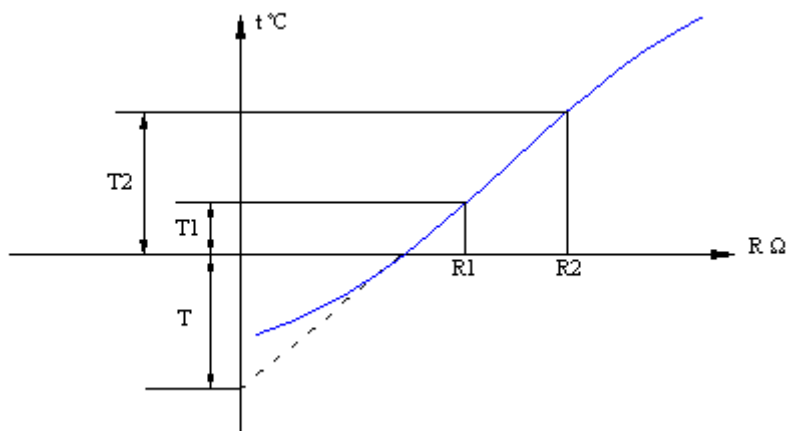


FIGURA 3.1. Variación de la resistencia con la temperatura.

La resistencia R_2 a una temperatura T_2 cualquiera, en función de la resistencia R_1 a una temperatura T_1 distinta de cero estaría dada por:

$$R_2 = R_1[1 + \alpha(T_2 - T_1)] \quad (3.12)$$

en donde α se denomina coeficiente de temperatura dado en $^{\circ}\text{C}^{-1}$.

El valor de la resistividad se expresa generalmente a una temperatura standard de 20°C .

El punto de intersección de la prolongación de la parte rectilínea de la curva de la figura 3.1 con el eje t es un valor constante para cada material; en esta temperatura el valor teórico de la resistencia del material es nula.

Los siguientes son los valores de T en $^{\circ}\text{C}$ para los materiales comunmente usados en la fabricación de conductores eléctricos.

$T = 234,5^{\circ}\text{C}$	Para cobre blando con 100% de conductividad.
$T = 241,0^{\circ}\text{C}$	Para cobre semiduro y duro estirado en frio con 97.5% de conductividad.
$T = 228,1^{\circ}\text{C}$	Para aluminio con 61% de conductividad.

de la figura 3.1 se deduce que:

$$\frac{R_2}{R_1} = \frac{T_2 + T}{T_1 + T} = \text{Factor de corrección} \quad (3.13)$$

En la tabla 3.3 se muestran los factores de corrección por temperatura para el cálculo de resistencias de conductores eléctricos de Cobre y Aluminio.

3.6.4 Resistencia a la corriente alterna.

La resistencia de un conductor a la corriente alterna es mayor que la resistencia que presenta el mismo conductor a la corriente directa. Este incremento es ocasionado por dos efectos:

- El efecto piel (o efecto skin).
- El efecto de proximidad.

Por lo que la resistencia a la corriente alterna se calcula de acuerdo con:

$$Rca = Rcd(1 + Y_s + Y_p) \frac{\Omega}{km} \quad (3.14)$$

donde:

Y_s es un factor debido al efecto piel.

Y_p es un factor debido al efecto de proximidad.

TABLA 3.3. Factores de corrección por temperatura para cálculo de resistencia.

Temperatura del conductor °C	(Factor de correccion) ⁻¹	
	Cobre	Aluminio
0	1.085	1.088
5	1.062	1.064
10	1.040	1.042
15	1.020	1.020
20	1.000	1.000
25	0.980	0.980
30	0.962	0.961
35	0.944	0.943
40	0.927	0.925
45	0.910	0.908
50	0.894	0.892
55	0.879	0.876
60	0.869	0.866
65	0.850	0.846
70	0.836	0.832
75	0.822	0.818
80	0.809	0.805
85	0.796	0.792
90	0.784	0.780

- Efecto piel

Si se hace circular una corriente alterna por un conductor, las pérdidas de energía por resistencia resultan algo mayores que las pérdidas que se producen cuando circula una corriente directa de magnitud igual al valor eficaz de la corriente alterna. Al circular corriente directa por el conductor se tendrá una densidad de corriente uniforme en toda la sección del conductor. En cambio cuando circula corriente alterna por el mismo conductor, la densidad de corriente es mayor en la superficie que en el centro de dicho conductor.

A este fenómeno se le conoce como "efecto piel". Y el resultado es una resistencia mayor en corriente alterna.

El factor Y_s del efecto piel se calcula por medio de:

$$Y_s = \frac{X_s^4}{192 + 0,8X_s^4} \quad (3.15)$$

con

$$X_s^2 = \frac{8\pi f}{R'} \times 10^{-4} K_s \quad (3.16)$$

donde

f es la frecuencia del sistema en Hz.

R' es la resistencia del conductor corregida a la temperatura de operación en Ω/km .

$K_s = 1,0$ para conductores redondos y conductores redondos compactos.

$K_s = 0,435$ Para conductor compacto segmental.

Para cálculos prácticos, es usada con mucha frecuencia la siguiente expresión:

$$Y_s = 7,5f^2 d^4 \times 10^{-7} \quad (3.17)$$

donde d es el diámetro del conductor en cm, lo que permite concluir que la diferencia entre R_{cd} y R_{ca} se acentúa a medida que aumenta el calibre de los conductores y aumenta la frecuencia f en ciclos.

Para conductores de pequeño calibre (menores de 1/0 AWG) ambas resistencias son prácticamente iguales.

- Efecto de proximidad

Cuando un conductor por el que fluye una corriente eléctrica alterna se encuentra cercano a otro que transporta un flujo de iguales características pero de sentido contrario, crea una resta vectorial de densidad de flujo, originando una reducción en la inductancia en las caras próximas y en las diametralmente opuestas, dando por resultado una distribución no uniforme de la densidad de corriente y aumento aparente de la resistencia efectiva, la cual se calcula afectando la resistencia original por un factor Y_p .

Esto es válido para cables paralelos que alimentan cargas monofásicas y trifásicas. La fórmula siguiente da el valor de Y_P :

$$Y_P = \frac{X_P^4}{192 + 0,8X_P^4} \left(\frac{d_c}{s} \right)^2 \left[0,312 \left(\frac{d_c}{s} \right)^2 + \frac{1,18}{\frac{X_P^4}{192 + 0,8X_P^4} + 0,27} \right] \quad (3.18)$$

con

$$X_P^2 = \frac{8\pi f}{R'} \times 10^{-4} K_P \quad (3.19)$$

donde

d_c es el diametro del conductor en cm.

s es la distancia entre ejes de los conductores en cm.

$K_P = 1,0$ para conductor redondo y conductor redondo compacto.

$K_P = 0,37$ para conductor compacto segmental.

En el caso de cables tripolares con conductor segmental, el valor de Y_P obtenido se deberá multiplicar por 2/3 para obtener el factor de proximidad. También se deberá sustituir en la fórmula original: $d_c = d_x$ que es el diámetro de un conductor redondo de la misma área de un conductor sectorial.

$$s = d_x + t \text{ donde } t \text{ es el espesor del aislamiento} \quad (3.20)$$

En la tabla 3.4 se muestra la razón de resistencia c.a / c.d para conductores de cobre y aluminio a una frecuencia de 60 Hz para conductores cableados concéntricos normales de cobre y aluminio.

TABLA 3.4. Razón $\frac{R_{ca}}{R_{cd}}$ para conductores de cobre y aluminio a 60 Hz

Calibres AWG o MCM	Para cables con cubiertas no metálicas 1		Para cables con cubiertas metálicas 2	
	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio
3 y menos	1.000	1.000	1.000	1.000
2	1.000	1.000	1.01	1.000
1	1.000	1.000	1.01	1.00
1/0	1.001	1.000	1.02	1.00
2/0	1.001	1.001	1.03	1.00
3/0	1.002	1.001	1.04	1.01
4/0	1.004	1.001	1.05	1.01
250	1.005	1.002	1.06	1.02
300	1.006	1.003	1.07	1.02
350	1.009	1.004	1.08	1.03
400	1.011	1.005	1.10	1.04

Notas aclaratorias de la tabla 3.4.

NOTA 1: Usese la columna 1 para la razón R_{ca} / R_{cd} para:

- A) Conductor monofásico con cubierta no metálica, instalada al aire o en ducto no metálico.
- B) Conductor monofásico con cubierta metálica, instalada con las cubiertas aisladas en aire o en ductos no metálicos separados.

La columna 1 incluye únicamente el efecto piel (skin). Por lo general pueden despreciarse los factores de proximidad que varían con el espaciamiento, para conductores espaciados en forma uniforme.

NOTA 2: Usese la columna 2 para la razón R_{ca} / R_{cd} para:

- A) Cables multiconductores con cubierta no metálica con conduit metálico.
- B) Cables multiconductores con cubierta metálica.
- C) Dos o múltiplos de 2 conductores monofásicos con cubierta no metálica, instalados en el mismo conduit metálico.
- D) Cables Multiconductores con cubiertas no metálicas, instaladas al aire o en conduit no metálico.

La columna 2 incluye la corrección por efecto skin, de proximidad y todas las otras pérdidas inductivas de corriente alterna.

Las tablas 3.5, 3.6 y 3.7 muestran las resistencias a la corriente alterna 60Hz de los conductores usualmente empleados en la construcción de redes de distribución aéreas.

La tabla 3.8 muestra la resistencia efectiva en Ω/km para los diferentes conductores a diferentes temperaturas y condiciones de instalación típicas de redes subterráneas.

TABLA 3.5. Resistencia c.a de conductores de aluminio tipo ACSR a 60 Hz.

Calibre AWG o MCM	Nro de hilos		Resistencia c.a 60Hz Ω/km		
	AC	AI	25°C	50°C	75°C
6	1	6	2.149	2.448	2.684
4	1	6	1.353	1.565	1.717
2	1	6	0.853	1.012	1.108
1	1	6	0.667	0.811	0.890
1/0	1	6	0.537	0.654	0.716
2/0	1	6	0.426	0.530	0.580
3/0	1	6	0.339	0.429	0.470
4/0	1	6	0.270	0.359	0.383
266.8	7	26	0.214	0.235	0.256
300	7	30	0.196	0.217	0.237
336.4	7	30	0.168	0.185	0.201
397.5	7	30	0.142	0.157	0.171
477	7	30	0.119	0.130	0.142
500	7	30	0.11	0.122	0.133

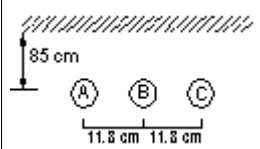
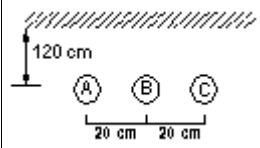
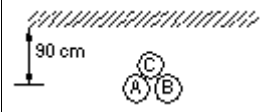
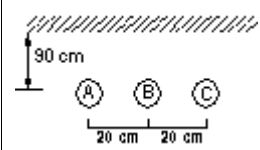
TABLA 3.6. Resistencia c.a de conductores de aluminio tipo ASC a 60 Hz.

Calibre	Nro de hilos	Resistencia c.a 60 Hz		Ω/km
		25°C	50°C	75°C
4	7	1.3913	1.5286	1.6659
2	7	0.8749	0.9613	1.0483
1	7	0.6941	0.7624	0.8308
1/0	7	0.5499	0.6046	0.6587
2/0	7	0.4281	0.4797	0.5226
3/0	7	0.3467	0.3809	0.4151
4/0	7	0.2747	0.3020	0.3287
266.8	7	0.2181	0.2399	0.2610
300	19	0.1945	0.2131	0.2324
336.4	19	0.1734	0.1901	0.2075
397.5	19	0.1473	0.1609	0.1759
477	19	0.1224	0.1348	0.1456
500	19	0.1168	0.1268	0.1368

TABLA 3.7. Resistencia c.a de conductores de cobre duro 97.5% de conductividad.

Calibre AWG o MCM	Nro de hilos	Resistencia c.a a 60 Hz			Ω/km
		25°C	50°C	75°C	90°C
6	7	1.4024	1.5342	1.6660	1.7544
4	7	0.8814	0.9642	1.0470	1.1023
2	7	0.5544	0.6065	0.6586	0.7005
1	19	0.4397	0.4810	0.5223	0.5556
1/0	19	0.3486	0.3815	0.4142	0.4445
2/0	19	0.2767	0.3027	0.3286	0.3562
3/0	19	0.2196	0.2403	0.2609	0.2852
4/0	19	0.1746	0.1910	0.2074	0.2284
250	37	0.1479	0.1618	0.1757	0.1933
300	37	0.1233	0.1349	0.1466	0.1641
350	37	0.1060	0.1160	0.1259	0.1420
400	37	0.09296	0.1017	0.1104	0.1265
450	37	0.08297	0.09076	0.09856	0.1135
500	37	0.0749	0.08195	0.08898	0.1031

TABLA 3.8. Resistencia c.a de cables monopolares subterráneos. Ω/km .

Condiciones de instalación	T cond °C	T cond °C	Conductor	Aislamiento	Tensiones de operación	Calibre AWG - MCM								
						4	2	1/0	2/0	3/0	4/0	250	350	500
	25	90	AL	Vulcanel EP-DS	15-25	-	1.133	0.710	0.550	0.435	0.345	0.280	0.220	0.178
	25	90	AL	Vulcanel UEP - DRS		-	1.133	0.710	0.550	0.440	0.355	-	-	-
 D= Diámetro del conductor	40	75	Cu	EP XLP	5 15 25 35	-	1.133	0.710	0.550	0.438	0.355	-	-	-
	25	75	Cu	Sintenax	15-25	1.073	0.735	0.480	0.395	0.290	0.258	-	-	-
	25	75	Cu	Sintenax	15-25	1.070	0.722	0.466	0.380	0.321	0.260	-	-	-
 D= Diámetro del conductor	40	75	Cu	Sintenax	15-25	1.333	0.670	0.405	0.325	0.261	0.216	-	-	-

3.7 INDUCTANCIA Y REACTANCIA INDUCTIVA

3.7.1 Definición de inductancia

Cuando por un conductor circula una corriente de magnitud variable con el tiempo se crea un flujo magnético variable, el cual se enlaza con los demás conductores del circuito (por los que también circulan corrientes de naturaleza análoga).

La inductancia es la propiedad de un circuito que relaciona la fem inducida por la velocidad de variación de flujo con la velocidad de variación de la corriente, o sea que:

$$L = \frac{d\sigma}{dt} H \quad (3.21)$$

Si el número de enlaces de flujo varía linealmente con la corriente se tendrá:

$$L = \frac{\sigma}{i} \quad (3.22)$$

La inductancia de un conductor de un circuito es igual al número de enlaces de flujo del conductor por unidad de corriente del mismo. En una línea de 2 conductores el número de enlaces de flujo del circuito es la suma de los enlaces de flujo de cada conductor.

3.7.2 Inductancia de un conductor debida al flujo interno.

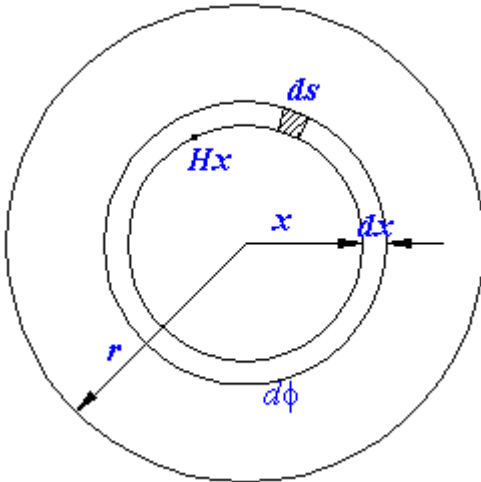


FIGURA 3.2. Flujo interno.

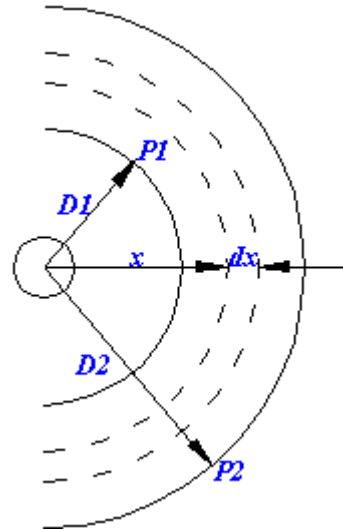


FIGURA 3.3. Flujo externo.

Considérese un largo conductor cilíndrico con la sección transversal representada en la figura 3.2

Se supone que el hilo o conductor de retorno está tan lejos que no afecta apreciablemente el flujo magnético creado por el conductor considerado. Las líneas de flujo son concéntricas al conductor.

La fuerza magnetomotriz f_{mm} en amperios - vuelta alrededor de cualquier línea cerrada, es igual a la corriente abarcada por la línea. La f_{mm} es igual también a la integral de la componente tangencial de la intensidad de campo magnético a lo largo del filete. Así:

$$\oint H \cdot dS = I \text{ [A - vuelta]} \quad (3.23)$$

donde

H Es la intensidad del campo magnetico en [A - vuelta /m]

s Es la distancia a lo largo del camino en m.

I Es la corriente abarcada en amperios.

En un punto situado a una distancia x del centro del conductor:

$$\oint H \cdot dS = 2\pi x dx = I_x \quad (3.24)$$

Con H_x constante a lo largo de toda la línea y tangente a ella y donde I_x es la corriente abarcada por el radio x.

Suponiendo una densidad de corriente en toda la sección del conductor $D = \frac{I}{\pi r^2}$ y la densidad de corriente en

una sección del radio x del mismo conductor $D = \frac{I_x}{\pi x^2}$. Puesto que ambas densidades son iguales, se obtiene que:

$$I_x = \frac{x^2}{r^2} I \text{ A} \quad (3.25)$$

Igualando las ecuaciones 3.24 y 3.25 se obtiene:

$$H_x = \frac{x}{2\pi r^2} I \frac{\text{Av}}{\text{m}} \quad (3.26)$$

y la densidad de flujo a x metros del centro del conductor es:

$$B_x = \mu H_x = \frac{\mu x}{2\pi r^2} I \frac{\text{Weber}}{\text{m}^2} \quad (3.27)$$

donde

$\mu = \mu_0 \mu_{\text{cond}}$ es la permeabilidad magnetica.

I es la corriente total del conductor.

El flujo por metro de longitud se podrá deducir como:

$$d\phi = B_x dA = B_x d(lx) = B_x l dx = \frac{\mu_0 \mu_{\text{cond}} x I l}{2\pi r^2} dx \text{ Weber}$$

$$\frac{d\phi}{l} = \frac{\mu_0 \mu_{\text{cond}} x I}{2\pi r^2} dx \frac{\text{Weber}}{m} \quad (3.28)$$

Si se considera el flujo concatenado total definido por $\sigma = N \bullet \phi$ y teniendo en cuenta que el conductor tiene que regresar por alguna parte para dar una vuelta ($N = 1$); los enlaces de flujo por metro de longitud, producidos por el flujo del elemento tubular que son el producto del flujo por metro de longitud por la fracción de corriente enlazada (o sea $N = \frac{1 \times x^2}{r^2}$) así,

$$\frac{d\sigma}{l} = \frac{\frac{x^2}{r^2} d\phi}{l} = \frac{\mu_0 \mu_{\text{cond}} x^3 I dx}{2\pi r^4} \frac{\text{Weber - vuelta}}{m}$$

Los enlaces totales de flujo en el interior del conductor en un metro de longitud serán :

$$\Psi_{\text{Inte}} = \int_0^x \frac{\mu_0 \mu_{\text{cond}} I}{2\pi r^4} x^3 dx$$

$$\Psi_{\text{Inte}} = \frac{\mu_0 \mu_{\text{cond}} I}{2\pi r^4} \cdot \frac{x^4}{4} \Big|_0^r$$

$$\Psi_{\text{Inte}} = \frac{\mu_0 \mu_{\text{cond}} I}{8\pi} \frac{\text{Weber - vuelta}}{m} \quad (3.29)$$

En el sistema MKS

$$\mu_0 = 4\pi \times 10^{-7} \frac{H}{m}$$

$\mu_{\text{cond}} = 1$ para Cu y Al ya que no son magnéticos.

$$\Psi_{\text{Inte}} = \frac{4\pi \times 10^{-7} \cdot 1 \cdot I}{8\pi} = \frac{1}{2} \times 10^{-7} I \frac{\text{Weber - vuelta}}{m}$$

$$L_{\text{Inte}} = \frac{\Psi_{\text{Inte}}}{I} = \frac{1}{2} \times 10^{-7} \frac{H}{m} \quad (3.30)$$

3.7.3 Inductancia de un conductor debido al flujo externo

Se deducen ahora los enlaces de flujo de un conductor inicialmente aislado debidos a la porción de flujo exterior comprendido entre D_1 y D_2 metros del centro del conductor. En la figura 3.3 P_1 y P_2 son dos puntos a distancia D_1 y D_2 del centro del conductor por el que circula una corriente I . Como las líneas de flujo son círculos concéntricos al conductor, todo el flujo comprendido entre P_1 y P_2 está dentro de las superficies cilíndricas concéntricas que pasan por P_1 y P_2 . En el elemento tubular que está a x metros del centro del conductor, la intensidad de campo es H_x .

$$H_x = \frac{I}{2\pi x} \frac{A - \text{vuelta}}{m} \quad (3.31)$$

y la intensidad de flujo en el elemento es:

$$B_x = \frac{\mu I}{2\pi x} dx \frac{\text{Wb}}{m^2} \quad (3.32)$$

el flujo $d\phi$ en el elemento tubular de espesor dx es:

$$\frac{d\phi}{l} = \frac{\mu I}{2\pi x} dx \frac{\text{Wb}}{m} \quad (3.33)$$

Los enlaces de flujo $d\sigma$ por metro de longitud son iguales numéricamente al flujo $d\phi$ puesto que el flujo exterior al conductor enlaza toda la corriente del conductor tan solo una vez, o sea.

$$d\psi_{\text{ext}} = \frac{\mu_0 \mu_{\text{aire}} I}{2\pi x} dx$$

puesto que

$$d\psi_{\text{ext}} = \frac{d\sigma}{l} = \frac{d\phi}{l} \quad \text{y} \quad \mu = \mu_0 \mu_{\text{aire}}$$

Los enlaces totales de flujo exteriores entre P_1 y P_2 serán:

$$\begin{aligned} \psi_{\text{ext}} &= \int_{D_1}^{D_2} \frac{\mu_0 \mu_{\text{aire}} I}{2\pi x} dx \\ \psi_{\text{ext}} &= \frac{\mu_0 \mu_{\text{aire}} I}{2x} \ln \frac{D_2}{D_1} \frac{\text{Wb} - \text{vuelta}}{m} \end{aligned}$$

En el sistema MKS

$$\mu_0 = 4\pi \times 10^{-7} \frac{\text{H}}{\text{m}}$$

$$\mu_{\text{aire}} = 1 \quad \text{para Cu y Al ya que no son magnéticos.}$$

por lo que

$$L_{\text{ext}} = \frac{\Psi_{\text{ext}}}{I} = \frac{\mu_0 \mu_{\text{aire}}}{2\pi} \ln \frac{D_2}{D_1} \frac{H}{m} \quad (3.34)$$

$$L_{\text{ext}} = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D_2}{D_1} \frac{H}{m} \quad (3.35)$$

3.7.4 Inductancia de una línea bifilar monofásica.

Considérese el caso de una línea bifilar de conductores cilíndricos macizos. La figura 3.4 representa un circuito que tiene 2 conductores de radios r_1 y r_2 , uno de los conductores constituye el hilo de retorno.

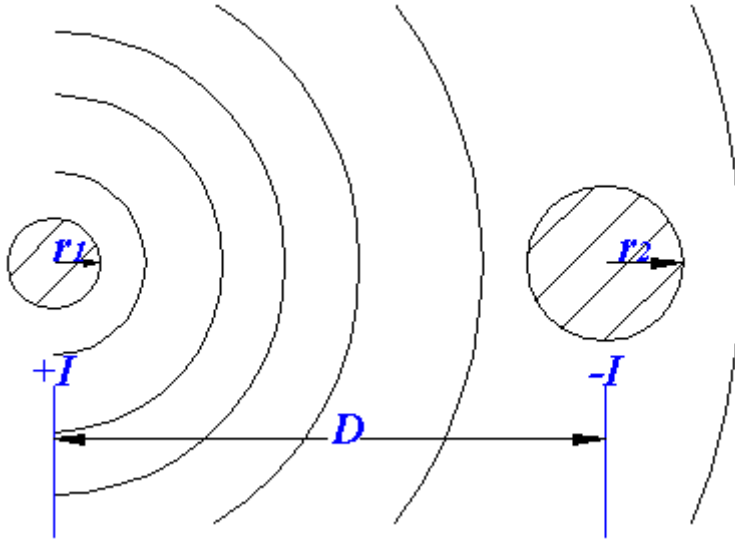


FIGURA 3.4. Línea bifilar monofásica.

La inductancia del circuito debido a la corriente del conductor 1 se determina por la ecuación 3.35, sustituyendo D_2 por D y D_1 por r_1 .

Para el flujo exterior únicamente:

$$L_{\text{ext}} = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D}{r_1} \frac{H}{m}$$

Para el flujo interior únicamente:

$$L_{\text{inte}} = \frac{1}{2} \times 10^{-7} \frac{H}{m}$$

La inductancia total del circuito debida a la corriente del conductor 1 es:

$$L_1 = \left(\frac{1}{2} + 2 \ln \frac{D}{r_1} \right) \times 10^{-7} \frac{H}{m} \quad (3.36)$$

Esta última ecuación tiene las siguientes limitaciones:

- Considera la densidad de corriente uniforme.
- Solo es válida para conductores de sección circular.

Se tiene en cuenta que $\ln e^{-\frac{1}{2}} = -\frac{1}{2}$ y entonces $-\frac{1}{2} = -\ln e^{-\frac{1}{2}}$, se tiene:

$$\begin{aligned} L_1 &= \left(-\ln e^{-\frac{1}{2}} + 2 \ln \frac{D}{r_1} \right) \times 10^{-7} \\ L_1 &= \left(-\ln e^{-\frac{1}{2}} + 2 \ln \frac{D^2}{r_1^2} \right) \times 10^{-7} \\ L_1 &= 10^{-7} \ln \frac{D^2}{r_1^2 e^{-\frac{1}{2}}} = 10^{-7} \ln \left(\frac{D}{r_1 e^{-\frac{1}{4}}} \right)^2 \\ L_1 &= 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D}{r_1 e^{-\frac{1}{4}}} \frac{H}{m} \end{aligned} \quad (3.37)$$

Haciendo $r_1' = r_1 e^{-\frac{1}{4}} = 0,7788 r_1$

$$L_1 = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D}{r_1'} \frac{H}{m} \quad (3.38)$$

r_1' es el radio de un conductor ficticio del que se supone que no tiene flujo interior, pero sin embargo, tiene la misma inductancia que el conductor real de radio r_1 .

Como la corriente en el conductor 2 va en dirección contraria a la que circula por el conductor 1, los enlaces de flujo producidos por la corriente en el conductor 2, considerado aislado, tienen la misma dirección que las producidas por la corriente del conductor 1.

La inductancia debida a la corriente en el conductor 2 es:

$$L_2 = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D}{r_2'} \frac{H}{m} \quad (3.39)$$

y para todo el circuito, se tiene que:

$$L = L_1 + L_2 = 2 \times 10^{-7} \left(\ln \frac{D}{r_1'} + \ln \frac{D}{r_2'} \right) = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D^2}{r_1' r_2'}$$

$$L = 4 \times 10^{-7} \ln \frac{D}{\sqrt{r_1' r_2'}} \frac{H}{m} \quad (3.40)$$

si $r_1' = r_2' = r'$, la inductancia total del circuito se reduce a:

$$L = 4 \times 10^{-7} \ln \frac{D}{r'} \frac{H}{m} \quad (3.41)$$

3.7.5 Enlaces de flujo de un conductor en un grupo.

Un caso más general es el de un conductor en un grupo en el que la suma de las corrientes de todos los conductores es igual a cero. El grupo de conductores se representa en la figura 3.5.

Los conductores 1, 2, 3, ..., n son recorridos por las corrientes $I_1 + I_2 + I_3, \dots, I_n$.

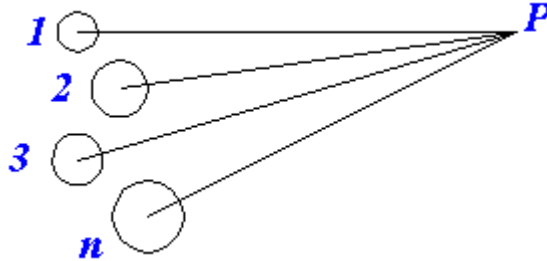


FIGURA 3.5. Grupo de conductores.

Las distancias de estos conductores a un punto lejano P son $D_{1p}, D_{2p}, D_{3p}, \dots, D_{np}$ se excluyen siempre los flujos mas allá del punto P.

Los enlaces de flujo del conductor 1 debidos a I_1 hasta el punto P son:

$$\psi_{1p1} = \left(\frac{I_1}{2} + 2I_1 \ln \frac{D_{1p}}{r_1'} \right) \times 10^{-7} = 2 \times 10^{-7} I_1 \ln \frac{D_{1p}}{r_1'} \frac{\text{Wb} \cdot \text{vuelta}}{m}$$

Los enlaces de flujo ψ_{1p2} con el conductor 1 debido a I_2 valen:

$$\psi_{1p2} = 2 \times 10^{-7} I_2 \ln \frac{D_{2p}}{D_{12}} \frac{\text{Wb} \cdot \text{vuelta}}{m}$$

Los enlaces de flujo ψ_{1p} con el conductor 1 debido a todos los conductores del grupo valen:

$$\psi_{1p} = 2 \times 10^{-7} \left(I_1 \ln \frac{D_{1p}}{r_1'} + I_2 \ln \frac{D_{2p}}{D_{12}} + \dots + I_n \ln \frac{D_{np}}{D_{1n}} \right)$$

que desarrollando los términos logarítmicos y reagrupando se convierte en:

$$\psi_{1p} = 2 \times 10^{-7} \left(I_1 \ln \frac{1}{r_1'} + I_2 \ln \frac{1}{D_{12}} + \dots + I_n \ln \frac{1}{D_{1n}} \right) + I_1 \ln D_{1p} + I_2 \ln D_{2p} + \dots + I_n \ln D_{np} \quad (3.42)$$

como $I_1 + I_2 + \dots + I_n = 0$ entonces $I_n = -(I_1 + I_2 + \dots + I_{n-1})$. Sustituyendo en 3.42 y reagrupando términos logarítmicos, se obtiene.

$$\psi_{1p} = 2 \times 10^{-7} \left(I_1 \ln \frac{1}{r_1'} + I_2 \ln \frac{1}{D_{12}} + \dots + I_n \ln \frac{1}{D_{1n}} \right) + I_1 \ln \frac{D_{1p}}{D_{np}} + I_2 \ln \frac{D_{2p}}{D_{np}} + \dots + I_n \ln \frac{D_{(n-1)p}}{D_{np}} \quad (3.43)$$

Si P se aleja hasta el infinito se obtiene

$$\psi_1 = 2 \times 10^{-7} \left(I_1 \ln \frac{1}{r_1'} + I_2 \ln \frac{1}{D_{12}} + \dots + I_n \ln \frac{1}{D_{1n}} \right) \quad (3.44)$$

3.7.6 Inductancia de líneas de cables

Para hacer el caso más general, cada conductor que constituye una parte de la línea, se representa como un indefinido número de conductores agrupados arbitrariamente (figura 3.6).

Las únicas restricciones son: los hilos paralelos deben ser cilíndricos y la corriente igualmente distribuida entre ellos.

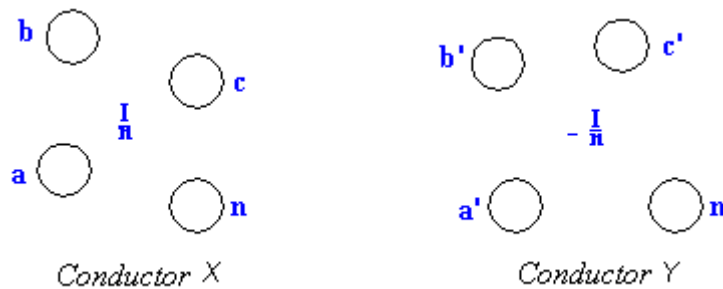


FIGURA 3.6. Línea monofásica formada por dos cables.

El conductor x está compuesto por n hilos paralelos exactamente iguales, cada uno de los cuales lleva una corriente I/n. El conductor Y, que constituye el retorno de la corriente de X está formado por m conductores o hilos paralelos exactamente iguales, cada uno de los cuales lleva -I/m amperios. Aplicando la ecuación 3.43 al hilo a del conductor X, se obtiene los enlaces de flujo del hilo a.

$$\psi_a = 2 \times 10^{-7} \left[\frac{I}{n} \left(\ln \frac{1}{r_a'} + \ln \frac{1}{D_{ab}} + \ln \frac{1}{D_{ac}} + \dots + \ln \frac{1}{D_{an}} \right) - \frac{I}{m} \left(\ln \frac{1}{D_{aa'}} + \ln \frac{1}{D_{ab'}} + \dots + \ln \frac{1}{D_{am'}} \right) \right]$$

de la cual se obtiene

$$\psi_a = 2 \times 10^{-7} I \ln \frac{\sqrt[m]{D_{aa'} D_{ab'} D_{ac'} \dots D_{am'}}{\sqrt[n]{r_a' D_{ab} D_{ac} \dots D_{an}}} \frac{\text{Wb} \cdot \text{vuelta}}{m} \quad (3.45)$$

por lo tanto,

$$L_a = \frac{\psi_a}{\frac{I}{n}} = 2n \times 10^{-7} \ln \frac{\sqrt[m]{D_{aa'} D_{ab'} D_{ac'} \dots D_{am'}}{\sqrt[n]{r_a' D_{ab} D_{ac} \dots D_{an}}} \frac{\text{H}}{m} \quad (3.46)$$

Análogamente, la inductancia del hilo b es:

$$L_b = \frac{\psi_b}{\frac{I}{n}} = 2n \times 10^{-7} \ln \frac{\sqrt[m]{D_{ba'} D_{bb'} D_{bc'} \dots D_{bm'}}{\sqrt[n]{r_b' D_{ba} D_{bc} \dots D_{bn}}} \frac{\text{H}}{m} \quad (3.47)$$

La inductancia media de todos los hilos del conductor X es:

$$L_{av} = \frac{L_a + L_b + L_c + \dots + L_n}{n} \quad (3.48)$$

y la inductancia del conductor X es:

$$L_x = \frac{L_{av}}{n} = \frac{L_a + L_b + L_c + \dots + L_n}{n^2} \quad (3.49)$$

Poniendo la expresión logarítmica de la inductancia de cada hilo en la ecuación 3.47 y agrupando términos se tiene:

$$L_x = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{\sqrt[mn]{(D_{aa'} D_{ab'} D_{ac'} \dots D_{am'}) (D_{ba'} D_{bb'} D_{bc'} \dots D_{bm'}) \dots (D_{na'} D_{nb'} D_{nc'} \dots D_{nm'})}}{n^2 \sqrt[n]{(D_{aa} D_{ab} D_{ac} \dots D_{an}) (D_{ba} D_{bb} D_{bc} \dots D_{bn}) \dots (D_{na} D_{nb} D_{nc} \dots D_{nm})}} \frac{\text{H}}{m} \quad (3.50)$$

donde $r_a' r_b' r_n'$ se ha substituido por $D_{aa} D_{bb}$ y D_{nn} respectivamente.

$$L_x = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{DMG}{RMG} \frac{H}{m} \quad (3.51)$$

donde

DMG es la distancia media geométrica entre el conductor X y el conductor Y .
 RMG es el radio medio geométrico del conductor X

La inductancia del conductor y se determina en forma análoga o similar siendo la inductancia de la línea monofásica:

$$L = L_x + L_y \quad (3.52)$$

3.7.7 Radio medio geométrico de los conductores RMG

El radio medio geométrico es un concepto matemático muy útil en el cálculo de la inductancia y puede ser definido como el radio de un conductor tubular con una pared infinitesimalmente delgada que tiene en cuenta tanto el flujo interno como el flujo externo a una distancia unitaria del centro del conductor.

Para un conductor sólido

$$RMG = r \cdot \exp(-1/4) = 0,7788r \quad (3.53)$$

El radio medio geométrico para conductores compuestos o cables está dado por:

$$RMG = \sqrt[n^2]{(D_{aa}D_{ab}D_{ac}\dots D_{an})(D_{ba}D_{bb}D_{bc}\dots D_{bn})\dots (D_{na}D_{nb}D_{nc}\dots D_{nm})} \quad (3.54)$$

como la mayoría de los cables tienen sus hilos constituyentes iguales:

$$D_{aa} = D_{bb} = D_{cc} = \dots = D_{nn} = r' \quad (3.55)$$

por lo tanto:

$$RMG = \sqrt[n^2]{(r')^n (D_{ab}D_{ac}\dots D_{an})(D_{ba}D_{bc}\dots D_{bn})\dots (D_{na}D_{nb}\dots D_{nn})} \quad (3.56)$$

En la tabla 3.9 se consignan los valores de RMG para conductores homogéneos de cobre y aluminio en función del número de hilos y del radio físico de cada hilo.

TABLA 3.9. RMG para conductores homogéneos de cobre y aluminio.

Nro de hilos	RMG para conductores homogéneos
1	0.7788 r
3	1.46048 r
7	2.1767 r
19	3.790 r
37	5.376 r
61	6.948 r
91	8.514 r
127	10.088 r

En la tabla 3.10 se muestran los valores numéricos de RMG para calibres y conductores usuales en redes de distribución de energía.

TABLA 3.10. Valores RMG para conductores cableados concentricosde Cu, Al, ACS y ACSR.

Calibre AWG o MCM	Conductores de cobre blando cobre duro y aluminio grado EC			Conductores de aluminio			
			ACS		ACSR		
	Nro hilos	RMG mm	Nro de hilos	RMG mm	Nro de hilos	RMG mm	
					Acero	Al	
6	7	1.69783	7		1	2	1.20091
4	7	2.13317	7	2.1336	1	6	1.33198
2	7	2.68822	7	2.6883	1	6	1.27406
1	19	3.20255	7	3.0175	1	6	1.27406
1/0	19	3.58155	7	3.3833	1	6	1.35941
2/0	19	4.03635	7	3.8100	1	6	1.55448
3/0	19	4.52905	7	4.2672	1	6	1.82880
4/0	19	5.07860	7	4.8158	1	6	2.48107
250	37	5.61792					
266.8			7	5.3950	7	26	6.03504
300	37	6.15552	19	6.0655	7	30	7.34568
336.4			19	6.4008	7	30	7.77240
350	37	6.63396					
397.5			19	7.0104	7	30	8.47344
400	37	7.09632					
450	37	7.52640					
477			19	7.5895	7	30	9.26592
500	37	7.92960	19	7.8029	7	30	9.47928

3.7.8 Distancia media geométrica DMG.

Nótese que el numerador de la expresión logarítmica de la ecuación 3.50 es la raíz n-m ésima del producto de nm términos o producto de las distancias de cada uno de los n hilos del conductor X a cada uno de los m hilos del conductor Y, y se llama distancia media geométrica entre el conductor X y el conductor Y.

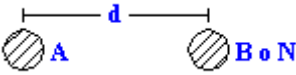
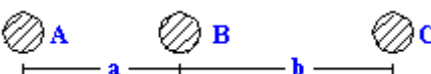
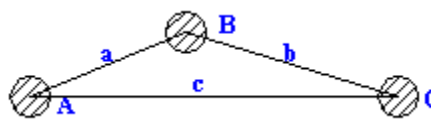
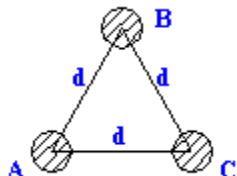
$$DMG = \sqrt[nm]{(D_{aa'}D_{ab'}\dots D_{am})(D_{ba'}D_{bb'}\dots D_{bm})\dots(D_{ma'}D_{mb'}\dots D_{mn})} \quad (3.57)$$

Cuando existen circuitos de varios conductores por fase (circuitos en paralelo que siguen la misma ruta y soportados por los mismos apoyos), y es necesario hallar la inductancia por fase, se hablará de una (DMG) equivalente y de un (RMG) equivalente puesto que es necesario hacer tres transposiciones a lo largo del recorrido de la línea, es por ello que la ecuación 3.51 toma una forma más general.

$$L = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{(DMG)_{\text{equi}}}{(RMG)_{\text{equi}}} \frac{H}{m} \quad (3.58)$$

En la tabla 3.11 se muestran las DMG para diferentes disposiciones típicas para sistemas de distribución, consideran sólo un conductor por fase.

TABLA 3.11. DMG para disposiciones típicas de redes de distribución (un conductor por fase).

Tipo de sistema	Disposición de los conductores	DMG
Monofásico fase - neutro		d
Monofásico fase - fase		
Trifásico alineado (simétrica)		$d^3 \sqrt{2} = 1,26c$
Trifásico alineado (Asimétrico)		$\sqrt[3]{a \cdot b \cdot (a + b)}$
Trifásico triangular (Asimétrico)		$\sqrt[3]{a \cdot b \cdot c}$
Trifásico triangular (Equilátero)		d

En la tabla 3.12 se observan los RMG y DMG equivalentes cuando existen varios conductores por fase y conductores en circuito doble.

TABLA 3.12. (RMG) y (DMG) equivalente pra disposiciones típicas (varios conductores por fase y circuitos dobles).

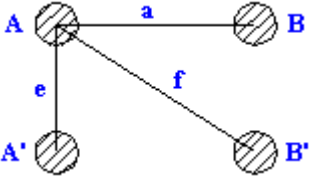
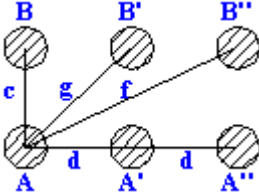
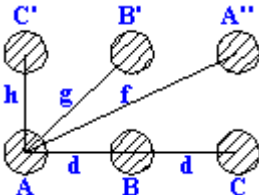
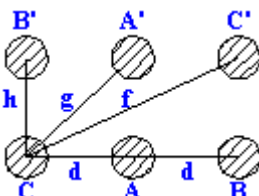
Tipo de sistema	Disposición de los conductores	(RMG) _{equi}	(DMG) _{equi}
Monofásico fase - fase 2 conductores por fase		$\sqrt{r' d}$	$\sqrt{e \cdot f}$
Monofásico fase - fase 3 conductores por fase		$\sqrt[9]{(r')^3 4d^6}$	$\sqrt[9]{e^3 f^2 g^4}$
Trifásico doble circuito posición 1		$D_{S1} = \sqrt{r' f}$	$D_{ab} = \sqrt{dg}$ $D_{bc} = \sqrt{dg}$ $D_{ca} = \sqrt{2dh}$
Trifásico doble circuito posición 2		$D_{S2} = \sqrt{r' h}$	

TABLA 3.12. (Continuación) (RMG) y (DMG) equivalente pra disposiciones típicas (varios conductores por fase y circuitos dobles).

Tipo de sistema	Disposición de los conductores	(RMG) _{equi}	(DMG) _{equi}
Trifásico doble circuito posición 3		$D_{S3} = \sqrt{r'f}$	
Trifásico doble circuito con las tres posiciones	Cada una de las 3 posiciones abarcando $\frac{1}{3}$ de la línea	$(RMG)_{equi} = (r')^{\frac{1}{2}} f^{\frac{1}{3}}$	$(DMG)_{equi} = 2^{\frac{1}{6}} d^{\frac{1}{2}} g^{-1}$
Trifásico triple circuito sin posiciones		$\sqrt[3]{r'30d^2}$	$D_{ab} = d^3 \sqrt{28}$ $D_{ca} = d^3 \sqrt{24}$ $(DMG)_{equi} = 2$
Trifásico triple circuito sin transposiciones		$\sqrt[3]{r' \cdot f \cdot 2h}$	$D_{ab} = \sqrt[3]{deg}$ $D_{bc} = \sqrt[3]{deg}$ $D_{ca} = \sqrt[3]{2d \cdot h}$ $(DMG)_{equi} = \sqrt[3]{4}$

3.7.9 Reactancia inductiva

El valor de la reactancia inductiva depende de la frecuencia del sistema y del valor de la inductancia total (suma de inductancia interna y externa) del cable y se obtiene de :

$$X_L = 2\pi fL \quad (3.59)$$

Reemplazando L por su equivalente dado en la ecuación 3.51 para una frecuencia $f = 60\text{Hz}$ y pasando a logaritmos decimales

$$X_L = 2\pi f \cdot 2 \times 10^{-7} \ln \frac{DMG}{RMG} \frac{\Omega}{m}$$

$$X_L = 0,1736 \log \frac{DMG}{RMG} \frac{\Omega}{km} \quad (3.60)$$

donde DMG y RMG deben estar dadas en las mismas unidades.

Para el cálculo de la reactancia inductiva se pueden distinguir los siguientes casos:

- A) Cables sin pantalla o cubierta metálica, o bien, los cables que provistos de pantallas o cubiertas metálicas, se encuentran conectadas a tierra de tal forma que no existen corrientes a través de las mismas, se aplicará la fórmula 3.60 con los RMG y DMG dados en las tablas 3.9, 3.10 y 3.11 para diferentes disposiciones. Este es el caso típico de las redes aéreas y de algunas redes subterráneas.
- B) Cables con pantallas o cubiertas metálicas que se encuentren conectados a tierra pero de tal forma que permitan circulación de corrientes a través de las mismas. Es el caso de las redes subterráneas. En este aspecto se hará hincapié, en especial, en el tratamiento del efecto de estas corrientes, basado en el trabajo desarrollado por HALPERIN y MILLER el cual se utilizará no sólo en este caso sino también en los desarrollos correspondientes a voltajes, corrientes inducidas y pérdidas en las pantallas y cubiertas metálicas.

En la tabla 3.13 se muestran los valores de reactancia inductiva en Ohm/Km para redes aéreas con conductores aislados de cobre y aluminio ACS, en la tabla 3.14 se muestran los valores de reactancia inductiva para redes aéreas con conductores desnudos ACSR, y en la tabla 3.15 se consignan los valores de reactancias inductiva para cables subterráneos de uso común.

3.8 RESISTENCIA Y REACTANCIA APARENTES DE CABLES SUBTERRÁNEOS

Una forma simplificada para determinar los efectos de las corrientes que circulan en pantallas y cubiertas metálicas es considerar un cable imaginario sin pantalla, que presente una resistencia y reactancia comparable a la que presenta un conductor real, incluidos los efectos de la pantalla.

A la resistencia y reactancia de este cable imaginario se les conoce como Resistencia y Reactancia Aparentes y los valores obtenidos de estos parámetros permiten de una manera directa el cálculo de la impedancia de la línea, caídas de tensión, etc.

El valor final de la resistencia aparente se obtiene de sumar, a la resistencia inductiva de c.a. determinada en la sección 3.6 un término que incluye los efectos de la corriente inducida en la pantalla o cubierta metálica.

De forma análoga, la reactancia aparente se obtiene al restar, a la reactancia que se obtendría de un cable idéntico sin pantalla o cubierta metálica, un término similar de naturaleza inductiva. La reducción aparente en la reactancia inductiva, debido a las corrientes que circulan por las pantallas o cubiertas metálicas es de gran magnitud y de ninguna manera comparable al incremento aparente que afecta a la resistencia, por lo que es de esperarse en estos casos valores mayores de caída de tensión e impedancia que en los cables desprovistos de estos.

En circuitos trifásicos con cables monopoles colocados equidistantes o circuitos monofásicos, la resistencia aparente R_A y la reactancia inductiva aparente X_{LA} están dadas por:

$$R_A = R \frac{X_M^2 \times R_p}{X_M^2 + R_p^2} \quad \text{y} \quad X_{LA} = X_L - \frac{X_M^2}{X_M^2 + R_p^2} \quad (3.61)$$

donde

R = Resistencia efectiva del conductor a la c.a. $\frac{\Omega}{km}$.

$$X_L = 2\pi fL \quad \frac{\Omega}{km}$$

L = Inductancia propia.

$$X_M = 2\pi fM$$

M = Inductancia mutua entre el conductor y la pantalla o cubierta metálica.

$$X_M = 2\pi f \left[2 \times 10^{-4} \ln \frac{S}{r_o} \right] = 0,07541 \ln \frac{S}{r_o} \quad \frac{\Omega}{km} \quad (3.62)$$

con

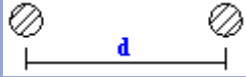
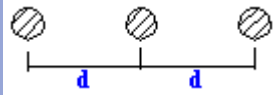
f = Frecuencia en Hz.

S = Distancia entre los centros de los cables en cm.

r_o = Radio medio de la pantalla en cm.

R_p = Resistencia de la pantalla a la temperatura de operacion (véase tabla 3.17).

TABLA 3.13. Reactancia inductiva XL en Ω/km para redes aéreas con conductores aislados de cobre duro y aluminio ACS.

Calibre AWG o MCM	Nro de hilos	RMG mm	Disposición monofásica		Disposición trifásica	
			$DMG = d$		$DMG = d^3\sqrt{2}$	
						
			$d = 100\text{mm}$	$d = 150\text{mm}$	$d = 100\text{mm}$	$d = 150\text{mm}$
4	7	2.1336	0.290065983	0.320635425	0.30748559	0.3380550277
2	7	2.6883	0.272642666	0.303212108	0.29006227	0.3206317107
1	7	3.0175	0.263933232	0.294502675	0.28135283	0.3119222774
1	19	3.2025	0.259445908	0.290015351	0.27686551	0.3074349535
1/0	7	3.3833	0.255306488	0.285875930	0.27272609	0.3032955327
1/0	19	3.5816	0.251013271	0.281582714	0.26843287	0.2990023162
2/0	7	3.8100	0.246351424	0.276920867	0.26377103	0.2943404692
2/0	19	4.0364	0.242000341	0.272569784	0.25941994	0.2899893862
3/0	7	4.2672	0.237807175	0.268376618	0.25522678	0.2857962205
3/0	19	4.5291	0.233317165	0.263886607	0.25073677	0.2813062098
4/0	7	4.8158	0.228688758	0.259258201	0.24610836	0.2766778034
4/0	19	5.0786	0.224684840	0.255252283	0.24210244	0.2726718851
250	37	5.6179	0.217073684	0.247643127	0.23449329	0.2650627294
266.8	7	5.3950	0.220126284	0.250695727	0.23754589	0.2681153294
300	19	6.0655	0.211294357	0.241863800	0.22871396	0.2592834020
300	37	6.1555	0.210183640	0.240753083	0.22760324	0.2581726850
336.4	19	6.4008	0.207237733	0.237807175	0.22465734	0.2552267779
350	37	6.6394	0.20447889	0.235048331	0.22189849	0.2524679336
397.5	19	7.0104	0.200379050	0.230948493	0.21779865	0.2483680951
400	37	7.0963	0.199460638	0.230030081	0.21688024	0.2474496830
477	19	7.5895	0.194394995	0.224964437	0.21181460	0.2423840395
500	19	7.8029	0.192304251	0.222873794	0.20972325	0.2402933962
500	37	7.9296	0.191089978	0.221659420	0.20850958	0.2390790227

Las siguientes son las fórmulas para el cálculo de la resistencia aparente R_A .

Fase A

$$R_A = R + \frac{R_p}{4} \left[\frac{(\sqrt{3} + P)\sqrt{3}}{P^2 + 1} + \frac{(1 - \sqrt{3}Q)}{Q^2 + 1} \right] \frac{\Omega}{\text{km}} \quad (3.63)$$

Fase B

$$R_A = R + \frac{R_P}{Q^2 + 1} \frac{\Omega}{km} \quad (3.64)$$

Fase C

$$R_A = R + \frac{R_P}{4} \left[\frac{\sqrt{3}(\sqrt{3}-P)}{P^2 + 1} + \frac{1 + \sqrt{3}Q}{Q^2 + 1} \right] \frac{\Omega}{km} \quad (3.65)$$

Promedio:

$$R_A = R + R_P \left[\frac{P^2 + Q^2 + 2}{2(P^2 + 1)(Q^2 + 1)} \right] \frac{\Omega}{km} \quad (3.66)$$

Las siguientes son las fórmulas para el cálculo de la reactancia aparente X_{LA} en Ω/km .

Fase A

$$X_{LA} = X_L - X_M + \frac{R_P}{4} \left[\frac{\sqrt{3}(\sqrt{3}P + 1)}{P^2 + 1} + \frac{Q + \sqrt{3}}{Q^2 + 1} \right] \frac{\Omega}{km} \quad (3.67)$$

Fase B

$$X_{LA} = X_L - X_M + \frac{R_P Q}{Q^2 + 1} \frac{\Omega}{km} \quad (3.68)$$

Fase C

$$X_{LA} = X_L - X_M + \frac{R_P}{4} \left[\frac{\sqrt{3}(\sqrt{3}P - 1)}{P^2 + 1} + \frac{Q - \sqrt{3}}{Q^2 + 1} \right] \frac{\Omega}{km} \quad (3.69)$$

Promedio

$$X_{LA} = X_L - X_M + R_P \left[\frac{Q(P^2 + 1) + P(Q^2 + 1)}{2(P^2 + 1)(Q^2 + 1)} \right] \frac{\Omega}{km} \quad (3.70)$$

Para otras disposiciones véase la tabla 3.16

TABLA 3.14. Reactancias inductivas X1 en Ω/km fase para líneas de distribución en conductor ACSR

Calibre AWG o MCM	Nro de hilos	RMG mm	Disposición Monofásica				Disposición trifásica			
			d = 200 mm	d = 800 mm	d = 1400 mm	a = 700 b = 700 mm	a = 700 b = 800 mm	a = 950 b = 950 mm	a = 1400 b = 1400 mm	a = 1950 b = 1950 mm
6	1	1.2009	0.38565579	0.49017340	0.53236481	0.4975256	0.5026152	0.5205494	0.5497844	0.5747665
4	1	1.33198	0.37784600	0.48236362	0.52455502	0.4897158	0.4948054	0.5127396	0.5419746	0.5669569
2	1	1.27406	0.38119784	0.48571545	0.52790686	0.4930676	0.4981573	0.5160914	0.5453264	0.5703086
1	1	1.27406	0.38119784	0.48571545	0.52790686	0.4930676	0.4981573	0.5160914	0.5453264	0.5703086
1/0	1	1.35941	0.37630916	0.48082678	0.52301818	0.4881789	0.4932686	0.5112027	0.5404377	0.5654199
2/0	1	1.55448	0.36619962	0.47071724	0.51290864	0.4780694	0.4831591	0.5010932	0.5303282	0.5553104
3/0	1	1.82880	0.35394675	0.45846436	0.50065577	0.4658165	0.4709062	0.4888403	0.5180753	0.5430575
4/0	1	2.48107	0.33094947	0.43546708	0.47765849	0.4428192	0.4479089	0.4658430	0.4950781	0.5200602
266.8	7	6.03504	0.26393273	0.36845034	0.41064175	0.3758025	0.3808922	0.3988263	0.4280613	0.4530435
300	7	7.34568	0.24911565	0.35363326	0.39582467	0.3609854	0.3660751	0.3840092	0.4132442	0.4382264
336.4	7	7.77240	0.24485843	0.34937604	0.39156745	0.3567282	0.3618179	0.3797520	0.4089870	0.4339692
397.5	7	8.47344	0.23834763	0.34286524	0.38505665	0.3502174	0.3553071	0.3732412	0.4024762	0.4247584
477	7	9.26592	0.23160695	0.33612457	0.37831597	0.3434767	0.3485664	0.3665005	0.3957356	0.4207177
500	7	9.47928	0.22993038	0.33444799	0.37663940	0.3417604	0.3468500	0.3647872	0.3940192	0.4190014

TABLA 3.15. Reactancia inductiva X_L en Ω/km para cables monopolares subterráneos (cobre o aluminio).

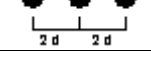
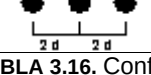
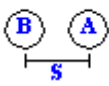
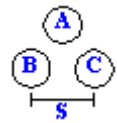
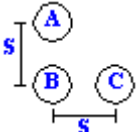
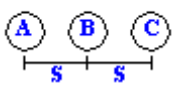
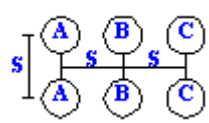
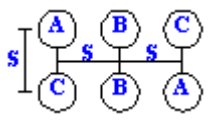
	Condiciones de instalacion	Aislamiento	Tensiones de operacion	Calibre AWG - MCM									
				4	2	1/0	2/0	3/0	4/0	250	300	400	500
En charolas		Vulcanel EP y XLP	5 15	0.228	0.217	0.209	0.202	0.198	0.192	0.188	0.182	0.180	0.177
		Vulcanel EP y XLP	5 15	0.268	0.251	0.236	0.222	0.210	0.202	0.192	0.182	0.173	0.165
		Vulcanel EP y XLP	25 35	-	-	-	0.239	0.230	0.223	0.218	0.214	0.210	0.207
		Vulcanel EP y XLP	25 35	-	-	-	0.168	0.163	0.158	0.153	0.148	0.142	0.137
		Sintenax	-	0.200	0.186	0.182	0.181	0.180	0.180	-	-	-	-
		Sintenax	-	0.102	0.098	0.094	0.092	0.090	0.089	-	-	-	-
En ductos		Sintenax	15 25	0.333	0.290	0.210	0.202	0.201	0.200	-	-	-	-
		Sintenax	15 25	0.166	0.133	0.103	0.102	0.100	0.100	-	-	-	-
		Vulcanel EP y XLP	5-15 25-35	0.363	0.348	0.338	0.325	0.313	0.290	0.288	0.280	0.265	0.255

TABLA 3.16. Configuraciones para el cálculo de resistencia y reactancia aparentes.

I Monifásica	II Equilátera	III Rectangular	IV Plana	V Doble circuito	VI Doble circuito
					
$P = \frac{R_P}{Y} \quad Z =$	X_m	$X_m + \frac{a}{2}$	$X_m + a$	$X_m + a + \frac{b}{2}$	$X_m + a - \frac{b}{2}$
$Q = \frac{R_P}{Z} \quad Y =$	X_m	$X_m - \frac{a}{6}$	$X_m - \frac{a}{3}$	$X_m + \frac{2}{3} - \frac{b}{6}$	$X_m + \frac{a}{3} - \frac{b}{6}$
$X_m = 2\pi f \left(2 \times 10^{-4} \ln \frac{S}{r_o} \right); a = 2\pi f (2 \times 10^{-4} \ln 2); b = 2\pi f (2 \times 10^{-4} \ln 5)$ $\text{en } \frac{\Omega}{\text{km}}; X_m = 0,0754 \ln \frac{S}{R_o}; a = 0,0523; b = 0,1214$					

En el caso de cables tripolares con pantalla o cubierta común (figura 3.7), el valor de la resistencia aparente del conductor está dada por:

$$R_A = R + R_E \frac{\Omega}{km} \quad (3.71)$$

donde

$$R_E = \frac{4,26 S^2}{R_p r_o^2} \times 10^{-3} \frac{\Omega}{km} \quad (3.72)$$

con s = distancia del centro de los conductores al centro geométrico del cable en cm.

Para conductores redondos

$$S = \frac{1}{\sqrt{3}}(d + 2t) \quad (3.73)$$

siendo

d Diámetro del conductor en cm.

t Espesor del aislamiento en cm.

Para conductores sectoriales, puede calcularse un valor aproximado de S con la ecuación 3.73, pero tomando d de 0.82 a 0.86 veces el diámetro del conductor redondo equivalente, dependiendo de la forma del sector, o por la medición directa del centro del sector al centro del cable.

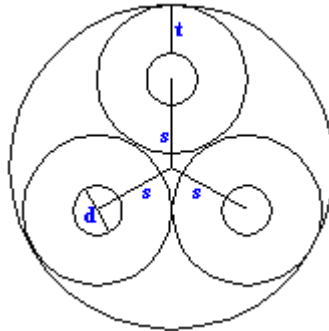


FIGURA 3.7. Cable tripolar con pantalla o cubierta común.

3.9 INDUCCIÓN DE CABLES EN PARALELO

En ocasiones, las conexiones de los sistemas deben de realizarse a través de más de un cable por fase, dando lugar a sistemas con 2 o más cables en paralelo.

TABLA 3.17. Fórmulas para el cálculo de resistencia de pantallas y cubiertas metálicas.

Pantalla de alambres	$R_p = \rho \frac{1,02}{0,7854 \times n \times d^2} \frac{\Omega}{\text{km}}$
Tubular de plomo	$R_p = \rho \frac{1,02}{\pi \times d_m \times t} \frac{\Omega}{\text{km}}$
Pantalla de cintas de cobre traslapadas	$R_p = \frac{5,53K}{d_m \times t} \frac{\Omega}{\text{km}}$
Material	Resistividad electrica a 20°C $\frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{km}}$
Aluminio	28.264
Cobre suave	17.241
Plomo	221.038
dm = diámetro medio de la pantalla o forro metálico en mm.	
d = diámetro de los alambres de la pantalla en mm.	
t = espesor de la pantalla o forro metálico en mm (aprox 0.12 mm para cintas de cobre).	
n = número de alambres.	
k = factor para incrementar la resistencia debido al contacto en el traslape (k = 1 para cables nuevos; k = 2 para cables viejos)	

La inducción y consecuentemente, la reactancia inductiva de cables en paralelo de una misma fase debe ser igual para todos, puesto que de ella depende la distribución de la corriente en ellos; por ejemplo, en un sistema con 2 cables en paralelo es de esperarse que cada uno conduzca la mitad de la carga; si el sistema no tiene una reactancia inductiva uniforme esto ocasionará que uno de los cables conduzca una carga mayor que la proyectada, ocasionando envejecimiento prematuro de los aislamientos y como consecuencia, fallas.

Se obtiene una distribución completamente uniforme de la corriente sólo cuando se utilizan cables de 3 conductores, puesto que de esa manera se elimina la influencia inductiva de los cables próximos.

En el caso de cables monopolares en paralelo que están dispuestos en configuración plana, si los cables de una misma fase están agrupados y tendidos uno junto al otro (figura 3.8 a) se obtiene un coeficiente de inducción muy irregular. Es mejor agrupar los cables de distintas fases en sistemas y hacer que las separaciones entre los cables **d** pertenecientes a un sistema sea menor que las distancias **D** entre los propios sistemas.

El orden de las fases dentro de un sistema es igualmente de gran importancia. En concordancia con el número de sistemas trifásicos se recomienda la sucesión de fases de la figura 3.8 b. Con esta disposición, los coeficientes de inducción de los cables paralelos en una fase son prácticamente iguales, mientras que en las fases A, B y C difieren entre si. Sin embargo, esto es menos perjudicial que la diferencia en inducción de cables de la misma fase.

En la figura 3.8 c se tiene un ejemplo de distribución que cumple con las condiciones de agrupar cables de distintas fases en sistemas y también conservar la separación entre sistemas **D >> d** mayor que la que existe entre cables; pero es desfavorable pues, en este caso, difieren no sólo los coeficientes de inducción entre las fases A B C, sino también, los de los cables paralelos en una misma fase.

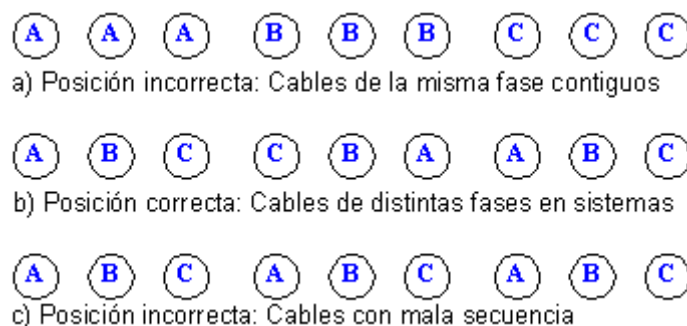


FIGURA 3.8. Agrupación de cables monopolares en paralelo.

En el caso de cables en charolas, puede suceder que, además de tener cables en configuración plana, se tengan más charolas en posición vertical. En esta situación se recomienda agrupar a los cables como se muestra en la figura 3.9

El coeficiente de inducción de los cables conectados en paralelo es prácticamente uniforme si se adopta esta disposición. Los coeficientes de inducción de las distintas fases son diferentes, lo cual no tiene importancia, ya que en la mayoría de los casos los circuitos son de poca longitud.

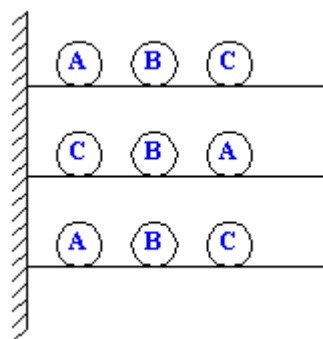


FIGURA 3.9. Cables dispuestos en charolas.

3.10 CAPACITANCIA Y REACTANCIA CAPACITIVA

La capacitancia entre dos conductores se define como:

$$C = \frac{q}{V} \quad (3.74)$$

donde

q = Carga entre los conductores en $\frac{Coul}{km}$

V = Diferencia de potencial en voltios.

En el caso de cables aislados , el cálculo de la capacitancia depende de su construcción ; si es monopolar o tripolar, desprovisto o no de pantallas, así como del material y espesor del aislamiento.

3.10.1 Cable monopolar con cubierta o pantalla metálica

En éste caso, el cable se representa por un capacitor en el que el conductor que se encuentra al potencial de línea, constituye una de las placas y la pantalla o cubierta metálica que está a tierra, constituye la otra placa. Por último el dieléctrico lo constituye el propio aislamiento.

En términos de la definición de la capacitancia dada en la ecuación 3.74 se puede demostrar que para éste tipo de cables la capacitancia queda dada por:

$$C = \frac{0,0241 SIC}{\log \frac{d_a}{d_c}} \times 10^{-6} \frac{F}{km} \quad (3.75)$$

donde

SIC Constante inductiva específica del aislamiento. (ver tabla 3.18).

d_a Diametro sobre el aislamiento. (ver figura 3.10).

d_b Diametro bajo el aislamiento. (ver figura 3.10).

TABLA 3.18. Valores de la constante SIC.

Aislamiento	$Tan\delta$	SIC
Vulcanel EP	1.5%	2.6
Vulcanel XP	0.1 %	2.1
Sintenax	9%	7.0
Papel impregnado en aceite	1.1%	3.9

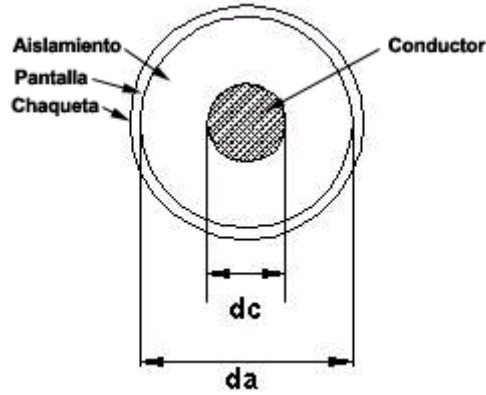


FIGURA 3.10. Cable monopolar subterráneo.

3.10.2 Cable tripolar con cubierta común

La capacitancia para éste tipo de cables (figura 3.11) se da en función del llamado factor geométrico G de la siguiente manera :

$$C = \frac{0,166SIC}{G} \times 10^{-6} \frac{F}{km} \quad (3.76)$$

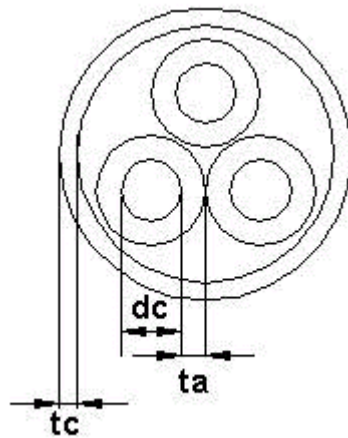


FIGURA 3.11. Cable tripolar subterráneo.

El factor geométrico G lo determina la construcción del cable, es adimensional y depende únicamente de la relación entre conductores y aislamiento.

Los valores adecuados para G pueden tomarse en la tabla 3.19

En el caso de conductores sectoriales, el factor geométrico es menor que para un conductor redondo de la misma sección y espesor de aislamiento; el valor correspondiente se obtiene al considerar al conductor sectorial en términos de su equivalente redondo y multiplicando por el factor de reducción también indicado en la tabla 3.19

TABLA 3.19. Coeficiente geométrico G empleado en el cálculo de la capacitancia.

$\frac{ta + tc}{dc}$	Factor geométrico G para conductores de sección circular			Coeficiente de corrección de G para cables de sección sectorial
	$\frac{tc}{ta} = 0,0$	$\frac{tc}{ta} = 0,4$	$\frac{tc}{ta} = 0,6$	
	cables sin pantalla			
0.4	1.85	2.10	2.40	0.7
0.6	2.40	2.60	3.0	0.84
0.8	2.95	3.15	3.50	0.88
1.0	3.314	3.55	3.82	0.92
1.2	3.60	3.85	4.32	0.95
1.4	4.00	4.30	4.65	0.96
1.6	4.30	4.60	4.92	0.97
1.8	4.55	4.75	5.22	0.97
2.0	4.75	5.10	5.50	0.97
2.2	5.00	5.33	5.66	0.97

procedimiento para encontrar G

- Calcular las relaciones $\frac{ta + tc}{dc}$ y $\frac{tc}{ta}$.
- Encontrar el valor G.
- Si el cable es sectorial, multiplicar el factor geométrico G por el valor correspondiente del factor de corrección, utilizando como entrada la relación $\frac{ta + tc}{dc}$.

En el caso de conductores instalados al aire (líneas aéreas) la capacitancia al neutro está dada por:

$$C_n = \frac{0,0241}{\log \frac{D}{r}} \frac{\mu F}{\text{milla}} \quad (3.77)$$

3.10.3 Reactancia capacitiva

La reactancia capacitiva queda definida con la siguiente ecuación:

$$X_C = \frac{1}{2\pi f C} \frac{M\Omega}{km} \quad (3.78)$$

donde

C = Capacitancia en $\frac{F}{km}$.

f = Frecuencia del sistema en Hz.

Para cables subterráneos la reactancia capacitiva está dada por:

$$X_C = \frac{G}{62,58 SIC} \frac{M\Omega}{km} \quad (3.79)$$

Para cables aéreos la reactancia capacitiva se calcula mediante:

$$X_C = 0,1102 \log \frac{D}{r} \frac{M\Omega}{km} \text{ Respecto al neutro} \quad (3.80)$$

donde

D = distancia entre el centro del conductor y el neutro.

r = radio del conductor.

La reactancia capacitiva es importante para el cálculo de las líneas de alta tensión.

3.11 CLASIFICACIÓN DE LAS LINEAS SEGÚN SU LONGITUD

Con fines prácticos se introducen simplificaciones en el cálculo de los parámetros, simplificaciones que dependen de la longitud de la línea; para estos propósitos las líneas se clasifican en:

3.11.1 Líneas cortas

Son las que transmiten energía eléctrica a voltajes menores a 44 kV con longitudes hasta de 50 km y cuya capacitancia puede despreciarse.

El circuito equivalente de una línea corta se muestra en la figura 3.12 y se resuelve como un circuito sencillo de corriente alterna.

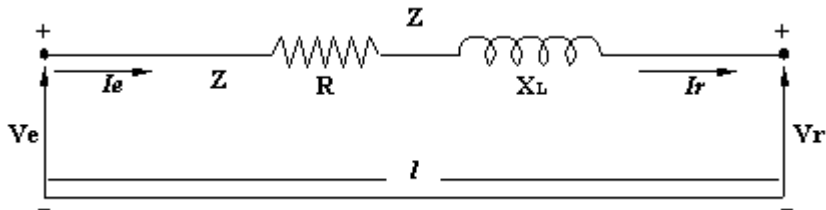


FIGURA 3.12. Circuito equivalente de una línea corta.

Las ecuaciones deducidas del circuito equivalente son:

$$V_e = V_r + ZI_r \quad (3.81)$$

$$I_e = I_r \quad (3.82)$$

$$Z = R + jX_L = zl = (r + jx_L)l \quad (3.83)$$

donde

I_e = Corriente en el extremo emisor.

I_r = Corriente en el extremo receptor.

V_e = Voltaje en el extremo emisor.

V_r = Voltaje en el extremo receptor.

Para líneas cortas a voltajes superiores a 44 kV, con longitudes entre 50 y 80 km, cuyo cálculo deberá ser más exacto deben usarse los circuitos equivalentes T o π .

3.11.2 Líneas medianas

Son las que transmiten energía eléctrica a voltajes de transmisión y subtransmisión con longitudes hasta de 240 km, cuya capacitancia no es despreciable pero que no requiere de cálculos muy rigurosos. En este caso debe usarse el circuito equivalente T_e o π que incluyen la admitancia en derivación (shunt) generalmente capacitancia pura.

3.11.2.1 Circuito equivalente T_e nominal

Si toda la admitancia en derivación es concentrada en la mitad de la línea, el circuito equivalente será como el mostrado en la figura 3.13

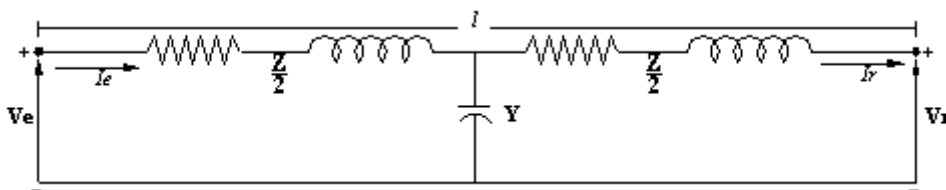


FIGURA 3.13. Circuito equivalente en T para líneas medianas.

Las ecuaciones para el circuito T nominal son

$$V_e = \left(Y\frac{Z}{2} + 1 \right) V_r + Z\left(\frac{ZY}{4} + 1 \right) I_r \quad (3.84)$$

$$I_e = YV_r + \left(Y\frac{Z}{2} + 1\right)I_r \quad (3.85)$$

donde

$Y = yl$ = admitancia en paralelo

3.11.2.2 Circuito equivalente π nominal

Este circuito se muestra en la figura 3.14. Es el más usado para representar líneas de longitud media. En el circuito π nominal la admitancia en derivación se divide en dos partes iguales que se colocan en los extremos emisor y receptor de la línea.

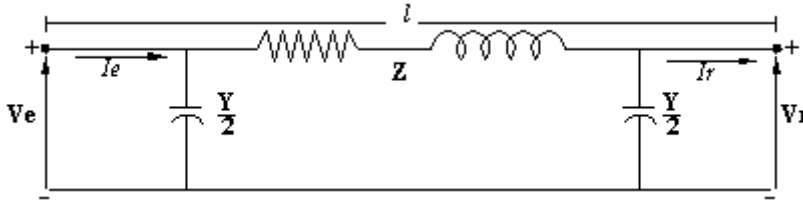


FIGURA 3.14. Circuito equivalente en π

Las ecuaciones para el circuito π nominal son:

$$V_e = \left(Z\frac{Y}{2} + 1\right)V_r + ZI_r \quad (3.86)$$

$$I_e = Y\left(1 + \frac{ZY}{4}\right)V_x + \left(Z\frac{Y}{2} + 1\right)I_r \quad (3.87)$$

3.11.3 Líneas largas

Son las que transmiten energía eléctrica a voltajes de transmisión con longitudes mayores a 240 km y en las cuales el efecto de la capacitancia es de tal magnitud que requiere cálculos más rigurosos.

Para líneas largas se debe utilizar el circuito equivalente que tenga en cuenta la distribución uniforme de los parámetros a lo largo de la línea, o el circuito equivalente Pi afectado por un factor de corrección.

3.12 CLASIFICACIÓN DE LAS LÍNEAS SEGÚN SUS CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS Y MAGNÉTICAS

Tanto la resistencia óhmica como la resistencia inductiva y las capacidades electrostáticas existentes en las líneas o cables, están uniformemente repartidas en toda su longitud. Sin embargo, y para simplificar los cálculos, se supone siempre que sea posible que las características están situadas en uno o varios puntos. Cuando la tensión y la longitud de las líneas no permiten esta simplificación, el cálculo de ésta debe realizarse teniendo en cuenta el reparto uniforme de las características reseñadas, en toda la longitud de la línea.

En resumen, para el cálculo de las líneas estas se dividen de la siguiente manera :

3.12.1 Línea no inductiva con carga no inductiva

Donde los efectos del campo magnético pueden despreciarse. Generalmente en estas líneas puede despreciarse el efecto de la capacidad. Constituye ésta línea la representación típica de las redes de corriente continua y los ramales entubados de corriente alterna que alimentan cargas resistivas. El diagrama fasorial se muestra en la figura 3.15



FIGURA 3.15. Diagrama fasorial línea no inductiva con carga no inductiva.

La caída de tensión es la misma caída ohmica $\Delta V = IR = V_e - V_r$ ya que la corriente está en fase con los voltajes.

Prescindiendo de los fenómenos de inducción y capacidad en la línea, la diferencia de fase entre la corriente y la tensión depende únicamente de la naturaleza de la carga. Con carga no inductiva el ángulo de fase entre el vector corriente y el vector tensión es igual a cero y el factor de potencia da pues igual a 1.

3.12.2 Línea no inductiva con carga inductiva

Con carga inductiva, el vector de la corriente está retrasado respecto al vector de la tensión en un ángulo de desfase ϕ y el factor de potencia será menor que 1. El diagrama fasorial correspondiente se muestra en la figura 3.16

Como se observa, el efecto inductivo y el efecto capacitivo de la línea han sido omitidos y solo ha sido tenido en cuenta el efecto resistivo. Se pueden clasificar dentro de este grupo los alimentadores canalizados por tubería y que alimentan cargas inductivas. Entre más pequeño sea el calibre de estos alimentadores secundarios más se acercan a este comportamiento.

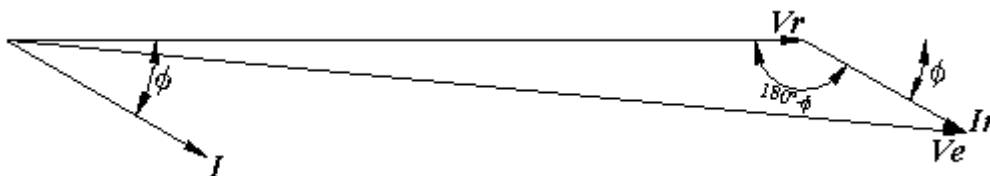


FIGURA 3.16. Diagrama fasorial de una línea no inductiva con carga inductiva.

Como se observa en el diagrama : $V_e = IR + V_r$ y aplicando la ley de cósenos:

$$V_e^2 = V_r^2 + (IR)^2 - 2V_r IR \cos(180 - \phi) \quad (3.88)$$

3.12.3 Línea inductiva con carga no inductiva

Es el caso más típico de una línea de corriente alterna alimentando cargas resistivas (Calefacción y alumbrado únicamente) con factor de potencia 1, pero donde por ningún motivo se desprecian los efectos inductivos de la línea. Se desprecian los efectos capacitivos puesto que se trata de líneas cortas. El diagrama fasorial se muestra en la figura 3.17.

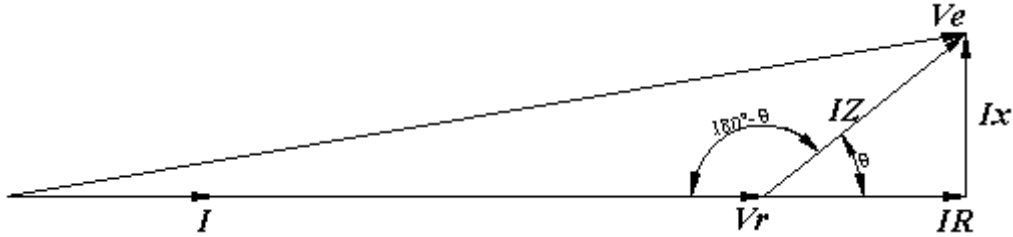


FIGURA 3.17. Diagrama fasorial de una línea inductiva con carga no inductiva.

Aplicando la ley de cosenos

$$V_e^2 = V_r^2 + (IZ)^2 - 2V_r IZ \cos(180 - \Theta) \quad (3.89)$$

donde

$$\Theta = \arctan \frac{X}{R} \quad (3.90)$$

3.12.4 Línea inductiva con carga inductiva

Corresponde al caso más general de las líneas de corriente alterna donde las cargas inductivas se presentan mucho más a menudo que las cargas capacitivas.

Dentro de este tipo de líneas se pueden analizar 2 enfoques distintos:

3.12.4.1 Condiciones de recepción conocidas

Donde se conocen las condiciones del punto de entrega de la energía (El voltaje y el factor de potencia), los cuales son tomados como referencia en el diagrama fasorial que se muestra en la figura 3.18.

Se pueden asumir como referencia las cantidades de recepción en el caso donde las líneas de distribución o subtransmisión alimenta sólo una carga concentrada en el extremo final y no existen otras cargas en puntos intermedios, alimentadores primarios exclusivos para fabricas y edificios, alimentadores secundarios en edificios de apartamentos entre otros.

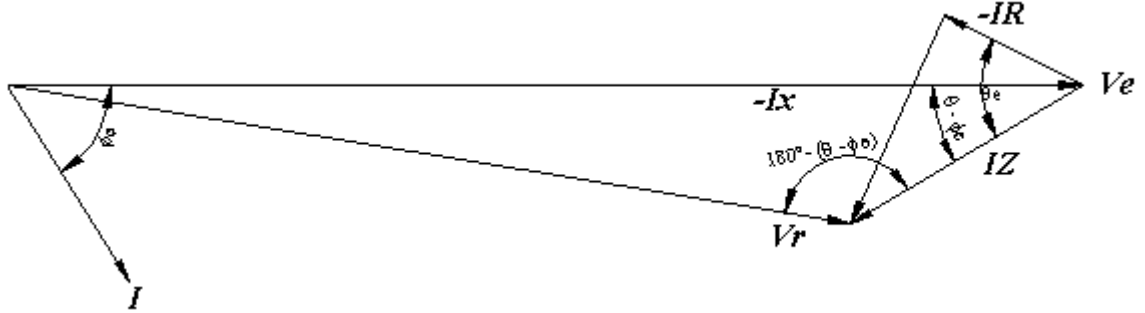


FIGURA 3.18. Línea inductiva con carga inductiva conocidas las condiciones de recepción.

V_r es tomado como voltaje de referencia. Según la ley de cósenos:

$$V_e^2 = V_r^2 + (IZ)^2 - 2V_r IZ \cos[180 - (\Theta - \phi_R)] \quad (3.91)$$

donde

$$\Theta = \arccot \frac{X}{R} \text{ y } \phi_r = \arccos(\text{Factor de potencia})$$

3.12.4.2 Condiciones de envío conocidas.

En este caso sólo se conocen las condiciones del extremo emisor por lo tanto se toma el voltaje en el emisor V_e como referencia como se muestra en la figura 3.19 (el correspondiente diagrama fasorial). Este es el caso típico que representa las líneas de subtransmisión y distribución que alimentan varias cargas durante su recorrido, siendo el voltaje en cada una de las cargas diferente pues depende de su ubicación en el sistema o línea.

Esta situación se presenta con mucha frecuencia en la mayoría de las redes de distribución, por lo que se inicia el análisis correspondiente tomando como base esta condición.

Por ley de cósenos :

$$V_r^2 = V_e^2 + (IZ)^2 - 2V_e IZ \cos(\phi - \phi_e) \quad (3.92)$$

Los cálculos que se realizarán en capítulos posteriores se basarán en este modelo.

Impedancia, caída de voltaje y regulación

-
- 4.1 Impedancia.
 - 4.2 Impedancia de secuencia cero.
 - 4.3 Deducción de la ecuación de momento eléctrico en función de la regulación, conocidas las condiciones de recepción.
 - 4.4 Deducción de la ecuación de momento eléctrico en función de la regulación, conocidas las condiciones de envío.
 - 4.5 Momento eléctrico en función de la regulación para los diferentes sistemas de distribución.
 - 4.6 Expresión general para el momento eléctrico en función de la regulación.
 - 4.7 Regulación de una línea con cargas uniformemente distribuídas.
 - 4.8 Factor de distribución de carga para redes radiales con carga regular e irregularmente distribuída.
 - 4.9 Límites de regulación de tensión para líneas cortas.
 - 4.10 Deducción de expresiones para el cálculo de redes de distribución.

4.1 IMPEDANCIA

Al energizar con una tensión V un elemento puramente resistivo R , se provoca un flujo de corriente I cuya magnitud de acuerdo con la ley de Ohm es: ($I = V/R$).

De igual manera, si el elemento resistivo se sustituye por un elemento reactivo X , inductivo o capacitivo, el flujo de corriente estará dado por $I = V/X$ con un ángulo de desfaseamiento de 90° con respecto al voltaje aplicado, atrasado o adelantado según que la reactancia sea inductiva o capacitiva respectivamente.

El caso más general da la corriente como la relación:

$$I = V/Z \quad (4.1)$$

donde:

$$Z = R + j(X_L - X_C) \quad (4.2)$$

que es la impedancia total de la línea en Ohm.

El operador j imprime un giro de 90° a la parte imaginaria o reactancia X siendo positivo o negativo según que X_C sea mayor o menor que X_L . La magnitud o módulo de Z se obtiene:

$$Z = \sqrt{R^2 + (X_L - X_C)^2} \quad (4.3)$$

y el ángulo de fase o argumento entre R y X será

$$\theta = \arctan \frac{X}{R} \quad (4.4)$$

Como en líneas cortas se desprecia el efecto capacitivo, entonces la ecuación 4.2 queda :

$$Z = R + jX_L \quad (4.5)$$

donde el módulo y el argumento estará determinado por:

$$Z \angle \theta = \sqrt{R^2 + X^2} \angle \arctan \frac{X_L}{R} \quad (4.6)$$

Es muy común que se trabaje con la impedancia unitaria y no con la impedancia total, ambas están relacionadas así:

$$Z = zI \quad (4.7)$$

donde z es la impedancia unitaria en Ω/km .

En la tabla 4.1 se muestran las impedancias de las redes monofásicas y trifásicas aéreas con conductores de cobre duro. En la tabla 4.2 con conductores de Aluminio ACS y en la tabla 4.3 para las redes con conductores ACSR y serán usados en el cálculo de la regulación de tensión.

TABLA 4.1. Módulos y argumentos de las impedancias unitarias para redes monofásicas y trifásicas aéreas. Conductores aislados de cobre duro. Temperatura de conductor 50 °C Ω /km.

Calibre AWG o MCM	Número de hilos	Disposición monofásica		Disposición trifásica	
		o d o		o d o d o	
		d =100 mm	d = 150 mm	d = 100 mm	d = 150 mm
4	7	1.007∠16.745°	1.016∠18.392°	1.012∠17.688°	1.022∠19.223°
2	7	0.665∠24.202°	0.678∠26.561°	0.672∠25.563°	0.686∠27.861°
1	19	0.546∠28.338°	0.562∠31.086°	0.555∠29.930°	0.571∠32.582°
1/0	19	0.457∠33.342°	0.474∠36.432°	0.466∠35.128°	0.485∠38.088°
2/0	19	0.388∠38.641°	0.407∠42.005°	0.399∠40.595°	0.419∠43.722°
3/0	19	0.335∠44.153°	0.357∠47.680°	0.347∠46.213°	0.370∠49.494°
4/0	19	0.295∠49.635°	0.319∠53.198°	0.308∠51.729°	0.333∠54.992°
250	37	0.271∠53.304°	0.296∠56.836°	0.285∠55.395°	0.311∠58.603°
300	37	0.250∠57.309°	0.276∠60.742°	0.265∠59.345°	0.291∠62.415°
350	37	0.235∠60.436°	0.262∠63.728°	0.250∠62.401°	0.278∠65.326°
400	37	0.224∠62.989°	0.251∠66.146°	0.240∠64.879°	0.267∠67.654
500	37	0.208∠66.789°	0.236∠69.713°	0.224∠68.543°	0.253∠71.081°

TABLA 4.2. Módulos y argumentos de las impedancias unitarias para redes monofásicas y trifásicas aéreas. Conductores aislados de aluminio ACS. Temperatura de conductor 50 °C Ω /km.

Calibre AWG o MCM	Número de hilos	Disposición monofásica		Disposición trifásica	
		d = 100 mm	d = 150 mm	d = 100 mm	d = 150 mm
4	7	1.556∠10.746°	1.562∠11.845°	1.559∠11.374°	1.566∠12.472°
2	7	0.999∠15.832°	1.008∠17.506°	1.004∠16.793°	1.013∠18.444°
1	7	0.807∠19.093°	0.817∠21.121°	0.813∠20.259°	0.824∠22.250°
1/0	7	0.656∠22.893°	0.669∠25.308°	0.663∠27.277°	0.676∠26.641°
2/0	7	0.539∠27.187°	0.554∠29.995°	0.547∠28.808°	0.563∠31.529°
3/0	7	0.449∠31.977°	0.466∠35.170°	0.458∠33.822°	0.476∠36.882°
4/0	7	0.379∠37.136°	0.398∠40.650°	0.390∠39.177°	0.410∠42.486°
266.8	7	0.326∠42.535°	0.347∠46.261°	0.338∠47.712°	0.360∠48.177°
300	19	0.300∠44.760°	0.322∠48.622°	0.313∠47.147°	0.336∠50.586°
336.4	19	0.281∠47.465°	0.304∠51.361°	0.294∠49.768°	0.318∠53.317°
397.5	19	0.257∠51.239°	0.281∠55.130°	0.271∠53.545°	0.296∠57.067°
477	19	0.220∠52.298°	0.262∠59.074°	0.251∠57.525°	0.277∠60.921°
500	19	0.231∠56.228°	0.257∠60.018°	0.246∠60.018°	0.273∠61.846°

4.2 IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO

Cuando existe circulación de corrientes de secuencia cero, estas, dependiendo del arreglo particular, tendrán trayectorias bien definidas de circulación. De hecho se presentan 3 posibles arreglos:

1. Que el regreso de corrientes de secuencia cero se haga únicamente por tierra, como es el caso donde los forros metálicos están aislados de tierra o bien, no tengan forro.
2. Que el retorno se efectúe por ambos caminos, forro metálico y tierra.
3. Que el regreso se efectúe únicamente por el forro metálico.

En cada uno de los casos anteriores, la corriente encontrará determinadas impedancias, como son la resistencia a la corriente alterna del conductor, resistencia que presenta la tierra y cubierta, además el efecto de las corrientes en el conductor, forro y tierra, agregan inductancias mutuas.

Cada uno de estos efectos no siempre se pueden identificar en forma individual en las ecuaciones de cálculo de reactancias; debido a que la teoría de circuitos de regreso por tierra, y el uso de un radio medio geométrico que represente el grupo de conductores en paralelo, presenta en combinación efectos fundamentales que contribuyen al total de la reactancia de secuencia cero. También, la interrelación entre resistencia y reactancia es tan fuerte que se tratan en forma simultánea.

Se analizaran los casos más comunes:

1. Un cable trifásico con forro metálico.
2. Cables unipolares con forro metálico.

4.2.1 Cable trifásico con forro metálico.

La representación de este cable y su circuito equivalente se muestra en la figura 4.1.

Como se observa, se tiene una conexión sólida a tierra del forro metálico. La impedancia del grupo de los 3 conductores en paralelo considerando la presencia del regreso por tierra e ignorando la cubierta queda:

$$Z_C = R_C + R_e + j(0,5209) \log \frac{100D_e}{RMG_{3C}} \frac{\Omega}{km} \text{ por fase} \quad (4.8)$$

$$Z_c = R_C + R_e + j(X_d + X_e - 2X_d) \frac{\Omega}{\text{fase}} \text{ por km} \quad (4.9)$$

donde:

R_C	es la resistencia a la c.a. de un conductor en Ω/km .
R_e	es la resistencia equivalente de la tierra en Ω/km (ver tabla 4.4).
D_e	es la profundidad equivalente de la trayectoria de regreso por la tierra en metros (ver tabla 4.4).
RMG_{3C}	es el radio medio geométrico de los tres conductores tomados como grupo en centímetros.
RMG_{1C}	es el radio medio geométrico de un conductor individual en centímetros.
X_d	es la reactancia de un conductor de fase individual a 30.48 cm (1 pie) de separación Ω/km .
X_e	es la reactancia del regreso por tierra en Ω/km (ver tabla 4.4).
f	es la frecuencia en Hz.

TABLA 4.3. Módulos y argumentos de las impedancias por unidad de longitud en redes aéreas de distribución, conductor ACSR, temperatura del conductor = 50°C. Ω/km

Calibre AWG o MCM	Nro de hilos		Disposición monofasica						Disposicion trifásica									
			d = 200 mm		d = 800 mm		d = 1400 mm		a = 700 b = 700 mm		a = 700 b = 800 mm		a = 950 b = 950 mm		a = 1400 b = 1400 mm			
			Modulo	Angulo	Modulo	Angulo	Modulo	Angulo	Modulo	Angulo	Modulo	Angulo	Modulo	Angulo	Modulo	Angulo		
Acero	Al	6	1	6	2.4782	8.95	2.4966	11.32	2.5052	12.27	2.4980	11.49	2.4991	11.60	2.5027	12.00	2.5090	12.66
		4	1	6	1.5100	13.57	1.6377	17.13	1.5506	18.53	1.6398	17.38	1.6414	17.55	1.6469	18.14	1.6562	19.10
		2	1	6	1.0814	20.64	1.1225	25.64	1.1414	27.55	1.1257	25.98	1.1290	26.21	1.1360	27.02	1.1496	28.32
		1	1	6	0.8961	25.18	0.9453	30.92	0.9677	33.06	0.9491	31.30	0.9518	31.56	0.9613	32.47	0.9773	33.92
		1/0	1	6	0.7545	29.92	0.8117	36.32	0.8374	38.65	0.8161	36.74	0.8192	37.02	0.8301	38.01	0.8484	39.57
		2/0	1	6	0.6442	34.64	0.7089	41.61	0.7375	44.06	0.7138	42.02	0.7172	42.35	0.7294	43.39	0.7498	45.02
		3/0	1	6	0.5562	39.52	0.6279	46.90	0.6593	49.41	0.6333	47.36	0.6370	47.67	0.6504	48.73	0.6726	50.37
		4/0	1	6	0.4883	42.67	0.5644	50.50	0.5975	53.07	0.5701	50.97	0.5740	51.29	0.5881	52.38	0.6115	54.05
266.8		7	26	30	0.3534	48.32	0.4370	57.47	0.4731	60.22	0.4432	57.99	0.4476	58.33	0.4629	59.49	0.4883	61.23
300		7	30	30	0.3304	48.94	0.4149	58.47	0.4514	61.27	0.4212	58.99	0.4256	59.34	0.4411	60.53	0.4668	62.30
336.4		7	30	30	0.3069	52.93	0.3953	62.10	0.4331	64.71	0.4018	62.59	0.4064	62.92	0.4224	64.03	0.4489	65.66
397.5		7	30	30	0.2854	56.63	0.3771	65.40	0.4158	67.92	0.3838	65.85	0.3884	66.16	0.4049	67.19	0.4320	69.69
477		7	30	30	0.2656	60.69	0.3604	68.86	0.4000	71.04	0.3673	69.27	0.3720	69.55	0.3889	70.47	0.4165	71.81
500		7	30	30	0.2603	62.05	0.3560	69.96	0.3959	72.05	0.3629	70.35	0.3677	70.62	0.3846	71.51	0.4125	72.80

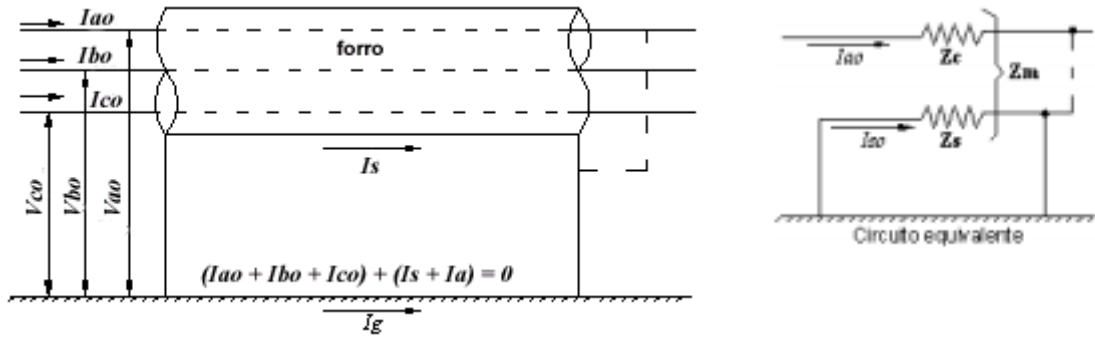


FIGURA 4.1. Cable trifásico con forro metálico.

 TABLA 4.4. Profundidad de regreso por tierra D_e e impedancia R_e y X_e a 60 Hz.

Resistividad de la tierra $\Omega - m$	Profundidad equivalente D_e m	Resistencia equivalente de la tierra $R_e \Omega/km$	Reactancia equivalente de la tierra Ω/km
1	8.53×10^1	0.178	1.27
5	1.89×10^2	0.178	1.45
10	2.69×10^2	0.178	1.54
50	6.10×10^2	0.178	1.72
100	8.53×10^2	0.178	1.80
500	1.89×10^3	0.178	1.98
1000	2.69×10^3	0.178	2.06
5000	6.10×10^3	0.178	2.24
10000	8.53×10^3	0.178	2.32

$$X_e = 0,5209 \log \frac{D_e}{0,3048} \frac{\Omega}{km} \quad (4.10)$$

$$X_d = 0,1736 \log \frac{DMG_{3C}}{30,48} \frac{\Omega}{km} \quad (4.11)$$

$$DMG_{3C} = \text{Distancia media geométrica de los conductores en centímetros} = s = d + 2t$$

La impedancia del forro, considerando retorno por tierra e ignorando por el momento la presencia del grupo de conductores es :

$$Z_p = 3R_p + R_e + j(0,5209) \log \frac{200D_e}{r_o + r_i} \frac{\Omega}{km} \text{ por fase} \quad (4.12)$$

ó

$$Z_p = 3R_p + R_e + j(3X_p + X_e) \frac{\Omega}{km} \text{ por fase} \quad (4.13)$$

donde R_p es la resistencia del forro en Ω/km que vale:

$$R_p = \frac{0,8019}{(r_o + r_i)(r_o - r_i)} \text{ para forro de plomo} \quad (4.14)$$

con:

r_i = radio interno del forro en centímetros.

r_o = radio externo del forro en centímetros.

X_p = reactancia del forro en Ω/km

$$X_p = 0,1736 \log \frac{60,96}{r_o + r_i} \frac{\Omega}{km} \text{ por fase} \quad (4.15)$$

La impedancia mutua entre los conductores y la cubierta, considerando la presencia del retorno por tierra, que es común para ambos, cubierta y conductor es:

$$Z_m = R_e + j(0,5209) \log \frac{200D_e}{r_o + r_i} \frac{\Omega}{km} \text{ por fase} \quad (4.16)$$

ó

$$Z_m = R_e + j(3X_p + X_e) \frac{\Omega}{km} \text{ por fase} \quad (4.17)$$

su circuito equivalente se muestra en la figura 4.2.

Del circuito equivalente se tienen los siguientes casos:

1. Cuando la corriente regresa por el forro y tierra, la impedancia total de secuencia cero es:

$$Z_o = (Z_C - Z_m) + \frac{(Z_p - Z_m)Z_m}{Z_p} \quad (4.18)$$

o bien

$$Z_o = Z_C - \frac{Z_m^2}{Z_p} \frac{\Omega}{km} \text{ por fase} \quad (4.19)$$

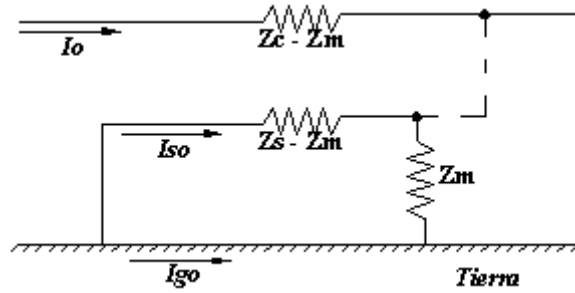


FIGURA 4.2. Circuito equivalente para conductores y cubierta con retorno por tierra.

2. Si la corriente regresa únicamente por el forro:

$$Z_o = (Z_c - Z_m) + (Z_p - Z_m) = Z_c + Z_p - 2Z_m \quad (4.20)$$

Sustituyendo valores queda:

$$Z_o = R_c + 3R_p + j(0,5209) \log \frac{r_o + r_i}{2RMG_{3C}} \frac{\Omega}{km} \text{ por fase} \quad (4.21)$$

o bien

$$Z_o = R_c + 3R_p + j(X_z - 2X_d - 3X_p) \quad (4.22)$$

3. Si la corriente regresa únicamente por tierra:

$$Z_o = (Z_c - Z_m) + Z_m = Z_c \frac{\Omega}{km} \text{ por fase} \quad (4.23)$$

EJEMPLO 4.1

Considérese un cable trifásico de cobre con forro de plomo, calibre 2 AWG, conductor de 7 hilos, diámetro del conductor 0.742 cm, espesor de aislamiento 0.396 cm, el aislamiento que rodea el conductor es de 0.198 cm, el espesor del forro de plomo es de 0.277 cm y el diámetro total del cable es de 4 cm. $D_e = 853m$ y la resistencia del conductor es de 0.613 Ω/km a 60 Hz

Solución:

$$DMG_{3C} = S = d + 2t = 0.742 + 2 \cdot 0.396 = 1.534 \text{ cm}$$

$$RMG_{1C} = 0.726 + 0.742 / 2 = 0.269 \text{ cm}$$

$$RMG_{3C} = [0,269(1,534)^2]^{1/3} = 0,859 \text{ cm}$$

$$R_c = 0.613 \text{ } \Omega/\text{km}$$

$$R_e = 0.178 \text{ } \Omega/\text{km} \text{ (Ver tabla 4.4)}$$

$$Z_c = R_c + R_e + j 0.5209 \log \frac{100De}{RMG_{3C}} = 0,613 + 0,178 + j0,5209 \log \frac{100 \times 853}{0.859}$$

$$Z_p = 0.79 + j2.6 \frac{\Omega}{\text{km}} = 2.72 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

Esta impedancia de secuencia cero representa la impedancia total si el regreso fuera únicamente por tierra, caso 3.

$$\text{Para cubierta se tiene : } R_p = \frac{0.8019}{(r_0 + r_i) + (r_0 - r_i)} \text{ donde } r_0 = 4.399 / 2 \text{ y } r_i = 4.399 / 2 - 0.277$$

$$R_p = \frac{0.8019}{2,1995 + 1,9225)(2,1995 - 1,9225)} = \frac{0,8019}{4,122 \times 0,277} = 0,702 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

$$Z_p = 3R_p + R_e + j0.5209 \log \frac{200De}{r_0 + r_i} = 3 \times 0.702 + 0.178 + j0.5209 \log \frac{200 \times 853}{4.122}$$

$$Z_p = 2.284 + j2.405 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

$$\text{Componente mutua } Z_m = R_e + j0.5209 \log \frac{200De}{r_0 + r_i} = 0.178 + j2.405 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

Si toda la corriente regresa por el forro, caso 2

$$Z_o = Z_c + Z_p - 2Z_m = 0.79 + j2.36 + 2.28 + j2.41 - 2(0.178 + j2.41) = 2.71 + j0.19 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

Si la corriente regresa por tierra y forro en paralelo, caso 1

$$Z_o = Z_c - \frac{Z_m^2}{Z_p} = 0.79 + j2.6 - \frac{(0.178 + j2.41)^2}{2.28 + j2.41} = 1.8 + j1.16 \frac{\Omega}{\text{km}} = 2.14 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

La impedancia de secuencia cero se obtiene calculando como si todos regresos fueran únicamente por el forro, porque por lo general, la magnitud de los resultados queda cercana a la calculada cuando se considera el regreso en paralelo. El circuito real de regreso por tierra casi siempre no está definido, debido a que puede mezclarse con tuberías de agua y otros materiales conductivos y además una conexión de baja resistencia en el forro y tierra dificulta su determinación.

4.2.2 Cables unipolares con forro metálico.

La figura 4.3 muestra un circuito real equivalente para cables unipolares, dentro de un circuito trifásico perfectamente transpuesto donde sus forros están sólidamente unidos a tierra.

Algunas de sus ecuaciones difieren en algo respecto a los cables trifásicos.

$$Z_c = R_c + R_e + j(0,5209) \log \frac{100D_e}{RMG_{3C}} \frac{\Omega}{\text{km}} \text{ por fase} \quad (4.24)$$

donde:

$$Z_c = R_c + R_e + j(X_a + X_e - 2X_d) \quad (4.25)$$

R_c = Resistencia a la c.a. de un conductor Ω/km .

R_e = Resistencia equivalente de la tierra Ω/km (tabla 4.4).

D_e = Profundidad equivalente de la trayectoria de regreso por tierra.

RMG_{3C} = Radio medio geométrico de los tres cables tomados como grupo.

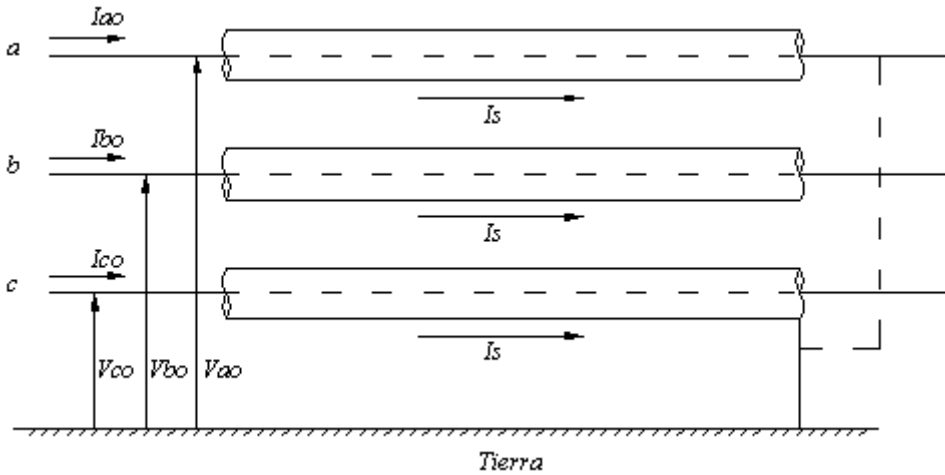


FIGURA 4.3. Circuito real equivalente para cables unipolares, dentro de un circuito trifásico perfectamente transpuesto.

$$RMG_{3C} = [(RMG_{1C})(DMG_{3C})^2]^{\frac{1}{3}} \text{ cm} \quad (4.26)$$

X_a = Reactancia de un conductor de fase individual a 12 pulgadas de separación Ω/km .

X_e = Reactancia del regreso a tierra.

$$X_e = 0,5209 \log \frac{D_e}{0,3048} \frac{\Omega}{\text{km}} \quad (4.27)$$

$$X_d = 0,1736 \log \frac{DMG_{3C}}{30,48} \frac{\Omega}{\text{km}} \quad (4.28)$$

$$DMG_{3C} = (S_{ab} \times S_{bc} \times S_{ac})^{1/3} = \text{distancia media geométrica en centímetros} \quad (4.29)$$

$$Z_p = R_p + R_e + j(0,5209) \log \frac{100 D_e}{RMG_{3S}} \frac{\Omega}{\text{km}} \text{ por fase} \quad (4.30)$$

$$Z_p = R_p + R_e + j(X_p + X_e - 2X_d) \frac{\Omega}{\text{km}} \text{ por fase} \quad (4.31)$$

donde:

$$RMG_{3P} = \sqrt[3]{\frac{r_o + r_i}{2} (DMG_{3P})^2} \quad (4.32)$$

es el radio medio geométrico de los 3 forros en paralelo.

R_p Resistencia de un forro Ω/km .

$$R_p = \frac{0,8019}{(r_o + r_i)(r_o - r_i)} \text{ para forro de plomo} \quad (4.33)$$

r_i Radio interno del forro en centímetros.

r_o Radio externo del forro en centímetros.

X_p Reactancia del forro en Ω/km .

$$X_p = 0,1736 \log \frac{60,96}{r_o + r_i} \quad (4.34)$$

$$Z_m = R_e + j(0,5209) \log \frac{100 D_e}{DMG_{3C-3P}} \frac{\Omega}{\text{km}} \text{ por fase} \quad (4.35)$$

$$Z_m = R_e + j(X_e + X_p - 2X_d) \frac{\Omega}{\text{km}} \text{ por fase} \quad (4.36)$$

DMG_{3C-3P} Distancia media geométrica entre forros y conductores.

$$DMG_{3C-3P} = \sqrt[3]{\frac{r_o + r_i}{2} (DMG_{3C})^6} \times \sqrt[3]{\frac{r_o + r_i}{2} (DMG_{3C})^2} \quad (4.37)$$

Los 3 casos son los mismos que para el cable trifásico

Caso 1 : Cuando la corriente regresa por el forro y la tierra en paralelo

$$Z_o = Z_c - \frac{Z_m^2}{Z_p} \frac{\Omega}{\text{km}} \text{ por fase} \quad (4.38)$$

Caso 2 : Cuando la corriente regresa únicamente por cubierta metálica

$$Z_o = Z_c + Z_p - 2Z_m \frac{\Omega}{\text{km}} \text{ por fase} \quad (4.39)$$

$$Z_o = R_c + R_p + j(0,5209) \log \frac{RMG_{3S}}{RMG_{3C}} \frac{\Omega}{\text{km}} \text{ por fase} \quad (4.40)$$

$$Z_o = R_c + R_p + j(X_a - X_p) \frac{\Omega}{\text{km}} \text{ por fase} \quad (4.41)$$

Caso 3 : Regreso de corrientes únicamente por tierra

$$Z_o = (Z_c - Z_m) + Z_m = Z_c \frac{\Omega}{\text{km}} \text{ por fase} \quad (4.42)$$

EJEMPLO 4.2

Calcular la caída de tensión al neutro en el extremo de un circuito de 5 km de longitud que lleva 400 A y utiliza el cable Vulcanel EP 500 MCM de Cobre.

El factor de potencia de carga es 0.8 en atraso y la tensión entre fases en el extremo receptor es de 22.9 kV.

Datos:

$$Rca = 0.088 \frac{\Omega}{\text{km}} .$$

$$X_L = 0.103 \frac{\Omega}{\text{km}} .$$

$$Z = 0.315 \angle 49.5^\circ \frac{\Omega}{\text{km}} .$$

$$I = 400 \angle \cos 0.8^\circ = 400 \angle -36.9^\circ \text{ A} .$$

Solución:

Caída de tensión al neutro

$$IzI = 400 \angle -36.9^\circ \times 0.135 \angle 49.5^\circ \times 5 = 270 \angle -12.6^\circ \text{ V}$$

Tensión al neutro en el extremo emisor

$$E_g = E_r + Izl = \frac{22900}{\sqrt{3}} \angle 0^\circ + 270 \angle 12.6^\circ$$

$$E_g = 13.491 \angle 0.15^\circ \text{ kV}$$

$$\% \text{ Reg} = \frac{13491 - 13221}{13221} \times 100 = 2.04 \%$$

Cuando las líneas alimentan una carga balanceada, el neutro no lleva corriente y las fórmulas expuestas con anterioridad se pueden aplicar exista o no el hilo neutro (circuitos de 3 o 4 hilos).

Para el cálculo de la regulación de tensión en líneas cortas de cables aislados se consideran las mismas fórmulas anteriores. En el caso de líneas largas (más de 16 km.) se debe considerar la tensión al neutro en el extremo receptor, pero SIN CARGA. Esta consideración hace que, en líneas largas, la regulación de voltaje resulte entre 1 y 2 % mayor que la caída de tensión.

4.3 DEDUCCIÓN DE LA ECUACIÓN PARA EL MOMENTO ELÉCTRICO EN FUNCIÓN DE LA REGULACIÓN CONOCIDAS LAS CONDICIONES DE RECEPCIÓN

Cuando las condiciones de recepción son perfectamente conocidas como es el caso de una línea con carga única concentrada en el extremo receptor (sin cargas intermedias conectadas a dicha línea) es conveniente aplicar los criterios de cálculo que ahora se exponen.

En la figura 4.4a se muestra la línea, en la figura 4.4b el diagrama unifilar de la línea con retorno ideal y en la figura 3.18 se muestra el diagrama vectorial correspondiente.

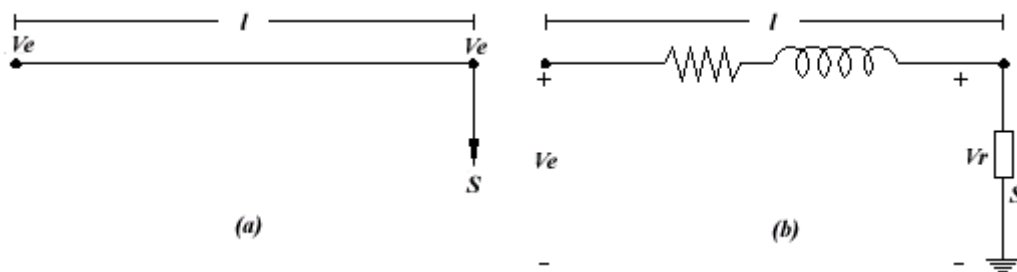


FIGURA 4.4. Representación de una línea con carga concentrada en el extremo receptor.

Escribiendo nuevamente la ecuación 3.91

$$V_e^2 = V_r^2 + (IZ)^2 - V_r IZ \cos[180 - (\theta - \phi_r)]$$

que se transforma en

$$V_e^2 = V_r^2 + (IZ)^2 + 2V_r IZ \cos(\theta - \phi_r)$$

haciendo $Z = zl$ e $I = \frac{S}{V_r}$ se tiene:

$$V_e^2 = V_r^2 + \frac{S^2}{V_r^2} (zl)^2 + 2V_r \frac{S}{V_r} zl \cos(\theta - \phi_r) \quad (4.43)$$

$$V_e^2 = V_r^2 + \frac{z^2}{V_r^2} (Sl)^2 + 2z \cos(\theta - \phi_r)(Sl) \quad (4.44)$$

donde Sl = momento eléctrico de la línea.

En este caso, la regulación quedará como:

$$Reg = \frac{V_e - V_r}{V_r} \quad (4.45)$$

despejando V_e da $V_e = V_r (1 + Reg)$ y reemplazando en la ecuación 4.44:

$$V_r^2 (1 + Reg)^2 = V_r^2 + \frac{z^2}{V_r^2} (Sl)^2 + 2z \cos(\theta - \phi_r)(Sl)$$

Igualando a cero se obtiene una ecuación de segundo grado en Sl

$$\frac{z^2}{V_r^2} (Sl)^2 + 2z \cos(\theta - \phi_r)(Sl) - V_r^2 Reg(2 + Reg) = 0 \quad (4.46)$$

Aplicando la fórmula cuadrática para despejar el momento eléctrico Sl

$$Sl = \frac{-2z \cos(\theta - \phi_r) \pm \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_r) \times 4z^2 + 4 \frac{z^2}{V_r^2} \times V_r^2 Reg(2 + Reg)}}{2 \frac{z^2}{V_r^2}}$$

quedando en definitiva la siguiente expresión:

$$Sl = \frac{-\cos(\theta - \phi_r) \pm \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_r) + Reg(2 + Reg)}}{z} \times V_r^2 \quad (4.47)$$

Resultando dos soluciones diferentes para el momento eléctrico; de hecho, hay que eliminar una de ellas. El signo (-) que antecede al radical se debe descartar ya que no se concibe un momento eléctrico negativo, es decir, no tiene significado físico, quedando finalmente:

$$SI = \frac{-\cos(\theta - \phi_r) + \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_r) + Reg(2 + Reg)}}{z} \times V_r^2 \quad (4.48)$$

donde:

- SI Momento eléctrico en KVA $\cdot$ m.
- V_r Voltaje en el extremo receptor entre línea y tierra en voltios.
- $z = r + jx_L$ Impedancia por unidad de longitud en Ω/km .
- r Resistencia por unidad de longitud en Ω/km .
- x_L Reactancia inductiva por unidad de longitud en Ω/km .
- θ $\text{atan} x_L / r$ ángulo de línea.
- ϕ_r $\text{acos} fp$ ángulo del factor de potencia.

La ecuación 4.48 representa el momento eléctrico en función de la regulación para un conductor con retorno ideal conociendo las condiciones del extremo receptor (Carga única en el extremo).

4.4 DEDUCCIÓN DE LA ECUACIÓN PARA EL MOMENTO ELÉCTRICO EN FUNCIÓN DE LA REGULACIÓN CONOCIDAS LAS CONDICIONES DE ENVÍO

Los sistemas de distribución normales comprenden líneas que alimentan varias cargas a lo largo de su recorrido, por lo tanto, lo único que se sabe con certeza es el voltaje de envío V_e , la potencia suministrada por la fuente S y el factor de potencia en el punto de envío $\cos \phi_e$.

El voltaje de recepción tiene variaciones y depende de la ubicación de la carga en la línea, obteniéndose valores diferentes de V_r para las tomas de carga a lo largo de la línea.

En la figura 4.5a se muestra la línea con varias cargas y la carga equivalente en el centro virtual de carga; en la figura 4.5b se muestra el circuito equivalente de un conductor con retorno ideal y en la figura 4.5c el diagrama fasorial correspondiente.

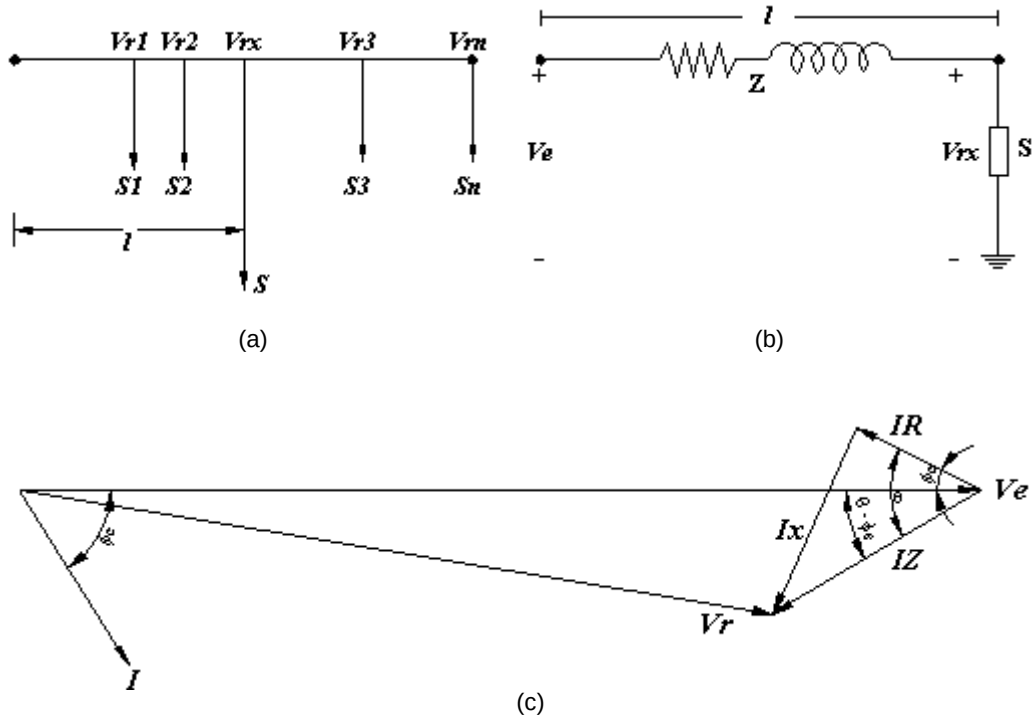


FIGURA 4.5. Diagrama de una línea típica de distribución, circuito equivalente y diagrama fasorial correspondiente.

Aplicando la ley de cósenos se obtiene el triángulo formado por V_r , IZ e IX_L

$$V_{rx}^2 = V_e^2 + (IZ)^2 - 2V_e IZ \cos(\theta - \phi_e) \quad (4.49)$$

haciendo $Z = zl$ e $I = S / V_e$ se obtiene

$$V_{rx}^2 = V_e^2 + \frac{S^2}{V_e^2} (zl)^2 - 2V_e \frac{S}{V_e} (zl) \cos(\theta - \phi_e)$$

Reorganizando términos para que aparezca el momento eléctrico:

$$V_{rx}^2 = V_e^2 + \frac{z^2}{V_e^2} (Sl)^2 - 2z \cos(\theta - \phi_e) (Sl) \quad (4.50)$$

La regulación para este caso quedará:

$$Reg = \frac{V_e - V_{rx}}{V_e} \quad (4.51)$$

y al despejar V_{rx} queda : $V_{rx} = V_e (1 - Reg)$ que al reemplazarlo en la ecuación 4.14 resultara la siguiente expresión:

$$V_e^2 (1 - Reg)^2 = V_e^2 + \frac{z^2}{V_e^2} (Sl)^2 - 2z \cos(\theta - \phi_e) (Sl)$$

igualando a cero:

$$\frac{z^2}{V_e^2} (Sl)^2 - 2z \cos(\theta - \phi_e) (Sl) + V_e^2 (2 - Reg) = 0$$

Aplicando ahora la fórmula cuadrática para obtener el momento eléctrico:

$$Sl = \frac{\cos(\theta - \phi_e) \pm \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_e) - Reg(2 - Reg)}}{z} \times V_e^2 \quad (4.52)$$

Aquí se observa de nuevo que hay 2 soluciones de las cuales hay que eliminar una, en este caso el signo (+) que antecede al radical daría como resultado un momento eléctrico exagerado que de ninguna manera constituye solución al problema, por lo tanto hay que desecharlo, lo que da como resultado:

$$Sl = \frac{\cos(\theta - \phi_e) - \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_e) - Reg(2 - Reg)}}{z} \times V_e^2 \quad (4.53)$$

donde:

V_e voltaje de envío de línea en voltios línea - tierra.

ϕ_e $\cos \phi_p$ = ángulo del factor de potencia.

La expresión 4.53 permite obtener el momento eléctrico en función de la regulación para un conductor con retorno ideal conocidas las condiciones de envío.

4.5 MOMENTO ELÉCTRICO EN FUNCIÓN DE LA REGULACIÓN PARA LOS DIFERENTES SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Un conductor con retorno ideal no constituye un sistema práctico de distribución pero sirve de base para determinar los sistemas típicos.

Se establece ahora en forma precisa el momento eléctrico en función de la regulación para los siguientes sistemas:

4.5.1 Sistema monofásico trifilar.

Que se constituye como uno de los sistemas más usados para distribución y es casi exclusivo para zonas residenciales. Este sistema puede ser conformado por 2 conductores con retorno ideal formando un neutro físico y llevándolo al punto de alimentación o fuente, tal como se muestra en la figura 4.6.

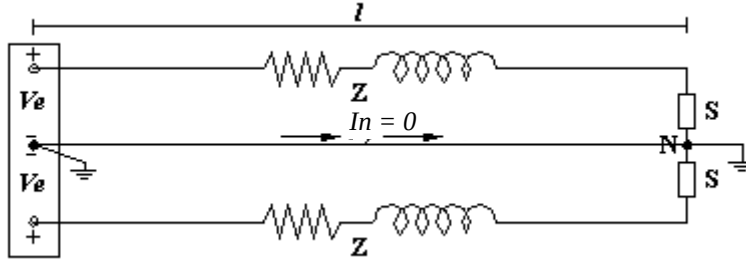


FIGURA 4.6. Sistema monofásico trifilar.

Para este sistema tendremos:

$$Sl = 2 \frac{\cos(\theta - \phi_e) - \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_e) - \text{Reg}(2 - \text{Reg})}}{z} \times V_e^2 \quad (4.54)$$

Este sistema es ampliamente usado en redes residenciales y comerciales con densidad de carga moderada y baja.

4.5.2 Sistema trifásico tetrafilar.

Este sistema es ampliamente utilizado donde existen cargas trifásicas o donde existen cargas monofásicas demasiado numerosas (zonas de gran densidad de carga). Está conformado por 3 conductores con retorno ideal creándose un neutro físico que se lleva hasta la fuente como se muestra en la figura 4.7.

Para este caso el momento eléctrico queda:

$$Sl = 3 \frac{\cos(\theta - \phi_e) - \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_e) - \text{Reg}(2 - \text{Reg})}}{z} \times V_e^2 \quad (4.55)$$

Usado en redes de distribución residenciales y comerciales con gran densidad de carga y en sistemas industriales.

4.5.3 Sistema bifásico bifilar (2f - 2H).

Este es muy utilizado en electrificación rural y en subrámales bifilares a 13.2 kV para alimentar transformadores monofásicos. Dicho sistema se muestra en la figura 4.8.

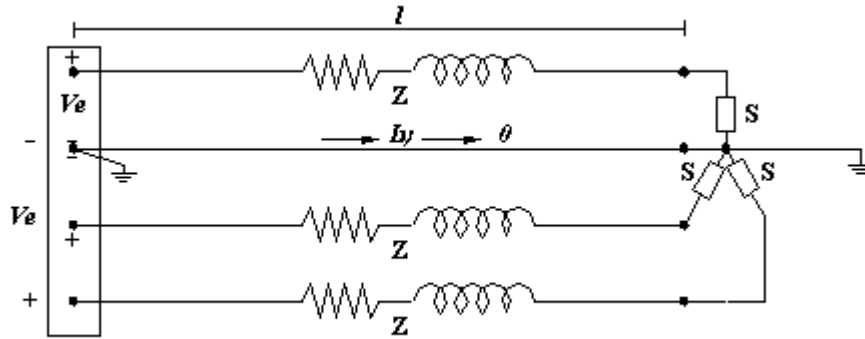


FIGURA 4.7. Sistema trifásico tetrafilar.

Nótese que en este sistema existe retorno por conductor físico donde al observar el equivalente monofásico la impedancia total del circuito será $2z$ por lo que:

$$Sl = \frac{\cos(\theta - \phi_e) - \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_e) - \text{Reg}(2 - \text{Reg})}}{2z} \times (V_e)_L^2 \quad (4.56)$$

donde $(V_e)_L$ es el voltaje línea.

En el caso de subramales monofásicos fase-neutro (1f-2H) se tomará simplemente V_e (f. η)

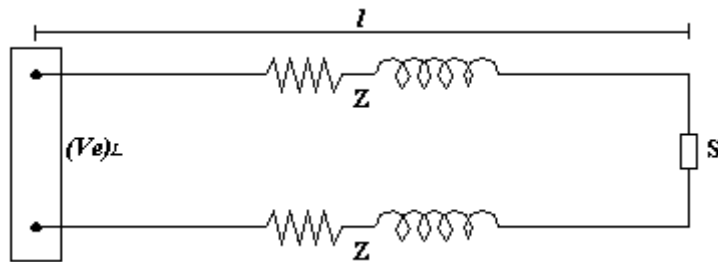


FIGURA 4.8. Sistema bifásico bifilar.

4.6 EXPRESIÓN GENERAL PARA EL MOMENTO ELÉCTRICO EN FUNCIÓN DE LA REGULACIÓN

Todo lo anterior permite encontrar una expresión general para el momento eléctrico así:

$$SI = n \frac{-\cos(\theta - \phi_r) + \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_r) + \text{Reg}(2 - \text{Reg})}}{z} \times V_r^2 \quad (4.57)$$

expresión válida para cuando se conocen las condiciones de recepción

$$SI = n \frac{\cos(\theta - \phi_e) - \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_e) - \text{Reg}(2 - \text{Reg})}}{z} \times V_e^2 \quad (4.58)$$

expresión utilizada cuando se conocen las condiciones de envío.

donde:

- $n = 1$ para un conductor con retorno ideal.
- $n = 2$ para un sistema monofásico trifilar.
- $n = 3$ para un sistema trifásico trifilar.
- $n = 1/2$ para sistema monofásico bifilar con V_e (voltaje línea - neutro).
- $n = 1/2$ para sistema bifásico bifilar pero con $(V_e)_L$ Voltajes fase - fase.

Las ecuaciones 4.57 y 4.58 pueden ser graficadas para cualquier conductor en un sistema de coordenadas cartesianas : Reg (ordenadas) vs SI (abscisas), encontrando que se trata de una recta que pasa por el origen como se observa en la figura 4.9.

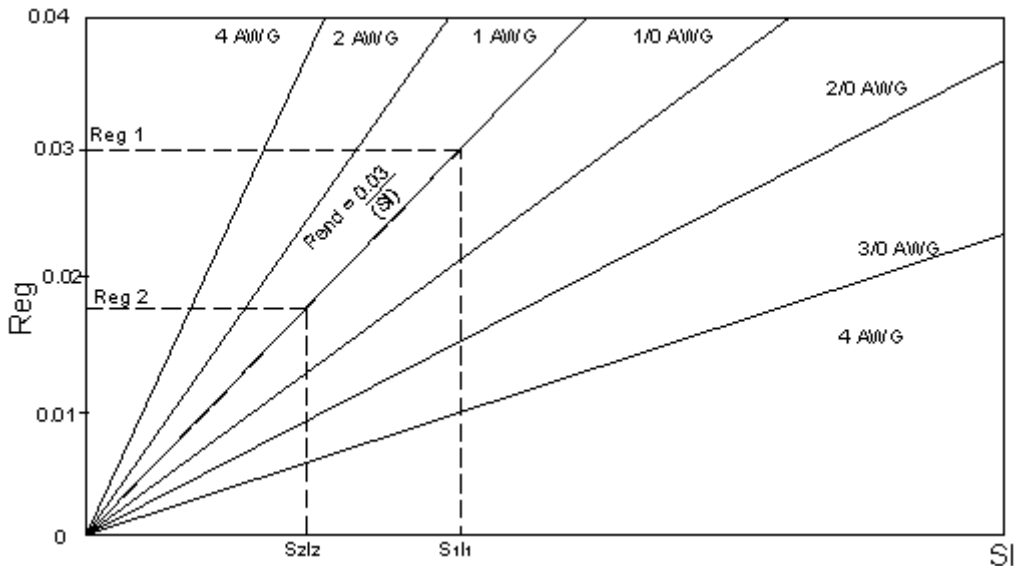


FIGURA 4.9. Abanico de conductores.

Como estas rectas pasan por el origen, mediante interpolaciones muy sencillas se puede hallar la regulación para cualquier momento eléctrico; bastará sólo con hallar la pendiente de la recta, lo que abrevia el procedimiento de cálculo. Dicha pendiente valdrá:

$$pend = \frac{0,03}{(SI)_1} \text{ con } Reg_1 = 0,03 \quad (4.59)$$

La regulación para el momento eléctrico $(SI)_2$ se hallará como

$$\%Reg_2 = 100 \times pend \times (SI)_2 \quad (4.60)$$

$$\%Reg = K_1(SI)_2 \quad (4.61)$$

Con $K_1 = 100 \times pend$, denominada CONSTANTE DE REGULACIÓN DEL CONDUCTOR y es diferente para cada calibre, depende de la tensión, de la configuración de conductores y del factor de potencia.

Se puede concluir entonces que la regulación en una línea de distribución varía linealmente con la magnitud del momento eléctrico en el envío cuando la magnitud del voltaje en el envío es constante.

4.7 REGULACIÓN EN UNA LÍNEA CON CARGAS UNIFORMEMENTE DISTRIBUIDAS

Este caso se ilustra en la figura 4.10 donde gráficamente se muestra la variación de la corriente. Dicha corriente varía linealmente con la distancia.

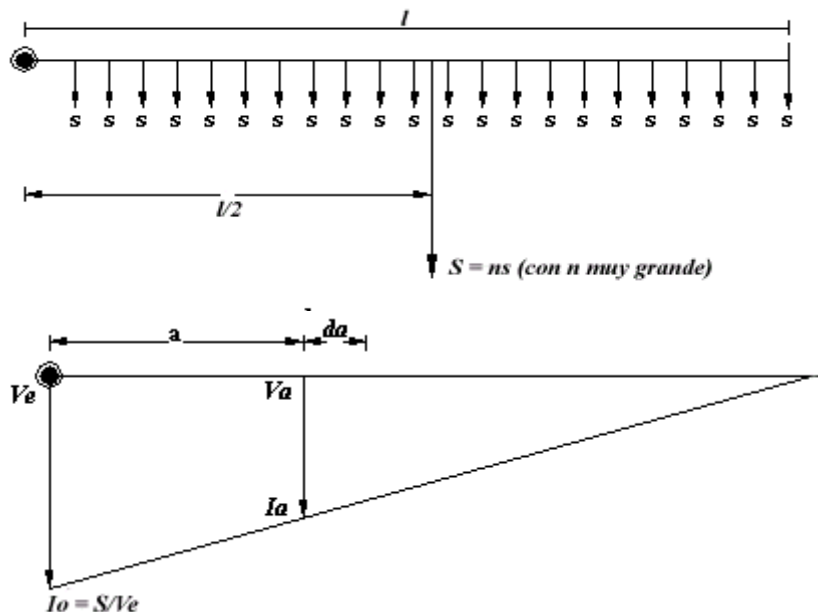


FIGURA 4.10. Línea con carga uniformemente distribuída.

La corriente a una distancia a desde el envío y para una potencia S por fase vale:

$$I_a = \frac{S}{V_e} \times \frac{l-a}{l} \quad (4.62)$$

la caída de voltaje a través de un tramo de línea " da " vale:

$$dV_a = I_a z_a da = \frac{S}{V_e} z_a \frac{l-a}{l} da \quad (4.63)$$

Integrando desde cero hasta una distancia arbitraria l se tiene:

$$V_a = \int_0^l \frac{S}{V_e} z_a \frac{l-a}{l} da = \frac{S}{V_e} \times \frac{z_a}{l} \int_0^l (l-a) da = \frac{S}{V_e} \times \frac{z_a}{l} \left[al - \frac{a^2}{2} \right]_0^l \quad (4.64)$$

Para el final de la línea $a = l$ y entonces

$$V_l = \frac{z}{V_e} \times \frac{S}{l} \left[l^2 - \frac{l^2}{2} \right] = \frac{S}{V_e} \times \frac{z}{l} \times \frac{l^2}{2} = \frac{z}{V_e} S \times \frac{l}{2} \quad (4.65)$$

pero

$$V_l = V_e - V_r$$

$$V_l = V_e - V_r = \frac{z}{V_e} S \frac{l}{2} \quad (4.66)$$

Este voltaje es igual al que se origina con una carga concentrada S en la mitad de la línea.

4.8 FACTOR DE DISTRIBUCIÓN DE CARGA PARA RED RADIAL CON CARGA REGULAR E IRREGULAR

Debido a que la caída de voltaje depende de la carga, su distribución y su longitud, llega a ser necesario establecer una relación entre dichos parámetros tanto para carga uniformemente distribuida como para carga no distribuida. Se estudia el caso de carga mixta.

Con base en el modelo de los Ingenieros Ponavaikko y Prakassa se desarrolló un modelo que considera cargas regulares y también irregulares permitiendo pensar en un problema más general, como se muestra en la figura 4.11.

El momento eléctrico total de la línea esta dado por:

$$S_T \times l_x = \sum_{j=1}^n ME_j \quad (4.67)$$

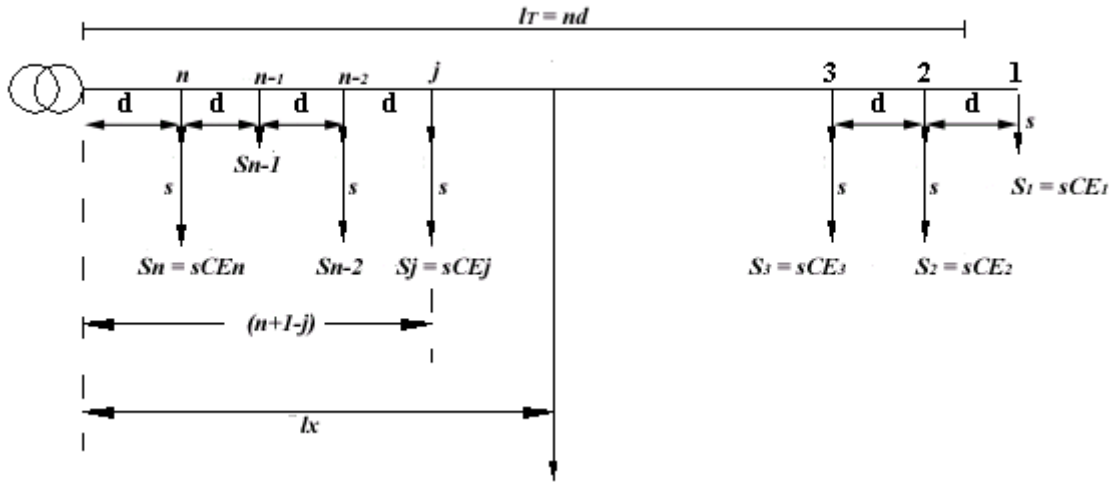
pero

$$l_x = \frac{l_T}{f_{dc}} \quad (4.68)$$

donde

f_{dc} es el factor de distribución de cargas.

ME_J es el momento eléctrico de la carga J .



n = número de nodos.

s = potencia por carga uniformemente distribuída.

S_J = potencia por carga no uniformemente distribuída.

S_T = carga total del sistema.

l_T = longitud total de la línea.

l_x = longitud a la cual se puede ubicar la carga equivalente total.

CE_J = número de veces que s esta contenida en S_J .

FIGURA 4.11. Red radial con carga irregular y regular.

$$S_T \times \frac{l_T}{f_{dc}} = \sum_{j=1}^n ME_J \quad (4.69)$$

Y por lo tanto el factor de distribución de carga se define como la relación de la carga total en kVA por la longitud total de la red contra la sumatoria de momentos de cada carga. También resulta despejando de la ecuación 4.69 así:

$$f_{dc} = \frac{St \times l_t}{n} = \frac{\left(ns + \sum_{j=1}^n sCE_j \right) nd}{\sum_{j=1}^n M_j \quad ds + 2ds + 3ds + \dots + nds + \sum_{j=1}^n sCE_j(n+1-J)d} \quad (4.70)$$

$$f_{dc} = \frac{\left(ns + s \sum_{j=1}^n CE_j \right) nd}{s \frac{n(n+1)}{2} + s \sum_{j=1}^n CE_j(n+1-J)} \quad (4.71)$$

$$f_{dc} = \frac{2ns \left(n + \sum_{j=1}^n CE_j \right)}{ns(n+1) + s2 \sum_{j=1}^n CE_j(n+1-J)} = \frac{2n \left(n + \sum_{j=0}^n CE_j \right)}{n(n+1) + 2 \sum_{j=1}^n CE_j(n+1-J)} \quad (4.72)$$

Para el caso de carga uniformemente distribuida (carga especial igual a cero) se tiene :

$$f_{dc} = \frac{2n}{n(n+1)} = \frac{2n}{n+1} \quad (4.73)$$

Del factor de distribución de carga se obtiene la distancia a la cual se puede concentrar la carga total equivalente o sea.

$$Lx = \frac{l_T}{f_{dc}}$$

Se puede concluir que el factor de distribución de carga tiende a 2 cuando n tiende a infinito; es decir, la carga equivalente total sólo se concentra en la mitad de la línea cuando el número de cargas uniformemente distribuidas es muy grande. *"ES UN ERROR CONCENTRAR EN LA MITAD DEL TRAMO LA CARGA EQUIVALENTE CUANDO EL NÚMERO DE CARGAS UNIFORMEMENTE DISTRIBUIDAS ES PEQUEÑO, CASO ESTE MÁS COMÚN DE LO QUE SE CREE"*.

4.9 LÍMITES DE REGULACIÓN DE TENSIÓN PARA LÍNEAS CORTAS

La regulación de tensión se constituye en uno de los parámetros de diseño más decisivos en el cálculo de redes de distribución; la escogencia del calibre adecuado para una red está directamente relacionado con la regulación de tensión.

Las normas nacionales establecen unos límites máximos para la regulación de tensión que se muestran en la tabla 4.5 y en la figura 4.12.

La caída de voltaje de en sistemas de distribución debe considerarse integralmente entre sus componentes, desde el punto de origen de los circuitos primarios hasta el sitio de acometida del último consumidor en el circuito secundario.

TABLA 4.5. Valores máximos de regulación en los componentes del sistema de distribución.

Componente	Alimentación de usuarios desde	
	Secundarios	Primarios
Entre subestación de distribución y el transformador de distribución (último).	5 %	9 %
En el transformador de distribución	2.5 %	2.5 %
Entre el transformador de distribución y la acometida del último usuario a voltaje secundario	5 %	
En la acometida	1.5 %	1.5 %
Entre el transformador de distribución o de alumbrado y la ultima luminaria	6 %	

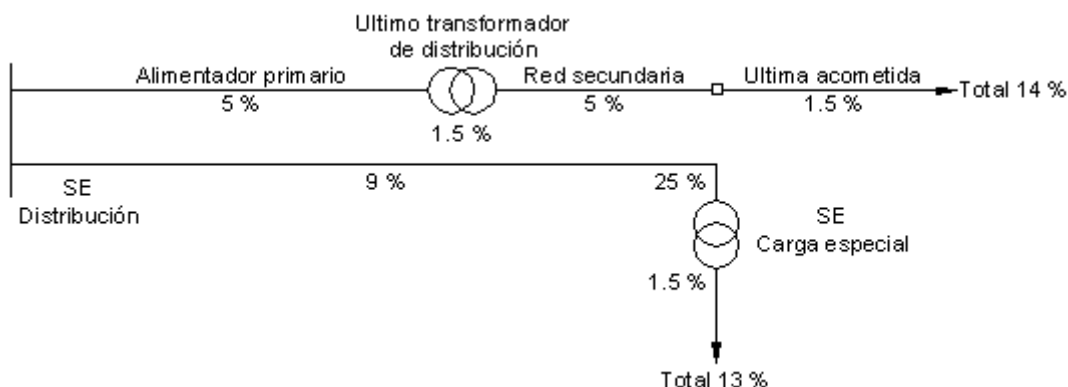


FIGURA 4.12. Límites de regulación.

4.10 DEDUCCIÓN DE EXPRESIONES PARA EL CÁLCULO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE CORRIENTE CONTINUA

Para el cálculo de este tipo de redes se parte de la expresión general dada pr la ecuacion 4.58:

$$SI = n \frac{\cos(\theta - \phi_e) - \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_e) - Reg(2 - Reg)}}{z} \times V_e^2$$

Esta ecuación es válida para redes de corriente alterna cuando se conocen las condiciones del extremo emisor (líneas que alimentan muchas cargas a lo largo de su recorrido). En el caso de redes de corriente continua se cumple que:

a) $x_L = 0$, por lo que $z = r \frac{\Omega}{\text{km}}$ y $\theta = 0^0$

b) $Q = 0$, por lo que $S = P$ (W)

c) $\cos \phi_e = 1$, por lo que $\phi_e = 0^0$

y la ecuación 4.58 se convierte en

$$Pl = n \frac{\cos 0 - \sqrt{\cos^2 0 - Reg(2 - Reg)}}{r} \times V_e^2$$

$$Pl = n \frac{1 - \sqrt{1 - 2Reg + Reg^2}}{r} \times V_e^2$$

$$Pl = n \frac{1 - \sqrt{(1 - Reg)^2}}{r} \times V_e^2$$

$$Pl = n \frac{1 - (1 - Reg)}{r} \times V_e^2$$

$$Pl = n \frac{Reg}{r} \times V_e^2 \text{ kWm} \quad (4.74)$$

con

$$Reg = \frac{\Delta V}{V_e} = \frac{V_e - V_{rx}}{V_e} \quad (4.75)$$

y

$$\%Reg = \frac{\Delta V}{V_e} \times 100 = \frac{V_e - V_{rx}}{V_e} \times 100 \quad (4.76)$$

El diagrama fasorial de la línea de corriente continua se muestra en la figura 3.15.

Reemplazando la ecuación 4.75 en la ecuación 4.74 se obtiene

$$Pl = n \frac{\Delta V}{V_e r} \times V_e^2 = n \frac{\Delta V}{r} \times V_e$$

y la caída de voltaje estará dada por:

$$\Delta V = \frac{r}{nV_e}(Pl) \text{ Voltios} \quad (4.77)$$

De la ecuación 4.76 sale que:

$$\Delta V = \frac{V_e \times \%Reg}{100} = \frac{r}{nV_e}(Pl) \quad (4.78)$$

Y el % de regulación estará expresado por

$$\%Reg = \frac{100r}{nV_e^2}(Pl) \quad (4.79)$$

Y como $r = \frac{\rho}{s}$ la sección del conductor estará dado en función de la regulación reemplazando r en la ecuación 4.74.

$$Pl = n \frac{Reg \cdot s}{\rho} \times V_e^2$$

$$s = \frac{\rho}{nRegV_e^2}(Pl) \text{ mm}^2 \quad (4.80)$$

o reemplazando r en la ecuación 4.77 y en función de la caída de voltaje

$$\Delta V = \frac{\rho}{snV_e}(Pl)$$

$$s = \frac{\rho}{\Delta V n V_e}(Pl) \text{ mm}^2 \quad (4.81)$$

o reemplazando r en la ecuación 4.79 y en función del %Reg

$$\%Reg = \frac{100\rho}{snV_e^2}(Pl_x)$$

$$s = \frac{100\rho}{\%Reg n V_e^2}(Pl_x) \quad (4.82)$$

En todas las ecuaciones para corriente continua

$n = \frac{1}{2}$ para sistema bifilar.

$n = 2$ para sistema trifilar.

Las redes de distribución de corriente continua para áreas residenciales y comerciales ya no existen pero siguen vigentes en casos tales como:

- Servicios auxiliares de centrales y subestaciones.
- Vehículos, bancos y aviones.
- Sistemas de comunicaciones por satélite.
- Sistemas telefónicos.
- Sistemas de extraalta tensión prefieren transmisión por corriente continua.
- Sistemas de transporte masivo, etc.

Pérdidas de energía y calibre económico

-
- 5.1 Introducción.
 - 5.2 Pérdidas en una línea de distribución con carga concentrada.
 - 5.3 Pérdidas de potencia en redes de distribución de corriente continua.
 - 5.4 Pérdidas de potencia en función de los datos de la curva de carga.
 - 5.5 Pérdidas eléctricas de una línea de distribución con carga uniformemente distribuida.
 - 5.6 Factor de distribución de pérdidas.
 - 5.7 Niveles de pérdidas normalizados para el sistema.
 - 5.8 Bases económicas para optimización de pérdidas.
 - 5.9 Cálculo de las pérdidas en sistemas de distribución.
 - 5.10 Optimización de pérdidas de distribución.
 - 5.11 Modelos analíticos computarizados.
 - 5.12 Modelamiento de contadores.
 - 5.13 Modelamiento de acometidas.
 - 5.14 Soluciones económicas y criterios de selección de conductor económico.
 - 5.15 Características de pérdidas y cargabilidad económica de transformadores de distribución.
 - 5.16 Metodo SGRD (Sistema de gerencia de redes) de optimización.
 - 5.17 Conclusiones.
-

5.1 INTRODUCCIÓN

Las pérdidas de energía en el sistema eléctrico colombiano se incrementó en la década de los 80s hasta alcanzar niveles muy considerables, del orden del 30 % de la energía total disponible en las plantas generadoras, una vez descontado el consumo propio de servicios auxiliares. Del total de pérdidas, aproximadamente las 2/3 partes corresponden a pérdidas físicas en los conductores y transformadores de los sistemas de transmisión y distribución y 1/3 parte a las que se han denominado pérdidas negras, que corresponden a energía no facturada por fraude, descalibración de contadores, errores en los procesos de facturación, etc.

De las pérdidas físicas, una gran parte, aproximadamente el 70 % (o sea, del orden del 12 % de la energía disponible a nivel de generación) corresponde a pérdidas en las redes de distribución. Este nivel de pérdidas es aproximadamente el doble de lo que económicamente sería justificable, lo cual pone de relieve la importancia de los programas de reducción de pérdidas. Este programa está orientado principalmente a la remodelación de sistemas de distribución, así como a la financiación de medidas tendientes a la recuperación de pérdidas negras.

Las pérdidas físicas en las redes de distribución se producen en los conductores de los circuitos primarios y secundarios y en los devanados y núcleos de los transformadores de distribución. En el curso de los últimos años y en particular a partir de la crisis energética mundial de hace unos 30 años, el costo de los materiales y equipos ha evolucionado en forma diferente a los costos de la energía, habiendo estos últimos tenido un incremento proporcionalmente mayor. En esta forma y más adelante la perspectiva de acometer un programa nacional de gran escala, se hace necesario que las empresas distribuidoras de energía y las firmas de ingeniería que las asesoren, revisen y actualicen los criterios de planeamiento y diseño de las redes de distribución, y en particular, de selección económica de conductores y de niveles de pérdidas y cargabilidad económica de transformadores de distribución.

Las pérdidas en un sistema eléctrico son tanto de energía como de potencia, y ambos tipos de pérdidas tienen un costo económico para las empresas; el de las pérdidas de energía es el costo marginal de producir y transportar esa energía adicional desde las plantas generadoras (o puntos de compra de energía en bloque), hasta el punto donde se disipa, a través de los sistemas de transmisión, subtransmisión y distribución; el de las pérdidas de potencia es el costo marginal de inversión de capital, requerido para generar y transmitir esa potencia adicional a través del sistema.

Como la capacidad de las instalaciones de generación, transformación y transmisión se dimensiona para las condiciones de demanda pico del sistema, el valor económico de las pérdidas de potencia depende de la coincidencia entre el pico de la carga considerada y el pico de la demanda total del sistema. O sea que, por lo general, la carga que se debe utilizar para calcular el costo de las pérdidas de potencia no es la carga pico del circuito o transformador considerado, sino la carga que fluya a través de ellos a la hora pico del sistema.

Usualmente, la demanda se proyecta para las condiciones pico por lo cual es conveniente efectuar los cálculos de pérdidas a partir de la corriente máxima.

En el caso de conductores y devanados de transformadores, las pérdidas son proporcionales al cuadrado de la corriente, por lo que, para calcular las pérdidas de energía en un período de tiempo dado, es necesario multiplicar las pérdidas de potencia calculadas para la corriente pico del circuito o transformador por el número de horas del período y por el factor de pérdidas, que es la relación entre el valor medio y el valor pico de la curva cuadrática de la corriente. Si se conoce la curva de carga del circuito que se está analizando, se puede calcular

la curva cuadrática y a partir de ella, calcular el factor de pérdidas. Por lo general, no se conoce la curva de carga de los distintos circuitos primarios y secundarios que es necesario analizar en el diseño de redes de distribución, aunque usualmente no se tiene un estimativo razonable del factor de carga de la demanda correspondiente. En este caso, es posible estimar el factor de pérdidas a partir del factor de carga, mediante fórmulas empíricas cuyos parámetros deben ser, en lo posible, derivados para el sistema en estudio a partir de las curvas de carga obtenidas por muestreo. Por ejemplo, para circuitos secundarios residenciales de varias ciudades del litoral atlántico, y a partir de curvas de carga semanales obtenidas con registradores de precisión.

Un estudio de pérdidas de la costa Atlántica, derivó la siguiente relación : $FP = 0.16Fc + 0.84 Fc^2$

Otras relaciones similares, aunque con coeficientes ligeramente diferentes, se pueden encontrar en varias de las publicaciones técnicas especializadas que existen sobre el tema. Se debe tener mucho cuidado, sin embargo, en el uso indiscriminado de una u otra fórmula, pues la forma de la curva de carga puede cambiar considerablemente de un sistema a otro y también dentro de un mismo sistema, dependiendo del nivel de consumo y uso que den a la energía eléctrica los usuarios de un determinado sector residencial, comercial o industrial.

5.2 PÉRDIDAS EN UNA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN CON CARGA CONCENTRADA

La caída de tensión en una línea de distribución de longitud l como la mostrada en la figura 4.5b está dada por:

$$\Delta V = I_Z l \quad (5.1)$$

La potencia total empleada por la línea vale:

$$S_p = \Delta V I^* = I_Z l I^* = I_Z^2 l \quad (5.2)$$

pero $I = S / V_e$ por lo que

$$S_p = \frac{S^2 l}{V_e^2} \quad \text{para una sola fase en VA} \quad (5.3)$$

$$S_p = \frac{S^2}{V_e^2} l (r + jX_L) = P_p + jQ_p \quad \text{por fase en VA} \quad (5.4)$$

Las pérdidas de potencia activa serán:

$$P_p = \frac{S^2}{V_e^2} r l \quad \text{en W} \quad (5.5)$$

El porcentaje de pérdidas se define ahora como:

$$\% \text{ Pérdidas} = \frac{P_P}{P} \times 100 = 100 \frac{\frac{S^2}{V_e^2} r l}{S \cos \phi_e} \quad (5.6)$$

lo que da:

$$\% \text{ Pérdidas} = 100 \frac{S r l}{V_e \cos \phi_e} \text{ por fase} \quad (5.7)$$

$$\% \text{ Pérdidas} = 100 \frac{I r l}{V_e \cos \phi_e} \text{ por fase} \quad (5.8)$$

Para líneas trifásicas $V_e = V_{eL}/(\sqrt{3})$; al reemplazar V_e en la ecuación 5.8 se tiene:

$$\% \text{ Pérdidas para redes } 3\phi = \frac{\sqrt{3} \times 100 \times I r l}{V_{eL} \cos \phi_e} \text{ por fase}$$

En algunas ocasiones es deseable hallar la cantidad de potencia que puede ser transmitida sin exceder un porcentaje de pérdidas dado :

$$KW = \frac{V_{eL}^2 \cos^2 \phi_e (\% \text{ Pérdidas})}{1000000 r l}$$

Esta ecuación muestra que la cantidad de potencia que puede ser transmitida para un porcentaje de pérdidas dado varía inversamente con la longitud de la línea y directamente con las pérdidas.

$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V_{eL}}$ siendo V_{eL} el voltaje línea-línea y S la potencia aparente en kVA.

Reemplazando este valor de I en la ecuación 5.8 se encuentra la siguiente expresión para el porcentaje de pérdidas totales en redes trifásicas en función del momento eléctrico SI

$$\% \text{ Pérdidas } 3\phi = \frac{100 r (S l)}{V_{eL}^2 \cos \phi_e} \quad (5.9)$$

$$\% \text{ Pérdidas } 3\phi = K_{23\phi} \times S l$$

o sea que:

$$K_{23\phi} = \frac{100 r}{V_{eL}^2 \cos \phi_e} \quad (5.10)$$

donde $K_{23\phi}$ es llamada constante de pérdidas de sistemas trifásicos

Para líneas monofásicas trifilares $V_e = V_{eL}/2$; al reemplazar V_e en la ecuación 5.8 se llega a:

$$\% \text{ Pérdidas } 1\phi = \frac{200rI}{V_{eL} \cos \phi_e}$$

pero $I = S/V_{eL}$ y reemplazando esta corriente en la ecuación anterior, se llega a:

$$\% \text{ Pérdidas } 1\phi = \frac{200r(SI)}{V_{eL}^2 \cos \phi_e} \quad (5.11)$$

$$\% \text{ Pérdidas } 1\phi = K_{21\phi} \times SI$$

o sea que:

$$K_{21\phi} = \frac{200r}{V_{eL}^2 \cos \phi_e} \quad (5.12)$$

donde $K_{21\phi}$ es llamada constante de pérdidas para sistemas monofásicos.

5.3 PÉRDIDAS DE POTENCIA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE CORRIENTE CONTINUA

Cuando la línea alimenta una sola derivación (o carga equivalente concentrada) y se fija la pérdida de potencia en porcentaje en lugar de la caída relativa de tensión, la fórmula que se deduce a continuación se presta especialmente para calcular la sección de la línea.

Si %Pérd representa el porcentaje de pérdida de potencia en la línea, y P es la potencia absorbida por el receptor en W, entonces:

$$\% \text{Perd} = \frac{P_p}{P} \times 100 \quad (5.13)$$

y la pérdida absoluta de potencia vale:

$$P_p = \frac{\% \text{Perd} \times P}{100} \text{ W} \quad (5.14)$$

La pérdida de potencia que se produce en la línea es:

$$P_p = I^2 R = I^2 \frac{\rho 2l}{s} \text{ W} \quad (5.15)$$

Como con corriente continua

$$I = \frac{P}{V_e} \text{ A e } I^2 = \frac{P^2}{V_e^2}$$

Luego

$$P_p = \frac{2\rho P^2 l}{s V_e^2} = \frac{\%Perd \times P}{100} W \quad (5.16)$$

Resultando que la sección de la línea es:

$$S = 100 \frac{2\rho}{\%Perd \times V_e^2} (Pl) \text{ mm}^2 \quad (5.17)$$

Esta fórmula no es aplicable más que a líneas cargadas en un solo punto. El empleo de una fórmula análoga para líneas cargadas en varios puntos conduciría a cálculos demasiado incómodos.

En la mayoría de los casos y por razones técnicas, el cálculo de la sección de los conductores se funda en la caída de tensión o lo que es análogo en la pérdida de potencia. Estos dos valores se suelen medir en porcentaje de la tensión o potencia en los bornes de los receptores de corriente y se representan así:

- Caída porcentual de tensión: %Reg
- Pérdida porcentual de potencia: %Pérd

Representando la caída absoluta de tensión por ΔV , su valor, conociendo la caída relativa de tensión en porcentaje %Reg, es

$$\Delta V = \frac{\%Reg \times V_e}{100} V \quad (5.18)$$

Y la pérdida de potencia, calculada a partir del %Perd es:

$$P_p = \frac{\%Pérd \times P}{100} W \quad (5.19)$$

Como en corriente continua $P = V_e I$ (W) y $P_p = V_I I - V_{II} I = (V_I - V_{II}) I = \Delta V I$ (W) será en corriente continua

$$\%Pérd = \frac{P_p}{P} \times 100 = \frac{\Delta V I}{V_e I} \times 100 = \frac{\Delta V}{V_e} \times 100$$

o sea que

$$\%Pérd = \%Reg \quad (5.20)$$

Esto quiere decir que, en corriente continua, el %Reg es igual al %Pérd (esto no es aplicable en corriente alterna).

Por consiguiente, los valores indicados en %Reg son también aplicables para el %Pérd de potencia.

Los conductores han de calcularse de tal modo que la mayor pérdida de tensión o de potencia no exceda los límites fijados.

5.4 PÉRDIDAS DE POTENCIA EN FUNCION DE LOS DATOS DE LA CURVA DE CARGA

Se busca ahora una expresión que tenga en cuenta los datos de la CURVA DE CARGA cuando haya forma de obtenerla (figura 5.1). En esta gráfica aparece la curva de carga diaria y el cuadrado de dicha curva con sus correspondientes promedios S_{prom} y S^2_{prom} .

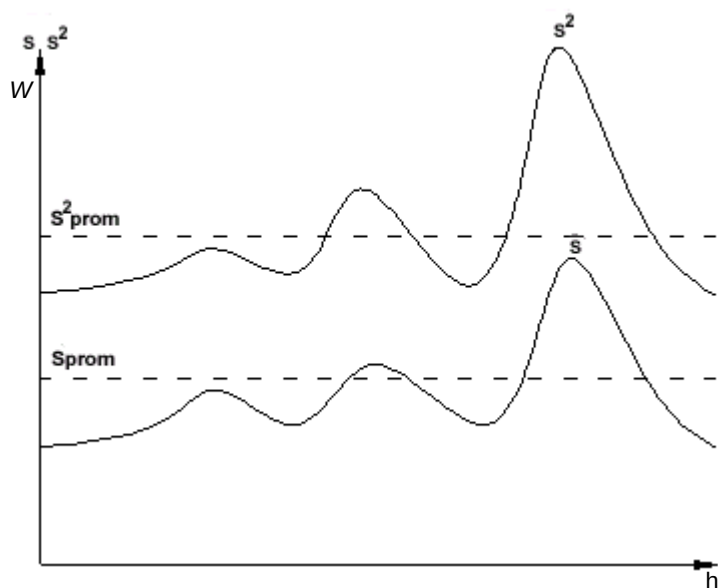


FIGURA 5.1. Curva de carga diaria S y S^2 en función del tiempo

En términos de S_{prom} y S^2_{prom} la ecuación 5.7 toma la forma

$$\% \text{ Pérdidas} = 100 \frac{r I S_{prom}^2}{V_e^2 S_{prom} \cos \phi_e} \quad (5.21)$$

cuyos datos se pueden tomar de la gráfica que muestra la curva de carga (figura 5.1).

Escribiendo de nuevo la ecuación 4.53

$$Sl = \frac{\cos(\theta - \phi_e) - \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_e) - Reg(2 - Reg)}}{z} \times V_e^2$$

que da el momento eléctrico en función de la regulación de una sola fase.

Esta ecuación se puede presentar abreviadamente como:

$$Sl = \frac{K}{z} V_e^2 \quad (5.22)$$

donde:

$$K = \cos(\theta - \phi_e) - \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_e) - Reg(2 - Reg)} \quad (5.23)$$

$$V_e^2 = \frac{Slz}{K} \quad (5.24)$$

que al reemplazarlo en la ecuación 5.3 da:

$$Sp = \frac{S^2 zl}{Slz/K} \text{ o sea } Sp = KS \quad (5.25)$$

despejando K de la ecuación 5.22 se obtiene

$$K = \frac{Slz}{V_e^2} = aS \text{ con } a = \frac{zl}{V_e^2} \quad (5.26)$$

entonces la potencia de pérdida total puede escribirse alternativamente como:

$$Sp = aS^2 \quad (5.27)$$

Para el pico de la magnitud de la potencia compleja total se obtendría una potencia de pérdidas máxima de:

$$S_{pmax} = aS_{max}^2 \quad (5.28)$$

donde:

$$a = \frac{S_{pmax}}{S_{max}^2} \quad (5.29)$$

y reemplazando este valor en la ecuación 5.27:

$$S_P = \frac{S_{Pmax}}{S_{max}^2} S^2 \quad (5.30)$$

En términos de energía esta potencia variable en el tiempo se traduce para un número de horas determinado h en

$$E_P = \frac{S_{Pmax}}{S_{max}^2} \int_0^h S^2 dh = \frac{S_{Pmax}}{S_{max}^2} S_{Prom}^2 \times h \quad (5.31)$$

puesto que:

$$\int_0^h S^2 dh = S_{Prom}^2 h$$

representa el área bajo la curva S^2 en el intervalo $0 - h$.

Si se usa la expresión 5.25 queda.

$$E_P = \frac{KS_{max}}{S_{max}^2} \times S_{Prom}^2 \times h = \frac{KS_{Prom}^2}{S_{max}} \times h \quad (5.32)$$

Dicha área puede identificarse en la figura 5.1 en la cual se ha adicionado la potencia compleja total promedio S_{Prom} definido como:

$$S_{Prom} h = \int_0^h S dh = E \quad (5.33)$$

El porcentaje de pérdidas queda dado por:

$$\% \text{ Pérdidas} = 100 \frac{E_P}{E} = 100 \frac{\frac{KS_{Prom}^2}{S_{max}} \times h}{S_{Prom} \times h} \quad (5.34)$$

$$\% \text{ Pérdidas} = 100 \frac{KS_{Prom}^2}{S_{max} S_{Prom}} \quad (5.35)$$

y reemplazando el valor de K :

$$\% \text{ Pérdidas} = 100 [\cos(\theta - \phi_e) - \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_e) - \text{Reg}(2 - \text{Reg})}] \cdot \frac{S_{Prom}^2}{S_{max} S_{Prom}} \quad (5.36)$$

Esta última expresión podrá aplicarse cuando sea posible obtener la curva de carga de un circuito mediante la instalación de aparatos registradores de demanda.

5.5 PÉRDIDAS ELÉCTRICAS DE UNA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN CON UNA CARGA UNIFORME DISTRIBUIDA

Observando la figura 4.9 y asumiendo que la corriente varía linealmente con la distancia, se puede encontrar que la potencia ocasionada por la transmisión de corriente en un tramo da vale :

$$dS_p = \Delta VI_a^* = I_a I_a^* (r + jx) da = I_a^2 (r + jx) da \quad (5.37)$$

con:

$$I_a = \frac{S(l-a)}{V_e \times l} \quad (5.38)$$

$$dS_p = \frac{S^2}{V_e^2} \cdot \frac{(l-a)^2}{l^2} (r + jx) da \quad (5.39)$$

Tomando únicamente la parte real e integrando desde el envío hasta la distancia l se tiene que las pérdidas por fase valen:

$$dP_p = \frac{S^2}{V_e^2} \cdot \frac{(l-a)^2}{l^2} r da \quad (5.40)$$

$$P_p = \int_0^l \frac{S^2}{V_e^2} \cdot \frac{(l-a)^2}{l^2} r da$$

$$P_p = \frac{S^2}{V_e^2 l^2} \cdot r \int_0^l (l-a)^2 da$$

$$P_p = \frac{S^2}{V_e^2} \cdot \frac{rl}{3} \text{ W / fase} \quad (5.41)$$

Estas corresponden a las de una carga S concentrada a $1/3$ de la línea a partir del envío como se muestra en la figura 5.2



FIGURA 5.2. Localización de cargas para el cálculo de pérdidas en una línea con carga uniformemente distribuída

Si se integra por un período 0-h se tiene :

$$E_p = \frac{rl}{3V_e^2} \cdot \int_0^n S^2 dh = \frac{rlS_{prom}^2}{3V_e^2} \quad (5.42)$$

$$E_p = \frac{rS_{prom}^2}{V_e^2} \cdot \frac{l}{3} \quad (5.43)$$

Llegándose así a la misma conclusión.

5.6 FACTOR DE DISTRIBUCIÓN DE PÉRDIDAS

El modelo matemático para el cálculo de pérdidas en redes de distribución se ajusta, considerando cargas especiales en cualquier punto de la red. Esta situación se muestra en la figura 5.3.

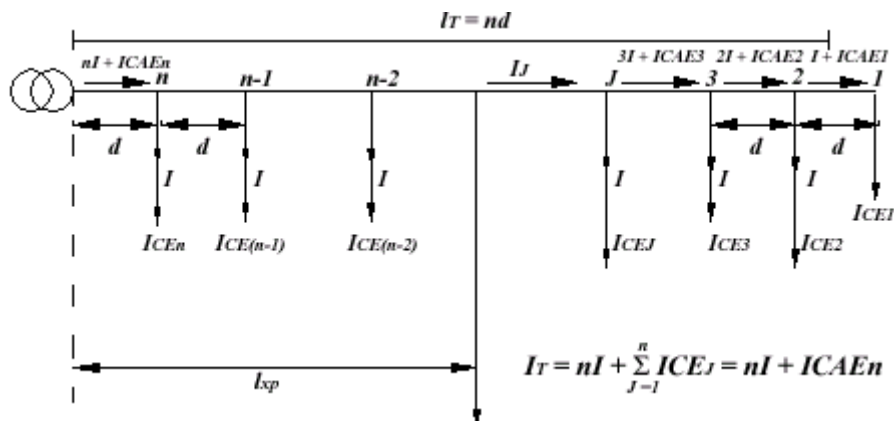


FIGURA 5.3. Red de distribución con carga uniformemente distribuida y cargas especiales irregularmente distribuídas.

La evaluación de pérdidas para una red con carga mixta (uniformemente distribuída y no uniformemente repartida) es:

$$\text{Pérdidas} = \underline{nf} \cdot \sum_{j=1}^n I_j^2 \cdot Ru d \quad (5.44)$$

Ru = Resistencia en Ω/km del conductor.

d = Distancia entre cargas en metros.

$\underline{nf}$ = número de fases.

I_j = Corriente por el tramo j del circuito.

n = número de tramos.

La corriente para la carga especial j expresada en función de la corriente de cada carga uniforme es

$$I_{CEj} = I \times CE_j \quad (5.45)$$

donde CE_j expresa el número de veces que la corriente I (de carga uniforme) está contenida en la corriente I_{CE_j} de la carga especial J

Se define ahora el siguiente valor acumulativo para cada tramo así:

$$CAE_1 = CE_1$$

$$CAE_2 = CE_1 + CE_2$$

$$CAE_j = \sum_{i=1}^j CE_i$$

$$CAE_n = \sum_{j=1}^n CE_j \quad (5.46)$$

Reemplazando ahora en la ecuación 5.44 se obtiene:

$$\text{Pérdidas} = \underline{nf} \times Ru \times d [(I + I \times CAE_1)^2 + (2I + I \times CAE_2)^2 + \dots + (nI + I \times CAE_n)^2]$$

$$\text{Pérdidas} = \underline{nf} \times Ru \times d \times I^2 [(1^2 + 2CAE_1 + CAE_1^2) + (2^2 + 2 \times 2CAE_2 + CAE_2^2) + \dots + (n^2 + 2n \times CAE_n + CAE_n^2)]$$

$$\begin{aligned}
\text{Pérdidas} &= \underline{n}f \cdot Ru \cdot d \cdot I^2 \left[\sum_{j=1}^n j^2 + 2 \sum_{j=1}^n (jCAE_j) + \sum_{j=1}^n (CAE_j)^2 \right] \\
\text{Pérdidas} &= \underline{n}f \cdot Ru \cdot d \cdot I^2 \left[\frac{n(2n^2 + 3n + 1)}{6} + \sum_{j=1}^n CAE_j(2j + CAE_j) \right] \quad (5.47)
\end{aligned}$$

La corriente y resistencia total del circuito son

$$I_T = nI + ICAE_n = I(n + CAE_n) \text{ y } R_T = nRud \quad (5.48)$$

Reemplazando en la ecuación 5.47 se obtiene

$$\begin{aligned}
\text{Pérdidas} &= \underline{n}f \cdot \frac{R_t}{nd} \cdot \frac{I_T^2}{(n + CAE_n)^2} \left[\frac{n(2n^2 + 3n + 1)}{6} + \sum_{j=1}^n CAE_j(2j + CAE_j) \right] \\
\text{Pérdidas} &= \underline{n}f \cdot R_t \cdot I_T^2 \left[\frac{\sum_{j=1}^n CAE_j(2j + CAE_j)}{6(n + CAE_n)^2} + \frac{n}{n \cdot (n + CAE_n)^2} \right] \quad (5.49)
\end{aligned}$$

donde se observa que las pérdidas están en función del número de cargas

Las pérdidas finalmente se pueden expresar de la siguiente forma:

$$\text{Pérdidas} = \underline{n}f \times Req \times I_T^2 \quad (5.50)$$

$$\text{Pérdidas} = \underline{n}f \times I_T^2 \times Ru \times l_{xp} = \underline{n}f \times I_T^2 \times Ru \times l_T \times fdp \quad (5.51)$$

con

Req = Resistencia equivalente para el cálculo de pérdidas

$$Req = Ru l_{xp}$$

y así, el factor de distribución de pérdidas queda expresado por:

$$fdp = \frac{(2n^2 + 3n + 1)}{6(n + CAE_n)^2} + \frac{\sum_{j=1}^n CAE_j(2j + CAE_j)}{n \cdot (n + CAE_n)^2} \quad (5.52)$$

En el caso de tener solamente cargas uniformemente distribuídas en el circuito (con cero cargas especiales) se obtiene:

$$fdp = \frac{2n^2 + 3n + 1}{6n^2} = \frac{1}{3} + \frac{1}{2n} + \frac{1}{6n^2} \quad (5.53)$$

Se concluye que el factor de distribución de pérdidas fdp es función sólo del número de cargas y sirve para obtener la distancia a la cual se puede concentrar la carga total equivalente para estudios de pérdidas.

$$l_{xp} = l_T \times fdp \quad (5.54)$$

El factor de distribución de carga tomará un valor de 1/3 cuando n tiende a infinito; es decir, la carga equivalente total sólo se concentra en la tercera parte de la línea cuando el número de cargas uniformemente distribuidas es muy grande. **ES UN ERROR CONCENTRAR EN LA TERCERA PARTE DEL TRAMO LA CARGA EQUIVALENTE CUANDO EL NÚMERO DE CARGAS UNIFORMEMENTE DISTRIBUIDAS ES PEQUEÑO, ESTE CASO ES MÁS COMÚN DE LO QUE SE CREE.**

5.7 NIVELES DE PÉRDIDAS NORMALIZADOS PARA EL SISTEMA

En la tabla 5.1 se muestra una guía para los niveles máximos aceptables y deseables de pérdidas para las diferentes partes de un sistema de potencia (exceptuando la subestación de la planta generador, el cual varía desde 0.5% para plantas hidráulicas hasta el 5% para plantas térmicas). Las pérdidas totales en kW del sistema de potencia en la hora pico del 12% es bueno, indicando que una reducción de las pérdidas totales no es crítica y no producirán ganancias notables. Por otra parte, un nivel razonable de pérdidas totales no quiere decir que reducir las pérdidas en partes específicas de un sistema pueda ser perseguida. La corrección del factor de potencia, la eliminación de altas impedancias en los transformadores y el manejo de la carga en estos deben ser investigados.

La tabla 5.2 provee una lista de chequeo preliminar de las más importantes características asociadas con las pérdidas. Esta lista es complementada con comentarios para cada ítem.

TABLA 5.1. Pérdidas de potencia (% de kW generados).

Componente del sistema	Niveles deseados	Niveles tolerables
Subestación elevadora	0.25 %	0.50 %
Transmisión y subestación EHV	0.50 %	1.00 %
Transmisión y subestación HV	1.25 %	2.50 %
Subtransmisión	2.00 %	4.00 %
Subestación de distribución	0.25 %	0.50 %
Distribución primaria	1.5 %	3.00 %
Transformador de distribución y distribución	1.00 %	2.00 %
Red secundaria	1.5 %	3.00 %
Totales	8.25 %	16.5 %

TABLA 5.2. Lista de chequeo preliminar para niveles de pérdidas en sistemas de potencia.

Item	Bueno %	Justo %	Excesivo%
I. Pérdidas de potencia a la hora pico para el sistema completo	< 10	10 al 15	sobre 15
II. Factor de potencia del sistema	95 a 100	90 a 95	< 90
III. Impedancia de transformadores de potencia	< 6	6 a 10	> 10
IV. Monitoreo de carga en transformadores de distribución	Anual	Ocasional	No
V. Carga máxima en transformadores de distribución	100	hasta 125	> 125
VI. Carga del conductor primario	<	<	40
VII. Longitud máxima de circuitos secundarios			
Áreas urbanas	250 m	500 m	> 500 m
Áreas rurales	500 m	750 m	> 750 m

Comentarios a la tabla 5.2

- I) La reducción de pérdidas puede implementarse en base a la siguiente secuencia :
1. Corrigiendo factores de potencia menores al 95% instalando capacitores en las líneas primarias.
 2. Reemplazando los transformadores de impedancia alta.
 3. Manejando carga en transformadores de distribución.
 4. Reduciendo carga en circuitos primarios.
 5. Reduciendo carga en circuitos secundarios.
 6. Reduciendo carga en circuitos de transmisión.
- II) La corrección del factor de potencia puede lograrse instalando capacitores en redes primarias tan cercanos a los centros de carga como sea posible:
1. Instalando bancos fijos que provean un factor de potencia ligeramente menor al 100 % durante los períodos de carga pico.
 2. Instalando bancos desconectables para corregir el factor de potencia sólo durante los períodos de carga pico.
- III) Con respecto a los transformadores de potencia:
1. Los transformadores viejos con cambiador de taps bajo carga que fueron construidos con impedancias cercanas al 15 % deben ser reemplazados y usados sólo para casos de emergencia o desecharlos.
 2. Los transformadores de mediana impedancia pueden probablemente ser reemplazados.
- IV,V) El monitoreo de carga en transformadores de distribución es esencial para reducir las pérdidas y las fallas por recalentamiento mediante los siguientes métodos sugeridos :
1. El de más bajo costo y mejor beneficio es el que resulta de correlacionar los consumidores y calcular la carga de energía usada.
 2. Instalar medidores térmicos.
 3. Usar amperímetros o registradores en el período pico.
- VI) La carga en los conductores puede reducirse por:

1. Conexión de cargas a otros alimentadores.
2. Reemplazo de conductores existentes.
3. Adicionando nuevos alimentadores y dividiendo la carga.
4. Elevando los voltajes de sistemas primarios. Por ejemplo de 13.2 kV a 33 kV.

VII) Los valores de la tabla son promedios (para sistemas de 240 V) y por lo tanto irregulares. Ellos pueden usarse como primer chequeo, por que los datos específicos dependerán de la densidad de carga las cuales son muy variables. Los métodos aceptados para corregir sobrecargas en sistemas secundarios son :

1. Partir el sistema secundario en segmentos más pequeños adicionando transformadores de distribución.
2. Reemplazar conductores.
3. Adicionar más líneas secundarias.

Además, las normas y especificaciones pueden examinarse para determinar si están dirigidas a minimizar pérdidas. Las más importantes áreas a examinar son:

1. La corrección del factor de potencia a un valor deseado y la localización de capacitores en forma óptima en redes primarias cerca de los centros de carga.
2. Las especificaciones para transformadores de potencia y distribución a determinar si los grandes consumidores son informados de cuantos kW y kWh de pérdidas deben tener.
3. El diseño normal e inicial de cargas de transformadores y conductores. Si las capacidades térmicas son la base para dimensionar las cargas eléctricas, las pérdidas serán probablemente excesivas.
4. Las cargas máximas de transformadores y conductores antes de que el reemplazo sea requerido.

5.8 BASES ECONÓMICAS PARA OPTIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS

5.8.1 Modelo económico de optimización de pérdidas.

El enfoque de esta sección es el de analizar el resultado económico de reducción de pérdidas en los sistemas de distribución, mediante la aplicación de los principios de análisis costo-beneficio. Primero antes de separar las redes de distribución del sistema, el beneficio neto del consumo suministrado por el sistema de potencia completo debe ser considerado.

El sistema eléctrico de potencia es planeado con un horizonte de T períodos, cada uno de un año de duración.

El beneficio total TB del consumo en algún período de tiempo t es una función de la cantidad total de energía consumida o demandada Q_t en la ausencia de racionamientos (asumiendo que la calidad del suministro es perfecta)

$$TB_t = TB_t \cdot (Q_t) \quad (5.55)$$

En la práctica, el suministro de energía a los consumidores, puede no ser de perfecta calidad. Por lo tanto, la calidad del suministro o los costos de racionamiento OC a los consumidores debido a las fluctuaciones de frecuencia y voltaje, dicho racionamiento ocurre en un período t y debe ser considerado. Dos tipos de costos se presentan debido a la deficiente calidad del servicio: costos directos debido a la interrupción de la actividad productiva, equipos, motores recalentados, etc; y los costos indirectos debidos a la adquisición de generadores

de respaldo (stand by) para contrarrestar la mala calidad del suministro de energía. Por tanto, estos costos dependen de la calidad del suministro o confiabilidad R_t en el período t . Adicionalmente la demanda de electricidad Q_t , el costo más grande será el de racionamiento OC en el evento de mala calidad en el suministro.

$$OC_t = OC_t \cdot (R_t, Q_t) \quad (5.56)$$

Finalmente, el costo total del suministro es considerado (SC_t) y consiste en costos de inversión y costos de operación y mantenimiento.

El valor presente descontado del beneficio neto a la sociedad NB para el periodo planeado se puede escribir como:

$$NB = \sum_{t=0}^I \frac{TB_t(Q_t) - SC_t(R_t, Q_t) - OC_t(R_t, Q_t)}{(1+r)^t} \quad (5.57)$$

donde r es la tasa apropiada de descuento.

Antes de intentar maximizar el beneficio neto, las variables de esta expresión deben ser examinadas :

El término Q_t se refiere a la cantidad de electricidad demandada en el período t , el cual es función de otras variables

$$Q_t = Q_t(P_t, Y_t, R_t, Z_t) \quad (5.58)$$

donde:

P_t Precio de la electricidad en el período t .

Y_t Rentabilidad del período t .

R_t Calidad en el servicio o nivel de confiabilidad.

Z_t Portador de otras variables (por ejemplo, precio de energía sustituida), en el período t .

considerando los otros términos de la expresión:

R_t Calidad actual del suministro el cual depende de la inversión hecha y los gastos de operación y mantenimiento de los sistemas.

Trabajos previos han sido ejecutados para maximizar el beneficio neto para optimizar la confiabilidad por medio del tratamiento de costos de suministro SC_t y costos de racionamiento OC_t .

Aquí se intenta maximizar los beneficios netos optimizando los costos de suministro SC_t por ejemplo, minimizando las pérdidas técnicas en los sistemas de distribución. Para este propósito el término SC_t es descompuesto dentro de estos componentes.

El costo total del sistema consiste en : Costos de generación GSC , costos de transmisión TSC y los costos del sistema de distribución DSC .

$$SC = GSC + TSC + DSC \quad (5.59)$$

Puesto que el enfoque es sobre las redes de distribución, los costos en el sistema de transmisión y generación pueden representarse por el LRMC de la capacidad. El LRMC es definido como la relación de los costos de cambio de capacidad del sistema asociada con una demanda incremental a la larga en la función de demanda del pico de largo plazo.

$$LRMC = \frac{\text{Incremento del costo de capacidad}}{\text{Incremento de la demanda}} \quad (5.60)$$

Es usado para calcular el LRMC del volumen de suministro (por ejemplo generación además de transmisión). Esto da el costo por unidad de potencia y energía suministrada por el sistema y el circuito de distribución. Por ejemplo, si a_i unidades de energía son entradas a la red de distribución los costos de suministro son : $a_i MC$.

La ecuación 5.59 se puede escribir como

$$SC = a_i MC + DSC \quad (5.61)$$

DSC está compuesta por los costos de inversión y los costos de operación y mantenimiento. Las pérdidas técnicas en las redes de distribución estarán reflejadas en el término a_i puesto que más unidades entrarán al sistema de distribución si las pérdidas son más altas.

El siguiente paso involucrado da un valor económico a las pérdidas de distribución. Para esto es necesario comparar el beneficio neto proveniente de 2 sistemas de distribución alternos. Este modelo puede extenderse a la comparación de muchas alternativas de configuraciones de red.

Considerando las 2 redes de distribución de la figura 5.4, cada una suministrando cantidades diferentes de electricidad. Considerando que a_1 unidades entren al sistema de distribución 1 y b_1 las correspondientes unidades disponibles a los consumidores. Por lo tanto l_1 son las pérdidas en el sistema 1

El beneficio neto del sistema de potencia puede escribirse como:

$$NB = \sum_{t=0}^T \frac{(TB_t - SC_t - OC_t)}{(1+r)^t} \quad (5.62)$$

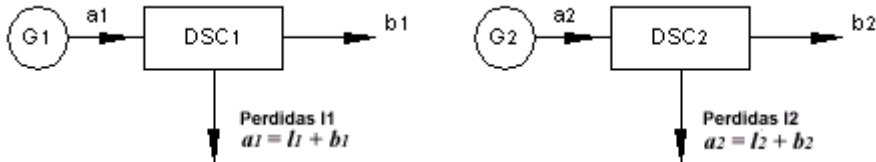


FIGURA 5.4. Representación de pérdidas de sistemas de distribución.

Para cada sistema el término SC es expandido en sus partes componentes y el beneficio neto puede escribirse como:

$$NB_1 = \sum_{t=0}^I \frac{[TB_{1t} - (a_{1t}MC_{1t}DSC_{1t}) - OC_{1t}]}{(1+r)^t} \text{ para sistema 1}$$

$$NB_1 = \sum_{t=0}^I \frac{[TB_{2t} - (a_{2t}MC_{2t}DSC_{2t}) - OC_{2t}]}{(1+r)^t} \text{ para sistema 2}$$
(5.63)

Se hace ahora una simplificación asumiendo que los sistemas 1 y 2 son dos formas alternativas para la misma carga $b_{1t} = b_{2t}$

Se puede imaginar que el sistema 1 es una versión mejorada del sistema 2, donde los costos de distribución se han incrementado para llevar a cabo reducción de pérdidas.

Como $TB = TB(bt)$, se puede asumir que el beneficio total en los 2 sistemas son los mismos.

$$TB_{1t} = TB_{2t}$$

Luego:

$$NB_1 - NB_2 = \sum_{t=0}^I \frac{[(TB_{1t} - TB_{2t}) - (a_{1t}MC_{1t} + DCS_{1t} - a_{2t}MC_{2t} - DCS_{2t}) - (OC_{1t} - OC_{2t})]}{(1+r)^t}$$
(5.64)

Asumiendo también que los MCi son los mismos para los 2 sistemas. Como los circuitos de distribución son solamente una parte de los sistemas eléctricos más grandes, la diferencia en el costo marginal para los 2 sistemas a este nivel será despreciado.

Luego, la ecuación 5.64 puede escribirse como:

$$NB_1 - NB_2 = \sum_{t=0}^I \frac{[(a_{2t} - a_{1t})MC + (DSC_{2t} - DSC_{1t}) + (OC_{2t} - OC_{1t})]}{(1+r)^t}$$
(5.65)

Como la cantidad de unidades eléctricas finalmente disponibles para los consumidores en los 2 sistemas son las mismas:

$$b_{1t} = b_{2t}$$

$$a_{1t} = b_{1t} + l_{1t} \text{ y } a_{2t} = b_{2t} + l_{2t}$$

$$a_{1t} - a_{2t} = l_{1t} - l_{2t}$$

Por lo tanto, la diferencia en la cantidad de potencia suministrada a los 2 sistemas puede ser reemplazada por la diferencia en las pérdidas de los 2 sistemas. Esta expresión es sustituida en la ecuación 5.64.

$$NB_1 - NB_2 = \sum_{t=0}^I \frac{[(l_{2t} - l_{1t})MC + (DSC_{2t} - DSC_{1t}) + (OC_{2t} - OC_{1t})]}{(1+r)^t} \quad (5.66)$$

que se puede escribir como:

$$NB_1 - NB_2 = \sum_{t=0}^I \frac{[(l_{2t}MC + DSC_{2t}) - (l_{1t}MC + DSC_{1t}) + (OC_{2t} - OC_{1t})]}{(1+r)^t} \quad (5.67)$$

Agrupando y redefiniendo los términos de pérdidas simultáneas como sigue:

$$NCS_{it} = DCS_{it} + VL_{it} \quad (5.68)$$

donde:

NCS_{it} Costo neto del suministro.

$VL_{it} = l_{it}MC$ Valor de pérdidas.

Rescribiendo la ecuación 5.64 como la diferencia de:

$$\Delta NB = \Delta NSC - \Delta_{OC} \quad (5.69)$$

$$\Delta NB = NB_1 - NB_2; \quad \Delta NSC = NSC_1 - NSC_2; \quad \Delta_{oc} = OC_1 - OC_2 \quad (5.70)$$

$$NSC_i = \sum_{t=0}^I \frac{NSC_{it}}{(1+r)^t} \text{ y } OC_i = \sum_{t=0}^I \frac{OC_{it}}{(1+r)^t} \quad (5.71)$$

en general OC es muy pequeño por lo tanto la ecuación 5.69 puede escribirse

$$\Delta NB = \Delta NSC \quad (5.72)$$

En otras palabras $NB_1 > NB_2$ y el sistema 1 provee el mejor beneficio neto y si tiene además un valor más bajo en el costo neto del suministro $NSC_1 < NSC_2$.

Alternativamente, se puede argumentar que NB será máximo cuando NSC es mínimo.

Escribiendo $NSC = VL + DSC$ y tomando derivadas con respecto a las pérdidas físicas L

$$\frac{\partial}{\partial L} NCS = \frac{\partial}{\partial L} VL + \frac{\partial}{\partial L} DCS \quad (5.73)$$

El costo neto de suministro en el sistema de distribución es mínimo con respecto a las pérdidas cuando

$$\frac{\partial}{\partial L} NSC = 0 \quad \text{por lo tanto} \quad \frac{\partial}{\partial L} NSC = -\frac{\partial}{\partial L} VL \quad (5.74)$$

Esto indica que para optimizar el costo de suministro en el sistema de distribución, el costo marginal de suministro en distribución puede incrementarse hasta que el costo de las pérdidas está en su punto mínimo.

Esto se describe gráficamente en la figura 5.6 donde los costos se representan en el eje vertical y las pérdidas medidas en unidades físicas se indican sobre el eje horizontal. DSC es la curva descendiente y representa los costos o inversiones que decrecen mientras las pérdidas se incrementan.

VL (valor de pérdidas) es la curva inclinada hacia arriba. La suma de estos 2 valores da el NSC (costo neto de suministro). El punto mínimo de la curva NSC será el punto donde la inclinación de la curva VL es igual a la inclinación de la curva DSC, ignorando los costos de racionamiento.

La esencia del modelo de optimización busca disminuir los costos de pérdidas, para ello será necesario incrementar los costos de los sistemas de distribución que son fáciles de medir en términos como capital, mano de obra y combustibles; el valor de las pérdidas es más difícil de establecer. Por tanto, después de discutir la optimización de pérdidas, se establecerán las pérdidas físicas evaluadas en términos económicos.

5.8.2 Optimización económica de pérdidas en distribución.

Considerese el sistema de distribución de potencia eléctrica de la figura 5.5. El beneficio neto NB del consumo de electricidad desde el punto de vista social es dado por: $NB = TB - SC$

donde:

TB Beneficio total del consumo, depende de la cantidad de electricidad consumida.

SC Costo del suministro que se puede descomponer en dos partes.

$$SC = BSC + DSC$$

donde :

BSC Costo del suministro.

DSC Costo del sistema de distribución (inversion, operacion, mantenimiento, etc).

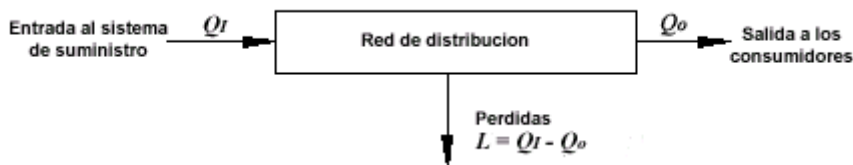


FIGURA 5.5. Representación simplificada de pérdidas en un sistema de distribución.

Se emplea VQ_I , como el valor de la energía que entra (Q_I) como una medida del BSC, tal que :

$$SC = VQ_I + DSC$$

$$NB = TB - VQ_I - DSC$$

Si se continua la alimentación Q_0 a los consumidores, pero se puede reducir las pérdidas de distribución L mejorando el circuito. Por lo tanto, las pérdidas de distribución aumentarán y VQ_I disminuirá, porque $Q_I = Q_0 + L$, y se tiene que asumir que Q_0 es constante, mientras que L ha disminuido gradualmente. TB permanecerá igual mientras que Q_0 es el mismo.

El cambio en el beneficio neto está dado por:

$$NB = -\Delta VQ_I - \Delta DSC = -\Delta VL - \Delta DSC \quad (5.75)$$

donde ΔVL es el cambio en el valor de las pérdidas el cual se asume negativo.

(Nótese que $\Delta VL = \Delta VQ_I$, aunque VQ_I es mucho más grande que VL)

En otras palabras:

Incremento en el beneficio neto = Disminución en el valor de las pérdidas - Aumento en los costos del sistema de distribución

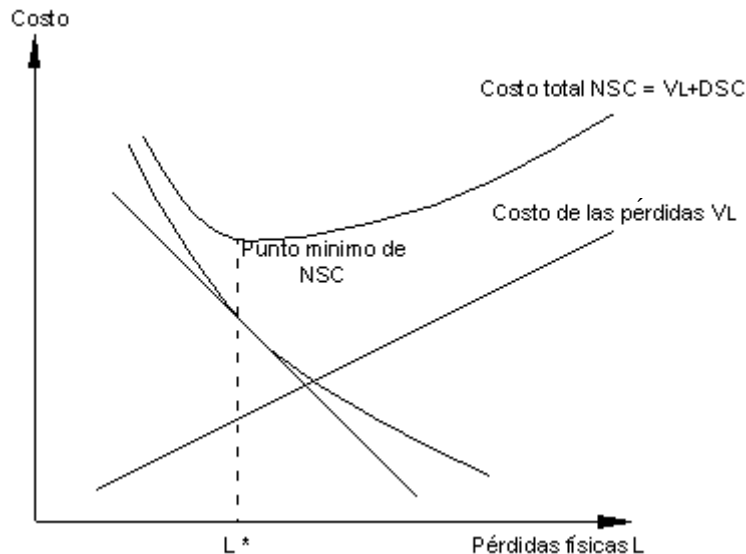
Por lo tanto, el beneficio neto para la sociedad puede incrementarse si la reducción en el valor de las pérdidas excede el incremento en los costos de distribución.

Luego, un criterio operacional para planear el sistema de distribución es que la reducción de pérdidas se puede continuar hasta un punto donde el incremento marginal en los costos de distribución serán exactamente contrarrestadas por la disminución en el valor de las pérdidas.

Se puede argumentar que el costo de suministro neto es:

$$NSC = VL + DSC \text{ y puede ser minimizado al maximizar } NB$$

Estas relaciones son resumidas en la figura 5.6 donde se muestra este concepto para obtener el nivel óptimo de pérdidas en un componente del sistema de distribución, la cual ocurre cuando NSC (que es la suma de VL y DSC) es mínima.



Nota: L^* ocurre en el punto mínimo de NSC. Alternativamente la pendiente negativa de DSC es igual a la pendiente positiva de VL en este punto.

FIGURA 5.6. Nivel económico óptimo de pérdidas.

5.8.3 El valor económico del kW y del kWh de pérdidas.

En los estudios de Ingeniería que hasta ahora se han realizado se ha puesto énfasis en la evaluación de las pérdidas antes que los principios económicos.

Aunque conceptos tales como VALOR PRESENTE de los ingresos anuales requeridos, los costos nivelados anuales, los costos anuales y los costos de inversión equivalente son utilizados, esto no es una aplicación de la teoría económica en el procedimiento antes mencionado.

Como punto principal se hace que ambas cantidades, el kW y el kWh de pérdidas de distribución en varios períodos de tiempo pueden ser evaluados en el largo plazo del costo marginal (LRMC) del suministro de un sistema de alimentación. La evaluación del kWh de pérdidas de energía no es el mayor problema. Si las pérdidas de distribución disminuyen en un momento dado, el volumen de alimentación LRMC de energía en diferentes tiempos (por ejemplo, pico, no pico o por ejemplo por estaciones del año) proveen una medida del valor del kWh de pérdidas en los sistemas de distribución.

Por lo tanto, cuando el sistema de distribución sufre reformas, el cambio más grande ocurre con respecto a los kW de pérdidas durante el período pico. Aunque los picos de los alimentadores de distribución y el pico de todo el sistema no sean coincidentes, alguna reducción en los kW de pérdidas durante el pico del sistema conducirá hacia ahorros en la capacidad de generación y transmisión (G y T). Aun cuando las inversiones en G y T no sean aplazadas ahora, los LRMC de los kW suministrados totales pueden ser usados como un

apoderado para el valor de los kW de pérdidas en los sistemas de distribución a la hora pico de todo el sistema, como se dijo antes.

Luego, las pérdidas y las cargas consumidoras son indistinguibles hasta donde todo el sistema será considerado. Si por ejemplo, las pérdidas no imponen la capacidad de carga del sistema, luego los costos incrementales de servicio a los consumidores también serán ignorados. Por lo tanto en una planeación óptima de un sistema eléctrico hay 2 condiciones que deben satisfacerse :

- a) Precio óptimo igual al LRMC de alimentación.
- b) Costo incremental óptimo del sistema remodelado igual a costos ahorrados debido al mejoramiento de la confiabilidad.

Cuando las pérdidas son reducidas, esto es debido o equivalente a una reducción en la demanda. Luego la capacidad adicional del sistema puede ser aplazada y los costos ahorrados son representados por el LRMC del sistema de suministro.

Alternativamente, si el sistema G y T se expande, las inversiones continúan relativamente inalterables, cuando la confiabilidad del sistema ha mejorado se ahorrarán estos costos que son equivalentes a los ahorros marginales que han sido realizados aplazando los costos de G y T.

5.9 CÁLCULO DE PÉRDIDAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

En este numeral se indican procedimientos generalmente aceptados, suposiciones y ecuaciones usadas en el cálculo de voltajes, cargas y pérdidas en sistemas de distribución.

En la figura 5.7 se ve un sistema de distribución muy simplificado que consiste en una subestación de distribución, sistema primario, transformador de distribución y sistema secundario. Esto se usará para ilustrar los cálculos de voltaje, carga y pérdidas para los siguientes componentes:

1. Sistema primario y secundario
2. Subestación y transformador de distribución
3. Corrección del factor de potencia con capacitores.

5.9.1 Sistema primario y secundario.

La demanda de la carga 1 requiere voltaje y corriente para llevar a cabo una tarea que es medida como:

$$\text{Potencia (W)} = \text{Voltaje (V)} \times \text{Corriente (A)} \times \cos\phi$$

Las resistencias eléctricas de los componentes del sistema entre la fuente (subestación) y la carga, causan caídas de voltaje y pérdidas :

La caída de voltaje es función de la corriente I y la resistencia R

Las pérdidas están en función del cuadrado de la corriente I^2 y la resistencia R

Las pérdidas de energía son la suma de las pérdidas de potencia $I^2 R$ sobre el tiempo (h).

Los cálculos de voltaje / carga / pérdidas en un sistema primario de distribución constituyen una situación clásica :

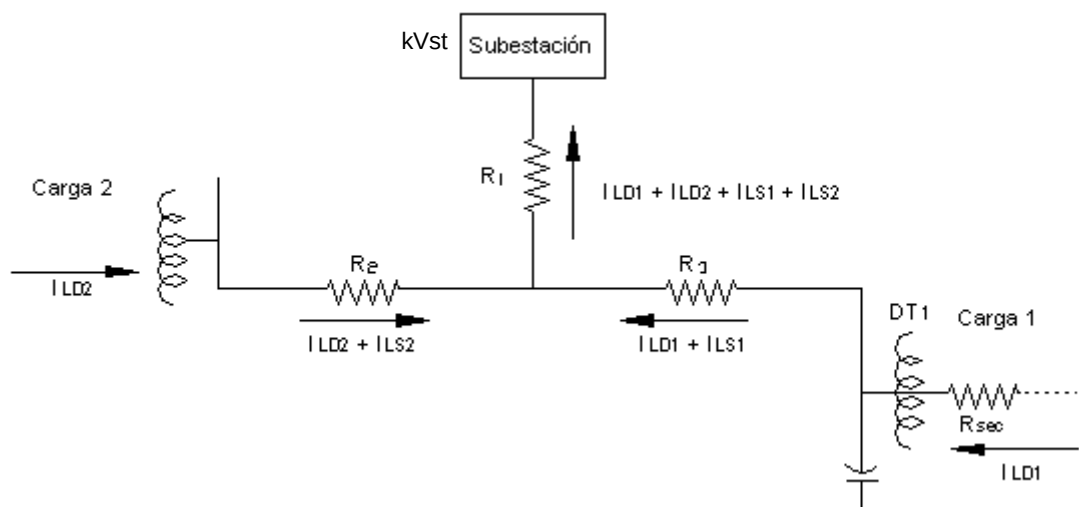


FIGURA 5.7. Sistema de distribución típico

El voltaje en la subestación kVst. es conocido pero el nivel baja debido a las resistencias que se encuentran más allá de la subestación.

El nivel de voltaje en cada punto de carga se requiere para calcular la cantidad de corriente I requerida por cada carga.

Sin embargo la corriente I depende del nivel de voltaje (el cual no es conocido) y las pérdidas en la línea dependen del cuadrado de esta también desconocida corriente.

Todo lo que realmente se conoce inicialmente es:

- El nivel de voltaje en la subestación.
- Las características eléctricas de líneas y equipos.
- Las demandas aproximadas y los centros de carga.

El cálculo de voltaje / carga / pérdidas en sistemas primarios y secundarios es un proceso iterativo. Este simple proceso se resume como sigue :

1. Se asume el nivel de voltaje de la carga más alejada (digamos la carga 1) asumido.

2. La corriente I_{LD1} para la carga es calculada con base en una demanda fija para dispositivos no sensibles al voltaje como motores o una demanda variable para dispositivos como lámparas incandescentes.
3. La corriente I_{LD1} es usada en el cálculo de las pérdidas $I_{LD1}^2 \times R_{Sec}$ en la porción del sistema que sirve la carga 1
4. Lo anterior se repite para todas las cargas y todas las secciones de un alimentador con flujo de carga en cada sección acumulada y anotada.
5. Ahora, al comenzar la línea en la subestación con un voltaje conocido KVst, cálculos de caída de voltaje en el final del alimentador usando las cargas y las pérdidas calculadas en los pasos 1 a 4.
6. El nivel de voltaje en la carga 1 asumido en el paso 1 se compara con el nivel de voltaje calculado en el paso 5. Si estos no son iguales, se asume un nuevo nivel de voltaje y se repiten los pasos 1 a 5.

El proceso iterativo anterior puede llegar a ser muy tedioso, se lleva mucho tiempo y resulta costoso para alimentadores complejos que sirven centenares de centros de carga. Manualmente un Ingeniero puede requerir 40 horas para calcular voltajes, cargas y pérdidas para un alimentador complejo y en cambio un computador digital puede hacerlo en segundos.

La división de los sistemas de distribución primaria o secundaria en cargas y secciones de línea dependerá de la configuración de las cargas. La figura 5.8 ilustra las 3 configuraciones básicas de carga:

- a) Una carga concentrada como el arreglo más simple.
- b) Cargas iguales uniformemente distribuidas sobre una línea pueden reemplazarse por una carga equivalente total.
- c) Cargas desiguales distribuidas no uniformemente requieren un análisis por nodos y secciones.

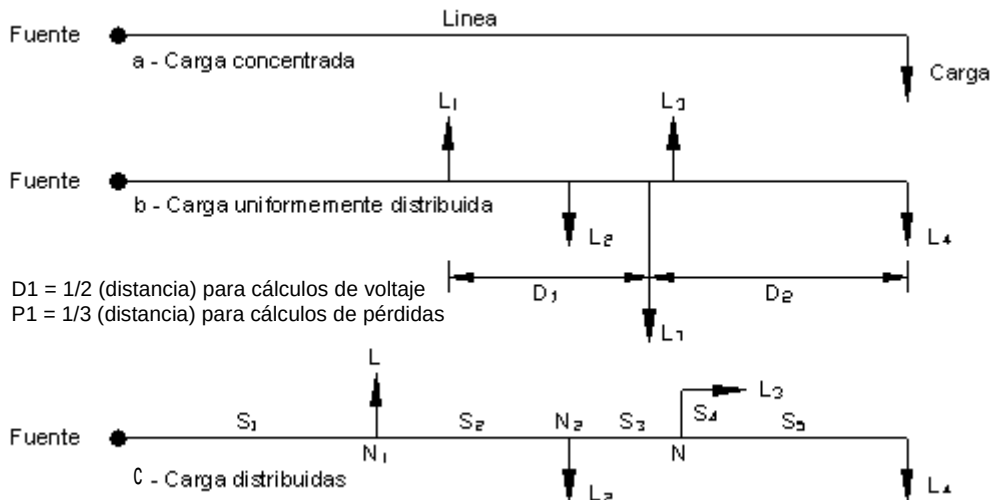


FIGURA 5.8. Configuración de las cargas.

En la práctica la mayoría de los alimentadores son tipo C y requieren de muchos cálculos.

Para el sistema simplificado que se muestra en la figura 5.9a

$$\text{Corriente } I = \frac{kW}{kV_{LL} X \sqrt{3}} \quad [\text{A}] \quad (5.76)$$

donde:

kV_{LL} = Voltaje línea - línea en la carga = kV fuente - caída de voltaje

kW = Carga trifásica en kilowatts

Caída de voltaje $\Delta V = I(R \cos \phi + X \sin \phi)$ referida a un solo conductor (L - N) (5.77)

R = Resistencia en Ω

$\cos \phi$ = Factor de potencia de la carga

I = Corriente en (A)

X = Reactancia en Ω

La caída de voltaje línea-línea trifásica es 0.5 veces el valor dado por la ecuación 5.77 y la caída de voltaje monofásica es 2 veces este mismo valor.

El diagrama vectorial de la figura 5.9b muestra que la ecuación de caída de voltaje es aproximada, pero es suficientemente exacta para propósitos prácticos.

Las pérdidas para el sistema simplificado se calculan así:

$$\text{Pérdidas} = I^2 \times R \quad (\text{W})$$

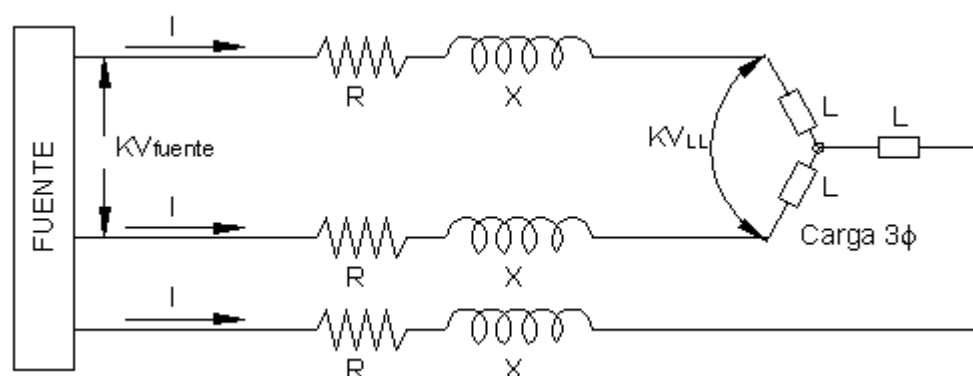
Para un sólo conductor y para las 3 fases es 3 veces este valor.

5.9.2 Subestaciones y transformadores de distribución.

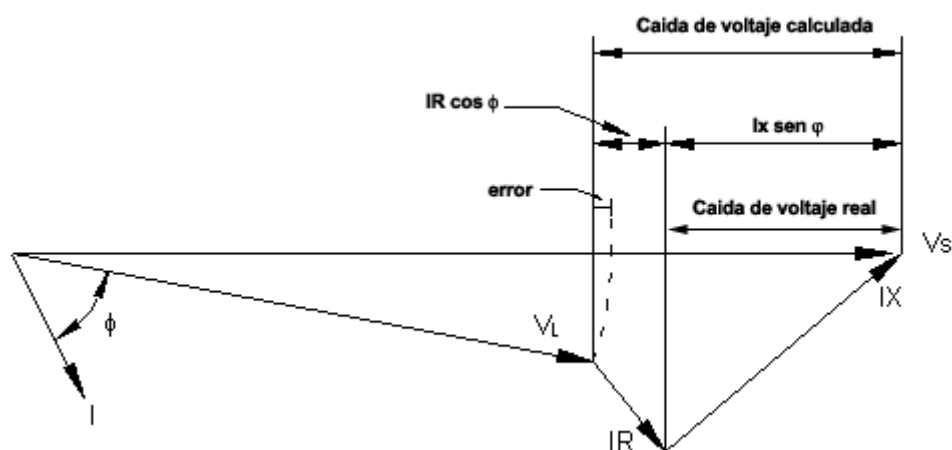
Un transformador básico se ilustra en la figura 5.10. La demanda total del transformador consiste en las pérdidas en el núcleo y las demandas asociadas con las cargas. Aquí hay que tener en cuenta:

1. Pérdidas de potencia = $I^2 \times R$
2. Pérdidas de energía = $I^2 \times R \times t$.
3. Pérdida de vida útil si la carga excede la capacidad en un período grande de tiempo.

Las pérdidas en el núcleo y la resistencia de los transformadores se pueden obtener del fabricante y de la placa de características. Para propósitos de estimación en las tablas 5.3 y 5.4 se indican los valores típicos de pérdidas con carga y sin carga de los tamaños más comunes de transformadores monofásicos construidos bajo normas NEMA.



a) Sistema trifásico simplificado



b) Diagrama vectorial.

FIGURA 5.9. Sistema trifásico simple y diagrama fasorial.

La relación entre el factor de carga y el factor de pérdidas está dado por la ecuación empírica de la forma:

$$\text{Factor de pérdidas} = 0.15 \text{ Factor de carga} + 0.85 (\text{Factor de carga})^2$$

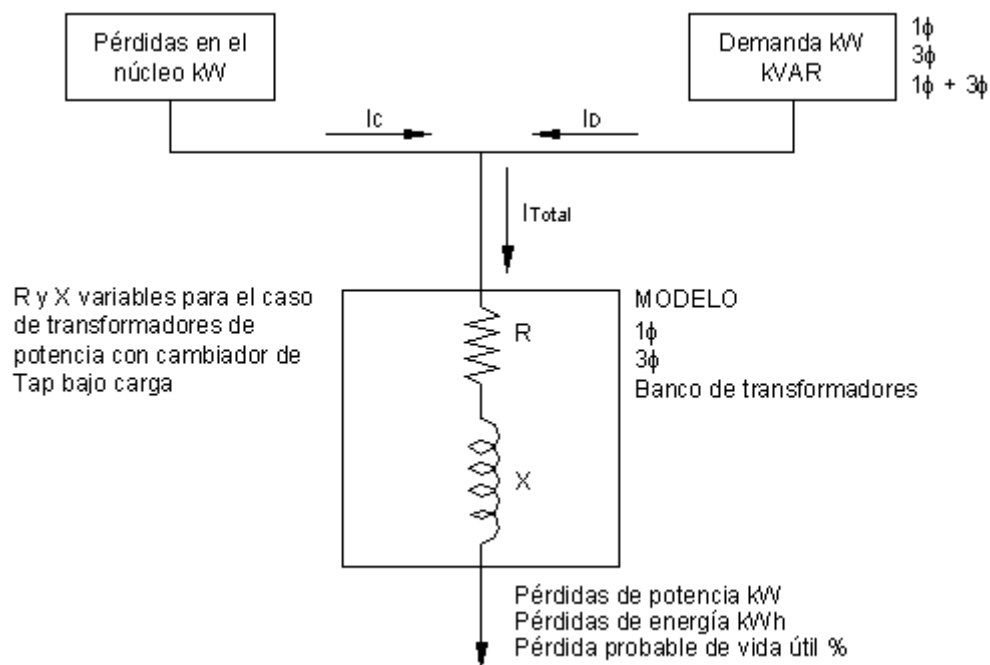


FIGURA 5.10. Modelo de transformador básico

5.9.3 Corrección del factor de potencia.

La corrección del factor de potencia con capacitores se constituye en una de las medidas remediales contra las pérdidas de potencia y energía. Esto se discutirá usando el sistema de la figura 5.11

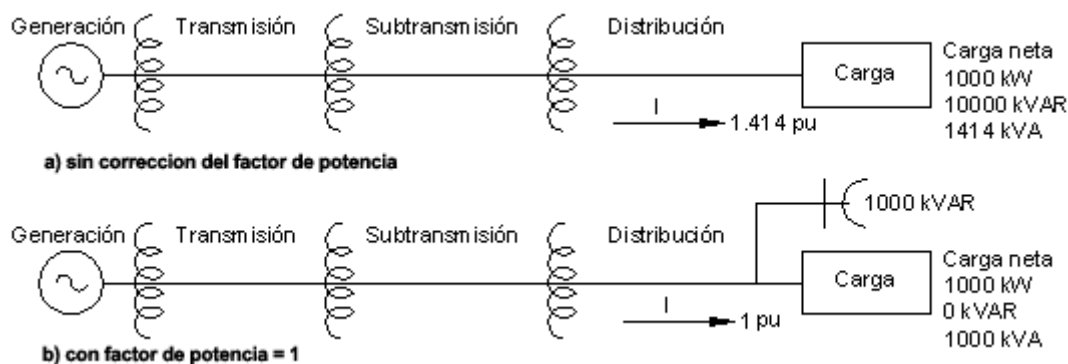


FIGURA 5.11. Corrección del factor de potencia.

Los capacitores primarios han sido utilizados para corregir el factor de potencia y la regulación de voltaje desde hace 60 años.

Muchas cargas especialmente motores y nuevos tipos de dispositivos electronicos (tales como controladores de velocidad e inversores) tienen alta demanda de potencia reactiva.

TABLA 5.3. Pérdidas en transformadores de distribución. Unidades monofásicas típicas (GO H2)

kVA	2400 / 4160 Y a 120 / 240 voltios		4800 / 8320 Y a 120 / 240 voltios		7200 / 12470 Y a 120 / 240 voltios		14400 / 24949 GRD Y a 120 / 240 voltios		34500 GRD Y / 19920 a 120 / 240 voltios	
	Pérdidas en W		Pérdidas en W		Pérdidas en W		Pérdidas en W		Pérdidas en W	
	sin carga	Total	Sin carga	Total	Sin carga	Total	Sin carga	Total	Sin carga	Total
5	36	125	36	133	36	138	36	142	---	---
10	59	100	59	183	59	184	59	200	59	202
15	76	232	76	242	76	255	76	263	76	290
25	109	300	109	370	109	404	109	420	109	432
37.5	158	495	158	521	158	550	158	565	158	557
50	166	611	166	613	166	671	166	717	166	714
75	274	916	274	918	274	937	274	1024	274	981
100	319	1192	319	1146	319	1200	319	1300	319	1247
167	530	2085	530	2085	530	2085	530	2085	530	2035
	240 / 480		240 / 480		240 / 480		240 / 480		240 / 480	
250	625	2800	625	2800	625	2800	625	2800	625	2800
333	800	3400	800	3400	800	3400	800	3400	800	3400
500	1100	4850	1100	4850	1100	4850	1100	4850	1100	4850

En este ejemplo, se asume que la carga tiene un factor de potencia en atraso, con las siguientes carateristicas:

Demanda de potencia activa = 1000 W

Demanda de potencia reactiva = 1000 kVAR

5.9.4 Procedimiento simplificado (primera aproximación).

Puede ser posible y altamente decisivo desarrollar algunas tablas y gráficos para tener alguna idea aproximada de las pérdidas para transformadores de subestacion distribuidora de alimentadores primarios, de transformadores de distribución y de sistemas secundarios.

Estos gráficos pueden ser desarrollados usando programas de análisis y generando los datos básicos.

TABLA 5.4. Pérdidas en transformadores de distribución. Otras características de voltaje

Porcentaje de voltaje nominal	Porcentaje de pérdidas sin carga	Porcentaje de pérdidas con carga	Porcentaje de voltaje nominal	Porcentaje de pérdidas sin carga	Porcentaje de pérdidas con carga
80	0.61	1.56	100	1.00	1.00
81	0.62	1.52	101	1.03	0.98
82	0.64	1.47	102	1.06	0.96
83	0.66	1.45	103	1.08	0.94
84	0.67	1.41	104	1.12	0.93
85	0.69	1.37	105	1.25	0.86
86	0.71	1.36	106	1.18	0.89
87	0.72	1.32	107	1.21	0.88
88	0.74	1.28	108	1.25	0.86
89	0.76	1.25	109	1.28	0.84
90	0.77	1.24	110	1.32	0.83
91	0.79	1.21	111	1.36	0.81
92	0.81	1.18	112	1.39	0.80
93	0.83	1.15	113	1.44	0.79
94	0.85	1.13	114	1.48	0.77
95	0.88	1.11	115	1.52	0.76
96	0.90	1.09	117	1.60	0.75
97	0.92	1.07	117	1.60	0.73
98	0.95	1.04	118	1.65	0.72
99	0.98	1.02	120	1.74	0.70

Los gráficos para conductores pueden ser algo más semejantes a la figura 5.12 con diferentes curvas para varios voltajes y fases. El gráfico puede proveer las pérdidas de kW pico y un segundo gráfico (figura 5.13) puede indicar las pérdidas de energía. Las gráficas para un grupo de transformadores (figura 5.14) puede desarrollarse obteniendo las pérdidas en el cobre en el pico así como las pérdidas sin carga anuales. La figura 5.13 se puede usar para determinar las pérdidas de energía anual debido a las pérdidas en el cobre.

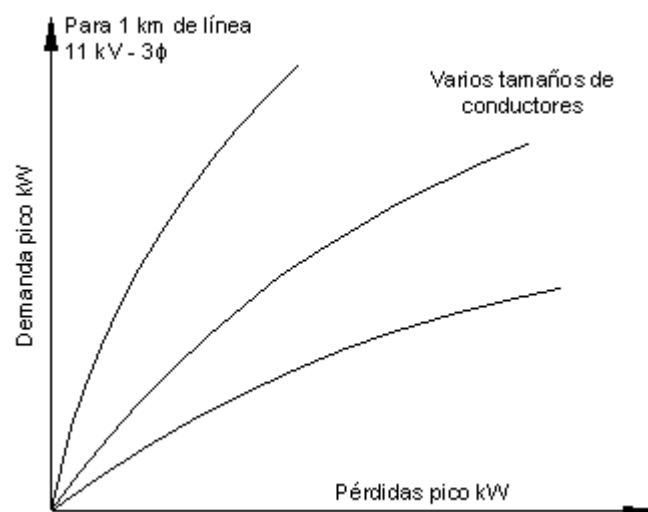


FIGURA 5.12. Demanda pico vs pérdidas pico

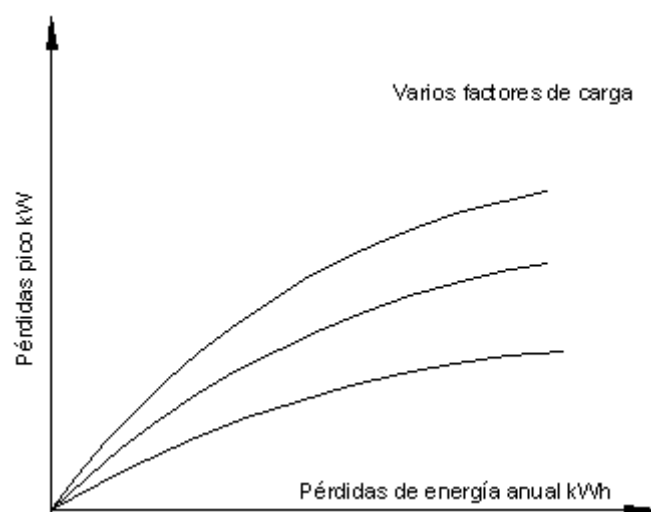


FIGURA 5.13. Pérdidas pico vs pérdidas de energía.

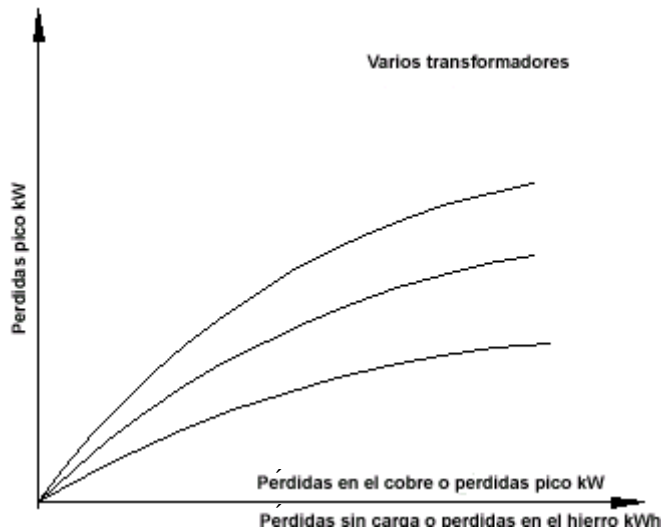


FIGURA 5.14. Demanda pico vs pérdidas en transformadores.

Un grupo de tablas o gráficas costo-beneficio puede desarrollarse y salir publicado en forma de manual. Este principio beneficio - costo puede ser un poco aproximado porque de las simplificaciones asumidas requeridas se conserva el número de parámetros y casos analizados sin límites prácticos.

Las opciones más interesantes pueden ser:

1. Corrigiendo el factor de potencia.
2. Cambio de conductores.
3. Cambio del transformador de la subestación.
4. Cambio del transformador de distribución.
5. Sistemas secundarios descentralizados.

Los parámetros son :

1. Costos de instalación, desmonte, reemplazo y compras de materiales.
2. Tasas de descuento (discount rates).
3. Costos de demanda y energía.
4. Costos O y M.

Para el caso que se está analizando se tiene que:

$$\text{Demanda de potencia aparente} = (1000^2 + 1000^2)^{1/2} = 1414 \text{ kVA}$$

$$\text{Factor de potencia} = \frac{1000 \text{ kW}}{1414 \text{ kVA}} \times 100 = 70.7 \%$$

La corriente en pu es proporcional a los kVA y es 1.414.

Sin corrección del factor de potencia, los 1414 kVA de carga pueden ser transportados todos a través del sistema desde el generador hasta la carga. La caída de voltaje y las pérdidas asociadas con el transporte de 1414 kVA de carga será proporcional a la corriente y al cuadrado de la corriente respectivamente.

Caída de voltaje proporcional al valor pu de la corriente = 1.414 pu

$$\text{Pérdidas proporcionales al cuadrado de la corriente en pu} = (1.414 \text{ pu})^2 = 2.0$$

Los 1000 kVAR en atraso de la carga pueden ser corregidos por un banco de capacitores de 1000 kVAR localizado en el centro de la carga. La carga resultante del sistema es :

Demanda de potencia activa = 1000 kW

Demanda de potencia reactiva = 0 kVAR

Demanda de potencia aparente = 1000 kVA

$$\text{Factor de potencia} = \frac{1000 \text{ kW}}{1000 \text{ kVA}} \times 100 = 100 \%$$

La corriente es proporcional a los kVA o sea 1 pu

La caída de voltaje y las pérdidas asociadas con la carga corregida son ahora:

$$\text{Caída de voltaje con carga corregida} = \frac{1.00}{1.414} \times 100 = 70.7 \%$$

$$\text{Pérdidas con carga corregida} = \frac{(1.00)^2}{(1.414)^2} \times 100 = 50 \%$$

Los capacitores reducen la caída de voltaje en un 29.3 % y las pérdidas en un 50%.

El efecto sobre la caída de voltaje y sobre las pérdidas al corregir el factor de potencia puede calcularse con las ecuaciones anteriores o estimarlas de la tabla 5.5.

TABLA 5.5. Efecto de la corrección del factor de potencia sobre la caída de voltaje y las pérdidas

Factor de potencia previo %	kVA pu		Nivel corregido	
	Previo	Nuevo	Caída Voltaje %	Pérdidas %
50	1.00	0.50	50	25
55	1.00	0.55	55	30
60	1.00	0.60	60	36
65	1.00	0.65	65	42
70	1.00	0.70	70	49
75	1.00	0.75	75	56
80	1.00	0.80	80	64
85	1.00	0.85	85	72
90	1.00	0.90	90	81
95	1.00	0.95	95	90

5.10 OPTIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN

Este numeral proporciona una visión de las metodologías que se proponen para llevar a cabo los principales objetivos de este proyecto:

- Separando las pérdidas técnicas.
- Reduciendo las pérdidas a un nivel económico.
- Incorporando las pérdidas a un proceso de toma de decisiones relativo a los criterios de operación y diseño.

5.10.1 Separación de pérdidas técnicas en los sistemas primarios.

En general, la separación de pérdidas técnicas en los niveles de generación y transmisión no son un problema porque estas instalaciones son usualmente bien medidas y bien monitoreadas (igual pasa con las subestaciones de distribución).

La separación de pérdidas del resto del sistema de distribución es más complejo y difícil. La figura 5.15 muestra una versión simplificada de un sistema de distribución. El transformador de la subestación de distribución puede ser medido y se pueden tomar medidas para cada alimentador primario conectado al barraje de la subestación. Pero la medida no llega hasta los contadores de los consumidores.

Algunas empresas de energía comparan la energía entregada a sus subestaciones sobre un período especificado de tiempo (1 año) con la energía total facturada a sus consumidores sobre el mismo período de tiempo.

La diferencia entre las dos cantidades es considerada como "Pérdidas de energía anuales". Por ejemplo, una empresa de energía ha registrado lo siguiente para 1 año:

Energía total entregada a las subestaciones : 645000 MWh

Total vendido : 470850 MWh

Diferencia (Pérdidas asumidas): 174150 MWh

Aparece que esta empresa tiene pérdidas de:

$$\text{Pérdidas} = \frac{174150}{645000} \times 100 = 27 \quad \% \text{ del total entregado a la subestación}$$

$$\text{Pérdidas} = \frac{174150}{470850} \times 100 = 37 \quad \% \text{ del total vendido}$$

Hay 2 fuentes principales de error es este método comúnmente empleado para el cálculo de pérdidas:

1. La diferencia entre la energía entregada a las subestaciones y la energía facturada incluida la energía usada por los consumidores pero no medida tales como fraudes, contadores malos y lecturas malas, no encuentra explicación.
2. Los contadores de la subestación de distribución son probablemente leídos en un mismo día y representa 12 meses de la energía real comprada. Por lo tanto, las lecturas de los contadores de los consumidores son espaciadas por un período de tiempo, así hay un retardo que tiende a distorsionar el análisis. Por ejemplo, si los consumidores son facturados con una mensualidad básica, diferentes contadores pueden leerse separadamente por muchas semanas (no hay simultaneidad en la medida).

Aun cuando este método produce resultados razonablemente exactos, esto no proporciona pistas de "donde" están ocurriendo las pérdidas. El método de repartición usado en este estudio fue desarrollado para determinar el "donde" de los flujos de carga en líneas de distribución primaria y secundaria y capacitar al ingeniero para separar las pérdidas técnicas de las no explicables.

La metodología se describe a continuación y se ilustra en la figura 5.16

1. Obtener o preparar un diagrama unifilar del sistema de distribución, incluyendo información sobre conductores, fases, transformadores de distribución, capacitores, reguladores, etc.
2. Obtener las demandas (kW y kVAR) de cada alimentador en cada subestación en el período pico del sistema.
3. Repartir las demandas de los alimentadores a los transformadores de distribución en proporción a su capacidad nominal.
4. Calcular las caídas de voltaje y las pérdidas de potencia pico usando la metodología descrita en el numeral 5.9
5. Comparar las demandas repartidas más las pérdidas con la demanda original en la subestación. Si la comparación no da favorable (dentro de un 1 %), se modifica la repartición de carga y se repiten los pasos 3, 4 y 5.
6. Las pérdidas de energía probables de cada alimentador se pueden obtener de los factores de pérdidas (Ver metodología del capítulo 2)

Nota : Esta metodología requiere de un proceso iterativo apoyado de un computador.

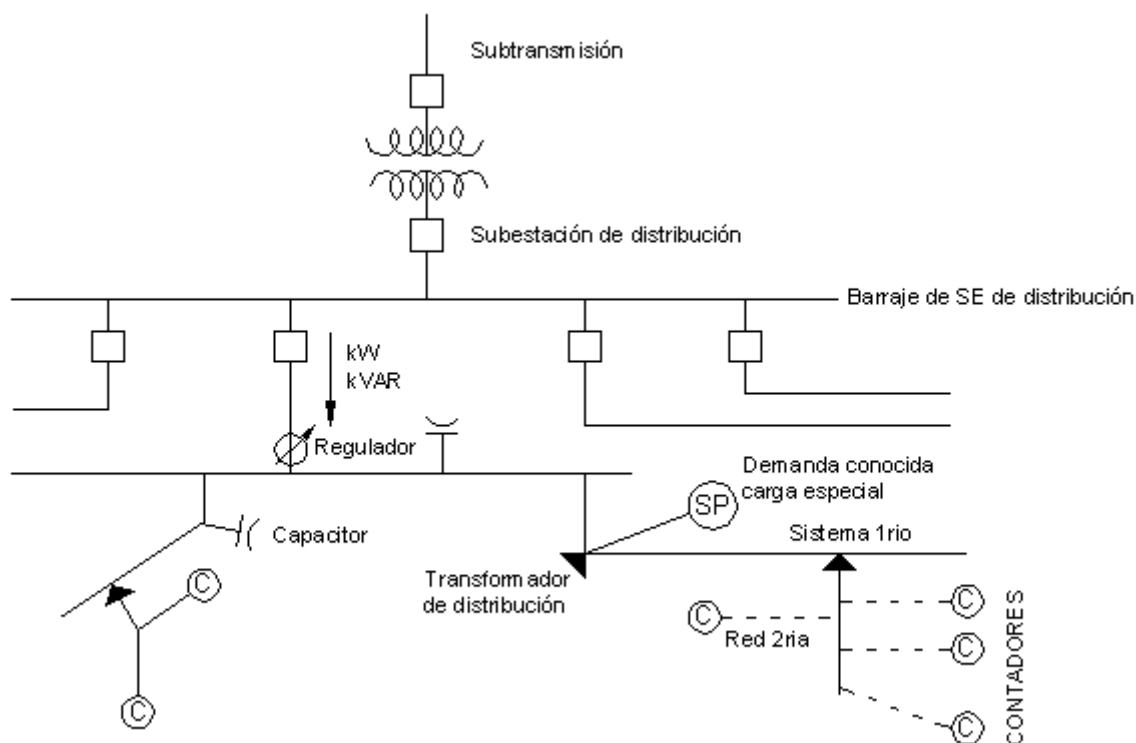


FIGURA 5.15. Sistema de distribución simplificado.

5.10.2 Separación de pérdidas técnicas en transformadores de distribución.

Existen dos alternativas generalmente aceptadas para obtener las cargas existentes en los transformadores de distribución :

1. Mediante mediciones directas: se instalan registradores de demandas en los transformadores seleccionados durante la época de demanda pico (1/3 de los transformadores cada año). Otro método de medida empleando operarios o linieros con pinzas voltamperimétricas midiendo la carga durante el período pico.
2. Energía usada por los consumidores: Este método frecuentemente llamado Manejo de carga de transformador (TLM) es muy efectivo, y para muchas empresas de energía la relación costo-beneficio es aproximadamente de 15 a 1 (\$ 15 ahorrados por cada \$ 1 de costo). El método TLM opera de la siguiente manera :
 - a) Cada usuario es relacionado con su correspondiente transformador de distribución
 - b) La energía usada (kWh) para el mes pico es obtenido de las grabaciones de consumo (Registro de contadores) y totalizada para cada transformador.

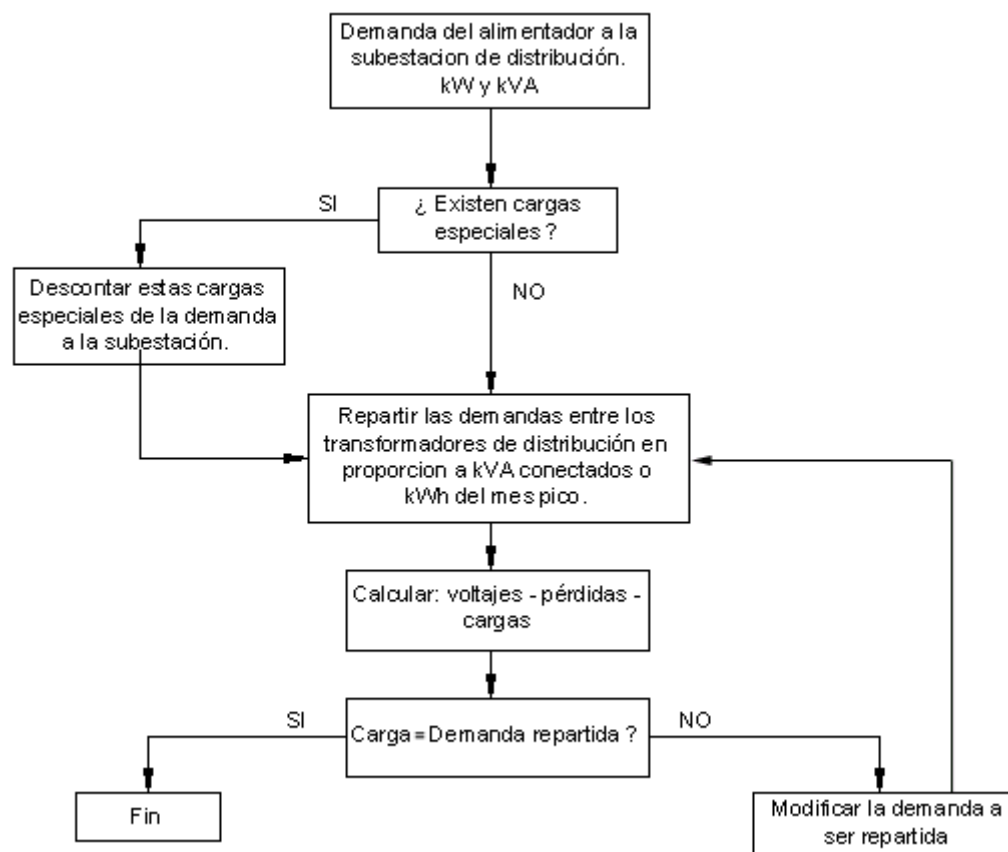


FIGURA 5.16. Repartición de las demandas por alimentador.

- c) La demanda del transformador es calculada de la energía y número de consumidores por clase de servicio basado en ecuaciones derivadas para cada servicio. Por ejemplo, una relación empírica que fue deducida de un examen de muchas empresas de energía de USA es la siguiente.

$$\text{kVA demanda} = 7,3 + 3,523 \times \text{kWh} - (0,022 \times \text{kWh})^2$$

donde kWh es la energía usada en un mes.

Esta ecuación es una buena aproximación para consumos que están entre 2000 y 15000 kWh / mes. Después de que la demanda ha sido determinada para un transformador, las pérdidas sin carga, con carga y de energía se pueden calcular como se indica en el capítulo 2.

5.10.3 Separación de pérdidas técnicas en sistemas secundarios.

Los sistemas de distribución estilo europeo se basan en grandes transformadores de distribución alimentando extensas redes secundarias. Un sistema como el que se muestra en la figura 5.17 puede servir de 50 a 200 consumidores.

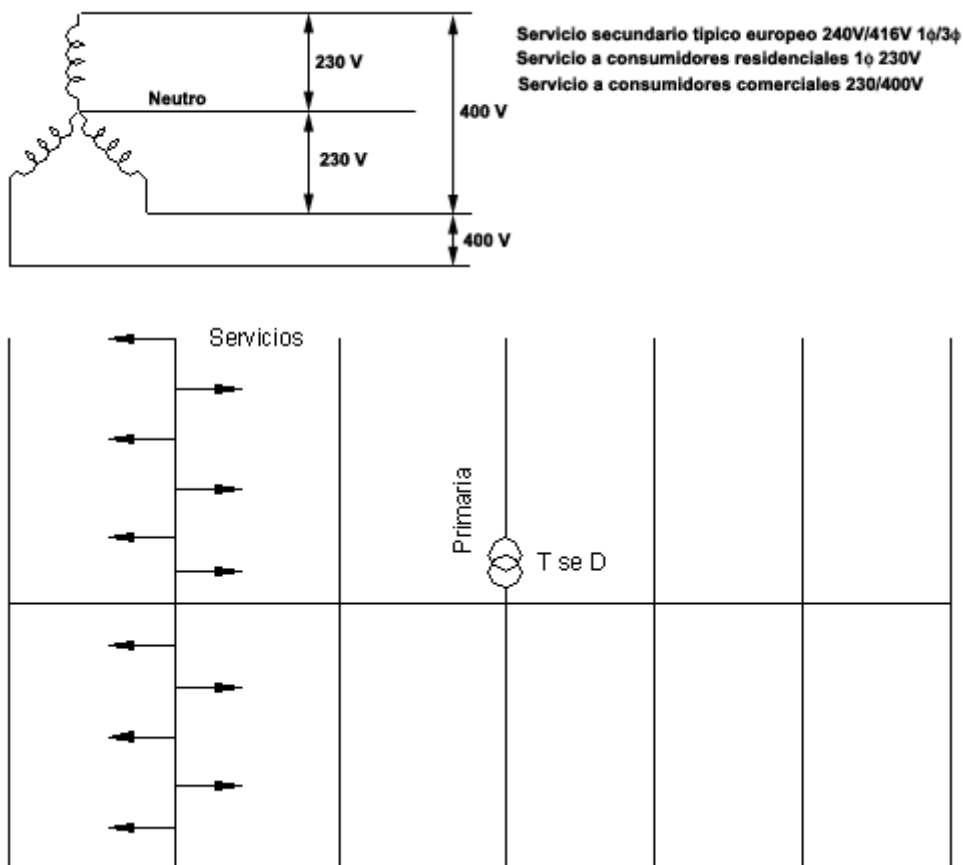


FIGURA 5.17. sistema secundario típico europeo 240/416V (1φ/3φ).

Hay 2 métodos generalmente aceptados para determinar la carga de un sistema secundario:

1. Medir suficiente número de puntos para determinar las demandas en el transformador, en los alimentadores principales y en los ramales (esto es extenso y tedioso).
2. Expandir el sistema TLM para incluir así el sistema secundario:
 - a) Determinar la demanda del transformador como se describe al principio de este numeral.

b) Repartir la demanda del transformador entre los segmentos del sistema secundario en una forma similar a la metodología descrita para el sistema primario e ilustrado en la figura 5.16.

3. Desarrollar lo siguiente y usarlo en el cálculo de carga del sistema secundario :

a) Factores de coincidencia para varias cantidades y clases de consumidores como las que se muestran en la figura 5.18.

b) Relaciones entre la demanda y la energía mensual requerida por clases de consumidores como se muestra en la figura 5.19.

Nota : los datos de la figura 5.18 y 5.19 están basados en consumidores residenciales de USA, no ilustran los datos que necesitamos y sólo sirven como comparación.

5.10.4 Reducción económica de pérdidas.

La figura 5.20 ilustra el procedimiento básico para determinar los niveles económicos para todos los componentes del sistema. La siguiente es una breve descripción de este procedimiento:

1. Seleccionar la porción del sistema a ser estudiado:

- Transformadores de estación distribuidora.
- Red primaria.
- Transformadores de distribución.
- Red secundaria.

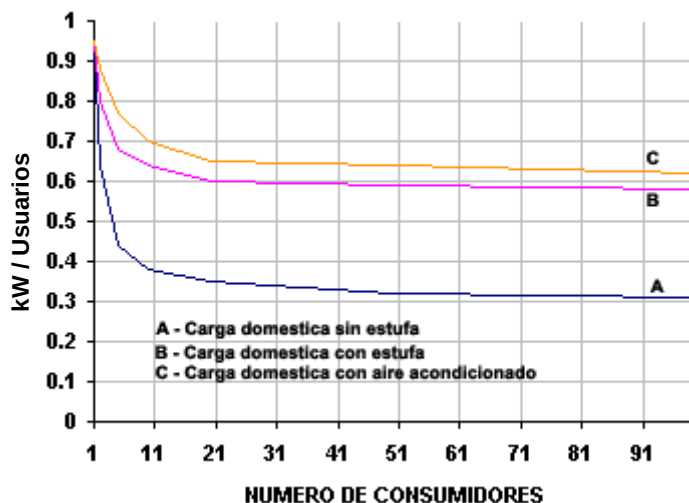


FIGURA 5.18. Factores de coincidencia típicos para consumidores residenciales (US).

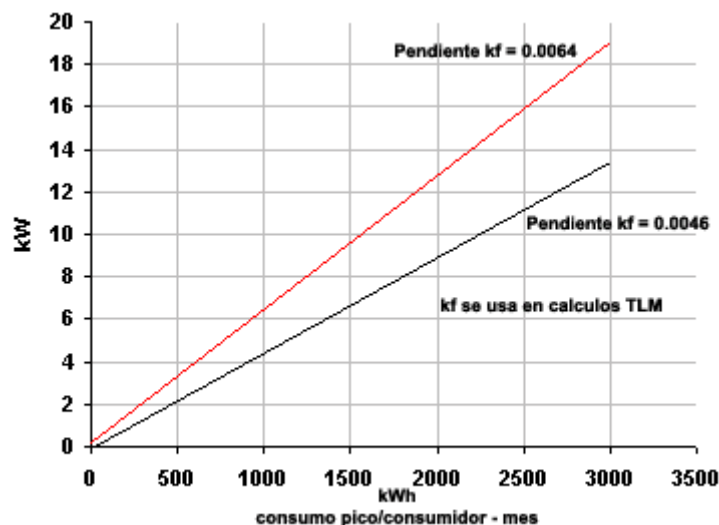


FIGURA 5.19. Demanda de los consumidores vs energía usada en estación de verano (US).

2. Obtener las características físicas y eléctricas de los componentes y la modelación del sistema. (manualmente o por computador).
3. Seleccionar un ciclo de carga (día, semana, mes, año, etc) y determinar los siguientes parámetros usando la metodología descrita en el capítulo 2:
 - Demanda pico.
 - Duración de la carga.
 - Factor de carga.
 - Factor de pérdidas.
4. Calcular las pérdidas técnicas usando la metodología descrita en el numeral 5.9
 - Pérdidas de pico (demanda).
 - Pérdidas de energía.
5. Seleccionar una alternativa práctica de cambio del sistema para reducir pérdidas :
 - Transformadores : reemplazándolo o cambiándole la carga.
 - Redes primarias : instalando capacitores.
6. Instalando Conductores nuevos (cambio de calibres)
 - Nuevas líneas.
 - seccionadores.
 - Cambios en niveles de voltaje.

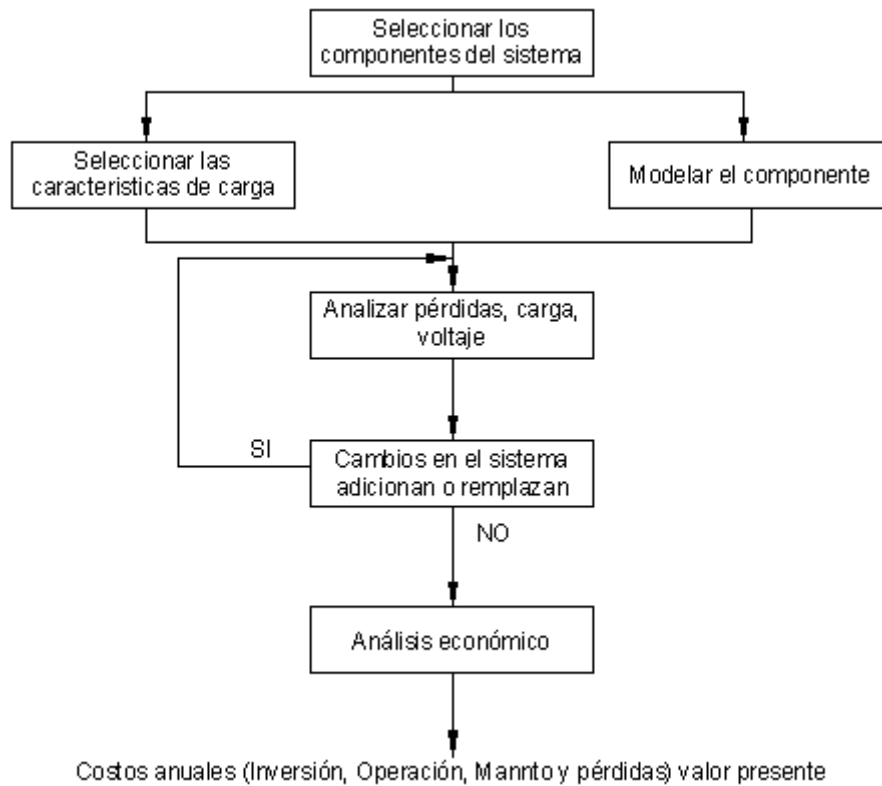


FIGURA 5.20. Determinación de los costos del sistema y los costos de pérdidas de transformadores, primarios y secundarios.

7. Determinar los costos asociados con cada alternativa

- Potencia (demanda y energía).
- Inversión del capital.
- Mano de obra.
- Materiales.
- Otros.
- Operación y mantenimiento.

8. Efectuar una evaluación económica de las alternativas usando la metodología del numeral 5.6

5.10.5 Criterio de diseño.

Es importante que el criterio de diseño tenga en cuenta el costo de las pérdidas. Esto es especialmente cierto para tamaños de conductores, carga normal y de emergencia de los conductores y transformadores, aplicación de reguladores y control del factor de potencia.

El procedimiento general para establecer un criterio de diseño es el siguiente:

1. Determinar las probables magnitudes de demanda y modelos de carga para los diferentes niveles del sistema. Usar los valores promedio como se sugiere en el capítulo 2 si las condiciones exactas no están disponibles.
2. Determinar los costos de instalación, operación y mantenimiento para la empresa de energía, evaluados para varios tamaños de conductores.
3. Imponer el modelo de carga indicado sobre la alternativa para un período de 20 años. Calcular las pérdidas usando las metodologías del numeral 5.11 y evaluar estas pérdidas por la metodología del numeral 5.8.
4. Derivar el valor presente de todos los costos (instalación, operación, mantenimiento y pérdidas para la alternativa y seleccionar la más económica encontrada).

5.10.6 Requerimientos y términos de las especificaciones para evaluar transformadores de distribución.

Es también importante para las empresas de energía, desarrollar especificaciones que incluyan criterios de pérdidas para evaluación de transformadores de distribución. Esto es todo pedido a los fabricantes de transformadores de distribución y debe contener:

1. La metodología de evaluación a emplear.
2. Los parámetros de carga que serán usados en la evaluación.
Factores de carga (Por estación o épocas climatológicas).
Factores de pérdidas (Por estación o estaciones climatológicas).
Ratas de crecimiento (Por estación o estaciones climatológicas).
Horizonte de estudio.
3. Costos de instalación y reemplazo.
4. Costos de capacidad por estaciones climatológicas.
5. Costo de energía por estaciones climatológicas.
6. La tasa de descuento.

Los fabricantes pueden entonces enfocar su diseño hacia la producción de transformadores con costos totales más bajos en un valor presente rebajado y disminuyendo la vida útil del transformador (compra, instalación, mantenimiento y el valor de pérdidas).

Otra alternativa útil es trabajar directamente con el fabricante para determinar costo de diseño más bajo, considerando ambos costos, de fabricación y de operación.

Los términos de especificación del transformador pueden también ser evaluados sobre la base de un ciclo de vida más bajo.

5.11 MODELOS ANALÍTICOS COMPUTARIZADOS

Los modelos computarizados de los diferentes componentes de un sistema de potencia (ver figura 5.21) proveen la base para un análisis del sistema que separa y reduce las pérdidas de potencia y energía. Estos modelos fueron usados para llevar a cabo las siguientes funciones:

1. Establecer metodologías para la separación de pérdidas técnicas en un sistema existente de otras demandas y energías no medidas tales como fraudes, contadores descalibrados y alimentación del servicio sin contador en cierta clase de usuarios.
2. Establecer metodologías para evaluar las principales alternativas de reducción de pérdidas en un sistema existente tales como: control del factor de potencia, cambio de conductores, cambio en los niveles de voltaje.
3. Establecer metodologías para inclusión de efectos de las pérdidas sobre los criterios de diseño y operación tales como: tamaño de conductores, uso de reguladores, carga inicial de equipos y niveles económicos de reemplazo.

El objetivo principal de la creación de un modelo computarizado de un componente de un sistema eléctrico consiste en trasladar los parámetros físicos y eléctricos en forma digital. El modelo digital puede luego usarse para determinar las caídas de voltaje probables, pérdidas y corrientes bajo una variedad de condiciones de simulación normal y de emergencia.

Los modelos usados aquí están basados en unos desarrollados específicamente para empresas de energía eléctrica en los últimos 15 años. Estos modelos proveen un alto nivel de exactitud con datos disponibles fácilmente de revistas técnicas y fabricantes. Muchos de estos modelos han sido utilizados en proyectos del Banco Mundial.

5.11.1 Modelos de generación.

Estos modelos generalmente contienen todas las fuentes de potencia disponibles tales como: generación hidroeléctrica, térmicas a base de combustibles fósiles, centrales de potencia pico y compras de energía a otros sistemas interconectados.

En general, estos modelos son usados para determinar el costo asociado más bajo de las fuentes de generación y pronosticar sus necesidades. Las pérdidas juegan un papel menor en este estudio. La generación no está dentro del alcance de este estudio.

5.11.2 Modelos de transmisión.

Tal como en generación, los modelos para simulación de sistemas de transmisión son usados. Los modelos digitales incluyen flujo de carga, corrientes de cortocircuito y estabilidad. En algunos casos se usan modelos análogos como analizadores de transitorios de circuitos.

Las pérdidas de transmisión como un porcentaje de la generación total incluida la etapa de generación son normalmente del 3 o 4 % y son monitoreadas (por los centros de despacho de máquinas). Las pérdidas de transmisión también están fuera del alcance de este estudio.

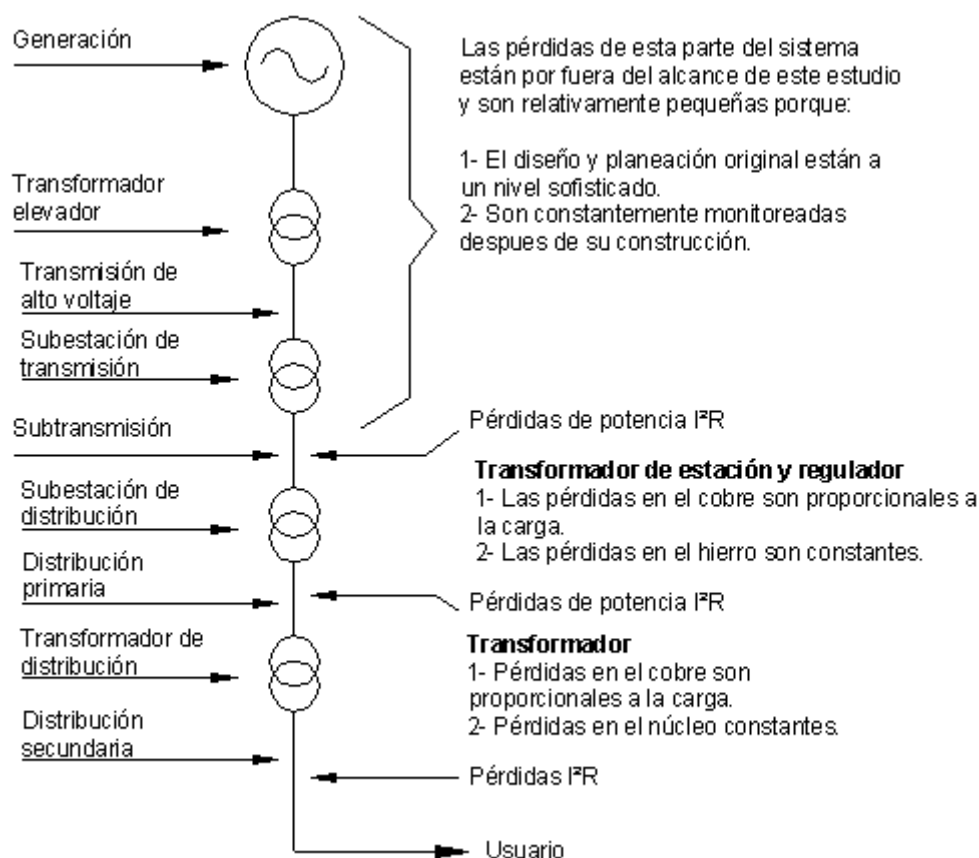


FIGURA 5.21. Localización de las pérdidas en el sistema.

5.11.3 Modelos de subtransmisión.

En general las líneas de subtransmisión son extensiones radiales de la subestación de transmisión, tienen voltajes que están en un rango de 34500 V a 120000 V y proveen potencia a las subestaciones de distribución. Las pérdidas de subtransmisión son evaluadas durante los estudios de transmisión usando técnicas de flujo de cargas.

Las cargas de estas líneas usualmente no son excesivas y las pérdidas son bajas. Estas líneas también son monitoreadas por los centros de control o de despacho de carga.

Las pérdidas en esta parte del sistema no son evaluadas directamente en este estudio.

5.11.4 Modelo para el sistema primario.

El modelo para el sistema primario usado en este estudio fue desarrollado en los últimos 30 años para estudios de planeación, diseño y operación.

Cada alimentador de distribución primaria es dividido en secciones de línea y nodos (véase figura 5.22) y luego el análisis de distribución primaria DPA lleva los siguientes parámetros a una base de datos :

Físicos	Eléctricos
Longitudes de línea	Impedancias
Conductores	Capacidades de corriente
Reguladores	Demandas
Capacitores	Factores de Potencia
Transformadores	
Fasaje	

Los programas analíticos usan mapas digitales y bases de datos para calcular voltajes, cargas, pérdidas y corrientes de falla para cada sección de líneas de cada alimentador. Los programas permiten al Ingeniero variar los siguientes parámetros y obtener el efecto sobre las pérdidas :

Niveles de voltaje	Interconexión
Niveles de carga	Cargabilidad
Factor de potencia	Fasaje
Conductores	

La figura 5.23 da una visión de un modelo (base de datos) de un sistema primario, los programas que manejan la base de datos y los modelos analíticos basados en este estudio.

La figura 5.24 muestra un diagrama unifilar del alimentador empleado para estos ejemplos y se puede dibujar usando el DPA data base.

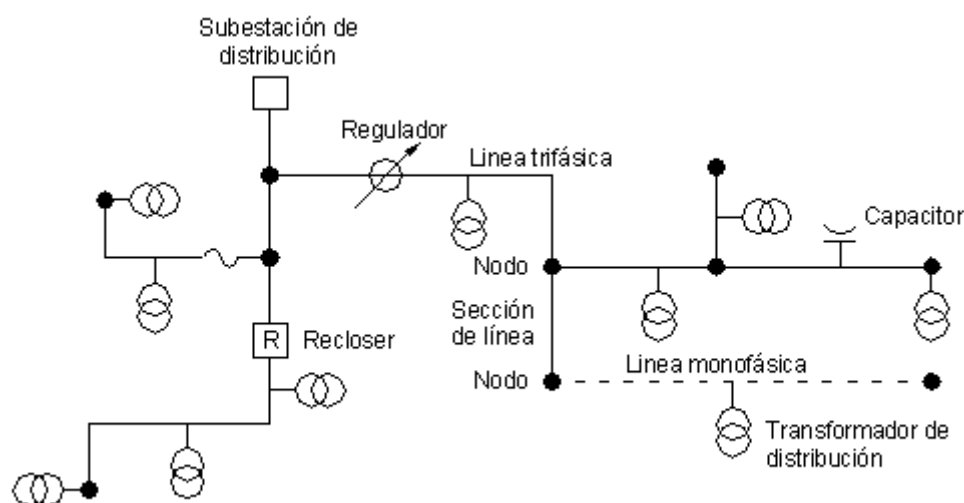


FIGURA 5.22. Modelo de línea primaria.

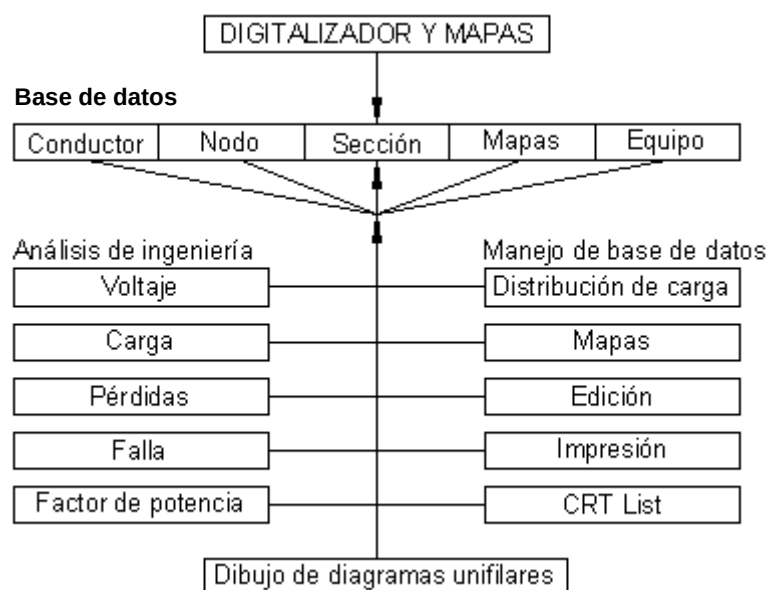


FIGURA 5.23. Sistema de ingeniería de distribución computarizado.

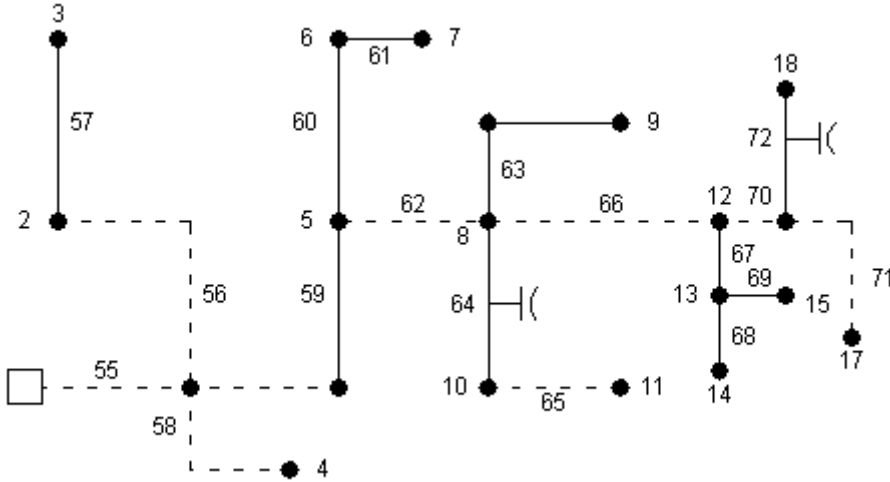


FIGURA 5.24. Diagrama unifilar del alimentador estudiado

5.11.5 Modelo del transformador básico.

En la figura 5.10 se muestra un modelo simplificado o básico. Las características eléctricas del transformador (lado de alta y baja) son representados por una impedancia (resistencia R y reactancia X).

La carga del transformador y las pérdidas sin carga son impuestas por la impedancia para determinar las pérdidas con carga.

El modelo contiene además, los parámetros para determinar la pérdida probable de vida útil cuando se exceden los niveles de carga predeterminados bajo niveles de temperatura ambiente específicos.

El modelo también está capacitado para simular transformadores monofásicos, trifásicos y bancos de transformadores. Las pérdidas sin carga y con carga así como la probable pérdida de vida útil pueden determinarse para cargas monofásicas, trifásicas o mixtas (monofásicas y trifásicas).

5.11.6 Modelo del transformador de potencia.

Los transformadores de potencia que están localizados en las subestaciones de distribución reciben potencia de los sistemas de subtransmisión a 33 kV o 69 kV y entregan potencia al sistema primario a 13.2 kV, 12.5 kV o 11.4 kV.

Los transformadores de potencia se pueden representar por el modelo básico del transformador, pueden tener cambiadores de Tap bajo carga TCUL el cual hace posible que el transformador suministre potencia al sistema primario a niveles de voltaje estables con los niveles de carga. En general, los transformadores TCUL entregan potencia dentro de un rango de $\pm 10 \%$ del voltaje nominal (13200 ± 1320 V).

La representación de un transformador de potencia TCUL requiere de una variación especial en el modelo básico mostrado en la figura 5.10; sólo hay que colocar a R y X como variables (Resistencia variable y Reactancia variable).

5.11.7 Modelo de regulador.

Un regulador de estación o de línea es un transformador de voltaje variable que se inserta en el sistema primario para controlar los niveles de voltaje. Los reguladores son autotransformadores con cambiadores de Tap bajo carga en un rango de $\pm 10\%$. La figura 5.25 muestra un dibujo simplificado de un regulador de voltaje. Toma potencia de la estación y la transmite a la carga a un nivel fijo de voltaje mediante la variación de los taps.

El modelo de transformador mostrado en la figura 5.10 será usado para representar reguladores de voltaje (Con R y X variable).

5.11.8 Modelo para transformadores de distribución.

Los transformadores de distribución reciben potencia del sistema primario a 13200 V y transfieren esta potencia al sistema secundario a voltajes que están en un rango de 120 a 480 V. El modelo básico de la figura 5.10 será usado para determinar las pérdidas de vida útil de los transformadores de distribución.

5.11.9 Modelos para sistemas secundarios.

Los sistemas secundarios transportan la potencia desde el transformador de distribución hasta los consumidores. Estos sistemas varían desde el más sencillo hasta, el más complejo.

El sistema más simple consiste en un ramal de acometida simple desde el transformador hasta el usuario único en el otro extremo (ver figura 5.26a).

Le sigue un sistema compuesto por varios ramales de acometida simple idénticos al anterior pero alimentados por un solo transformador (figura 5.26b).

Un sistema intermedio se basa en la instalación de varios transformadores pequeños para servir pocos usuarios (2 a 20). La longitud de los usuarios es limitada y las pérdidas no son grandes (figura 5.26c).

El sistema más empleado en la mayoría de sistemas de distribución consiste en un alimentador con ramificaciones con moderado número de usuarios (entre 20 y 40). Las pérdidas llegan a ser grandes (figura 5.26d).

El sistema más complejo (Europeo) se basa en un transformador trifásico grande conectado a una extensa red secundaria. El número de usuarios servidos varía de 40 a varios cientos dependiendo de la densidad de carga y la localización (figura 5.17). Este sistema presenta niveles de pérdidas elevados. Esto es causado por la existencia de usuarios que incrementan su demanda y la adición indiscriminado de consumidores al sistema.

El sistema de distribución es modelado por computador usando una variación del modelo del sistema secundario mostrado en la figura 5.22.

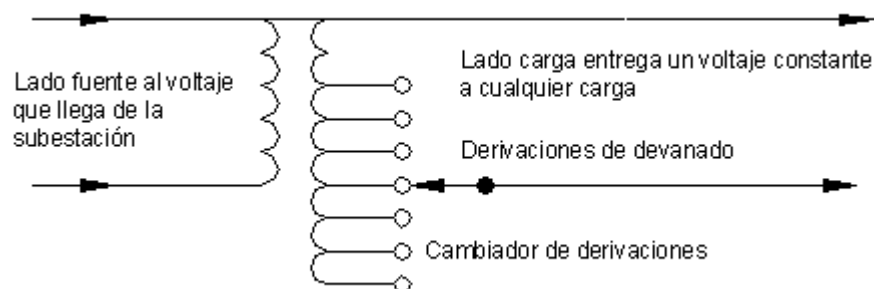
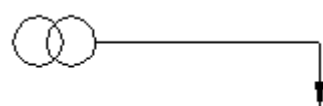
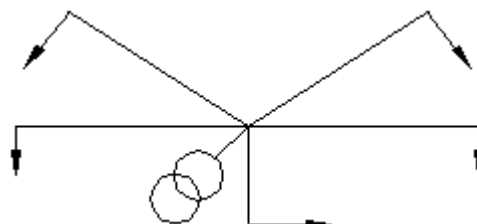


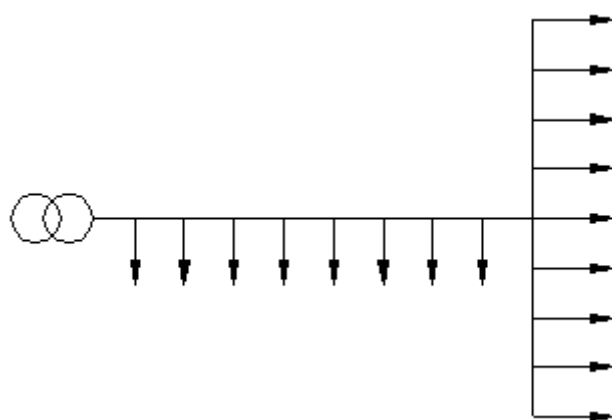
FIGURA 5.25. Diagrama del regulador.



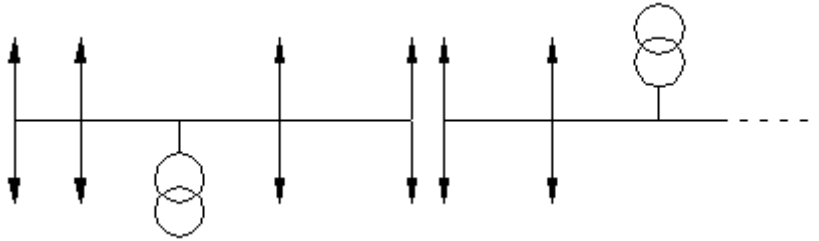
(a)



(b)



(c)



(d)

FIGURA 5.26. Modelos de circuitos secundarios.

5.12 MODELAMIENTO DE LOS CONTADORES

Para la determinación del modelo o características de calibración de los contadores se realiza un muestreo estadísticamente válido de contadores en la ciudad. De cada uno de los contadores se obtiene una curva de calibración y luego una curva media de calibración.

Teniendo en cuenta que el problema de los contadores dañados o descalabrados puede tener gran influencia en el nivel de pérdidas negras, es muy importante realizar un muestreo estadísticamente válido pero sin exagerar el número de contadores a analizar, ya que esto puede ser costoso o requerir mucho tiempo.

5.12.1 Distribución de la desviación media y estándar de la muestra.

Si la población de la cual se va a tomar la muestra es normalmente distribuida puede asumirse que la distribución del error es normal. En este caso el valor esperado del error es igual a $E(x) = \mu$, donde x es igual al error de medición de los contadores.

La desviación estándar de la distribución x está dada por:

$$\sigma_x = \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \sqrt{\frac{N-n}{N+n}} = \frac{\sigma}{\sqrt{n}} F \quad (5.78)$$

para $N \gg 10n$, que es el caso considerado, puede despreciarse el factor F y la ecuación anterior se convierte en:

$$\sigma_x = \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \quad (5.79)$$

donde:

- μ medida de población.
- σ desviación normal de la población.
- x medida de la muestra de error de los contadores.
- s desviación estandar.
- N tamaño de la población.
- n tamaño de la muestra.

Para una población normalmente distribuida, puede demostrarse que la distribución de la muestra S , es siempre aproximadamente normal si el tamaño de la muestra n , es mayor o igual a 100.

El valor esperado de S y la desviación normal de la distribución de la muestra están dadas por:

$$E(S) = \sigma$$

$$\sigma_{(s)} = \frac{\sigma}{\sqrt{2(n-1)}} \quad (5.80)$$

5.12.2 Desarrollo del plan de muestreo.

La población homogénea de los errores de los contadores es normalmente distribuida con una exactitud promedio de μ y una desviación normal de σ . De los valores publicados de la función normalizada de distribución normal se encuentra que los errores de los contadores en la población está dentro del rango y $\mu \pm 2,24\sigma$, tal como se muestra en la figura 5.27 para una margen de confianza del 97.5 %.

Por ejemplo si la población de los contadores tiene una precisión media de $\mu = 100\%$ y la desviación estándar es $\sigma = 0,5\%$ entonces el 97.5 % de los contadores en esta población tiene una precisión dentro del 98.8 % y 101.12 %.

Si para cada población homogénea se conoce μ y σ , únicamente es necesario comprobar los valores $\mu \pm 2,24\sigma$ y compararlos con los límites inferior (98 %) y superior (102 %) respectivamente, suponiendo que el error medio de población es 0 %.

El tamaño de la muestra no afecta la ecuación $E(x) = \mu$ pero sí a la ecuación 5.78, tal que cuando $n = 10$, σ_x es igual a $1/10$. La figura 5.27 muestra la relación de la distribución de la población a distribución de la muestra.

De tablas de valores de la función de distribución normal normalizada se ha encontrado que el 95 % de los medios de todas las muestras caen dentro de un rango de $\bar{x} \pm 1.96\sigma_x$

$$\text{Límite inferior} = x - 1.96 \frac{\sigma}{\sqrt{n}} - 2.24 \quad (5.81)$$

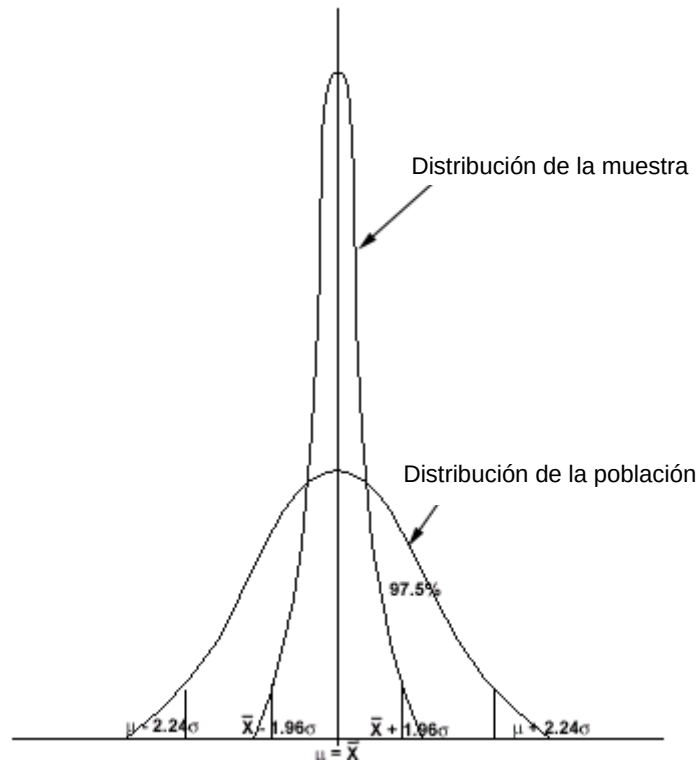


FIGURA 5.27. Relación entre los valores medios de las distribuciones y de la muestra.

$$\text{Límite superior} = x - 1.96 \frac{\sigma}{\sqrt{n}} + 2.24 \quad (5.82)$$

Las ecuaciones anteriores suponen que se conocen como un primer paso para desarrollar esta técnica de muestreo.

Sin embargo, como lo que se conoce es la desviación normal de la muestra es necesario estimar un valor de σ

Esto puede hacerse aproximadamente mediante la ecuación:

$$\sigma_s + 1.64 \frac{\sigma_s}{\sqrt{2n}} > \sigma$$

Al reemplazar el valor de σ en las ecuaciones anteriores 5.81 y 5.82 un 95 % de los resultados deben estar dentro de la curva de referencia, obteniéndose así los límites como:

límite superior:

$$\bar{X} - 1,96 \left(\frac{\sigma_s + 1,64\sigma_s/\sqrt{2n}}{\sqrt{n}} \right) + 2,24(\sigma_s + 1,64\sigma_s/\sqrt{2n}) \quad (5.83)$$

límite inferior:

$$\bar{X} - 1,96(\sigma_s + 1,64\sigma_s/\sqrt{2n}) - 2,24(\sigma_s + 1,64\sigma_s/\sqrt{2n}) \quad (5.84)$$

las fórmulas de los límites anteriores pueden expresarse en una forma más simplificada mediante las ecuaciones:

$$\text{Límite inferior} = X - A\sigma_s + 100$$

$$\text{Límite superior} = X + A\sigma_s + 100$$

en donde:

$$A = \left(\frac{1,96}{\sqrt{n}} + 2,24 \right) \left(1 + \frac{1,16}{\sqrt{2n}} \right) \quad (5.85)$$

Se añade el 100 porque X se calcula en %. De las ecuaciones anteriores pueden calcularse los valores de S máximos para valores entre - 2 % y + 2 % tal que el límite inferior sea mayor del 98 % y el límite superior menor del 102 %.

En caso de que la muestra tomada para el desarrollo del plan no esté dentro de estos límites, debe aumentarse el tamaño de esta.

5.12.3 Modelo para distribución de las medidas correctivas.

Un plan de reducción de pérdidas debe involucrar las obras necesarias para obtener un rendimiento económico óptimo con los ahorros logrados en forma individual. Sin embargo, el estado de la infraestructura de subtransmisión y distribución existente en la mayoría de las ciudades colombianas, hace difícil el establecimiento de las obras para reducir las pérdidas sin establecer aquellas necesarias para darle al sistema una configuración adecuada a la demanda actual y futura.

El plan de inversiones para reducción de pérdidas se debe planear en forma simultánea con las obras de infraestructura necesarias para mantener la calidad del servicio con la demanda futura.

Aunque las obras de subtransmisión pueden entenderse como obras de un plan de expansión, las medidas correctivas de pérdidas no podrían aplicarse al sistema actual con los mismos beneficios. Es por esto que el plan debe desarrollarse conjuntamente, ya que las solas medidas estrictamente correctivas no tendrían un beneficio justificado sin una infraestructura que le permita obtener los mejores rendimientos.

Por todo esto, es difícil separar en forma estricta las obras necesarias para la expansión del sistema y las obras solamente correctivas del nivel de pérdidas existentes. Un criterio que se ha aplicado consiste en

considerar como obras de expansión o infraestructura, aquellas necesarias para que el sistema continúe operando por lo menos en las mismas condiciones de calidad del servicio y magnitud de las pérdidas de energía y potencia.

Este criterio, sin embargo, no implica que estas obras puedan no ejecutarse con la prioridad requerida, similar a las de las obras correctivas de pérdidas, ya que implicaría que aunque se redujeran las pérdidas, el estado operacional del sistema se deterioraría en el futuro inmediato, hasta puntos tales que el aumento de cortes de servicio y necesidades de racionamiento por incapacidad del sistema de subtransmisión, causaría tantas pérdidas económicas como las mismas pérdidas de energía y potencia.

Las obras tendientes a la reducción de las pérdidas, o las medidas correctivas de pérdidas se resumen en las siguientes :

- Remodelación de redes primarias.
- Remodelación de redes secundarias.
- Sustitución de transformadores.
- Plan de reducción de pérdidas negras por :

Calibración de contadores .
Reducción de conexiones ilegales.
Reducción de instalaciones sin contadores.
Mejoramiento de los sistemas de facturación.

Con respecto a las medidas correctivas físicas de remodelación de redes primarias, secundarias y sustitución de transformadores, es importante la determinación del plan óptimo de inversiones en estos puntos, para obtener los máximos beneficios económicos de la inversión.

Las remodelaciones de redes recomendadas implican principalmente cambios de conductor, aunque en el caso de redes secundarias, también la división de los circuitos con la introducción de nuevos transformadores. En el caso de las redes primarias, la introducción de nuevas subestaciones en el sistema permiten la división de los alimentadores primarios en unos de menor longitud que los actuales, lo cual se traduce en una reducción apreciable del nivel de pérdidas por este concepto.

La determinación de la cantidad de circuitos secundarios y circuitos primarios a remodelar y de transformadores a sustituir se debe realizar en base a la simulación de los efectos de estas obras. La existencia de los bancos de datos sobre el sistema y la implementación de los modelos de pérdidas planteados en las secciones anteriores, permiten la simulación con la ayuda del computador, de diferentes políticas de remodelación, para obtener la distribución óptima de los recursos.

Para diferentes políticas o magnitudes de remodelación, se obtiene en cada caso, el costo, de la inversión y la magnitud del ahorro en pérdidas.

El costo total de la inversión en estas medidas correctivas está dado por:

$$CTMC = CP + CS + CTR \quad (5.86)$$

en donde:

- CP = Costo en remodelación de primarios.
 CS = Costo en remodelación de secundarios.
 CTR = Costo es sustitución de transformadores.

Se puede probar que el costo óptimo de inversión para obtener ahorros de pérdidas que justifiquen económicamente la inversión, se encuentra igualando los costos incrementales.

La restricción de igualdad en este problema de optimización lo conforma la ecuación de inversión y ahorros para obtener una tasa interna de retorno determinada a priori.

Así, el problema de optimización se puede expresar así:

$$\min CTMC = CP + CS + CTR \quad (5.87)$$

sujeto a:

$$\text{Ahorros} = A_{CP} + A_{CS} + A_{CIR} \quad (5.88)$$

$$\text{Valor presente}[(CTMC - \text{Ahorros}), r, t] = 0 \quad (5.89)$$

en donde r es la tasa de descuento específica para el período de vida útil del proyecto.

5.13 MODELAMIENTO DE ACOMETIDAS

Las acometidas a los usuarios no son investigadas casi nunca, pero las conexiones con alta resistencia causan significativas pérdidas pico. Estas malas conexiones conducen a fallas por recalentamiento de líneas y equipos. Las malas conexiones son debidas a :

1. Contactores con dimensiones incorrectas: si estos son pequeños no tendrán ni la presión ni el área suficiente. Si son muy grandes, no se ajustan bien.
2. Cuchillas y placas de presión flojas en los seccionadores, cortacircuitos e interruptores operados o accionados en Tandem.
3. Uso de conectores de bronce en conductores de aluminio resultando una derivación de corriente (aislamiento) y corrosión.
4. Uso de conectores de aluminio sobre conductores de cobre, lo que da como resultado una corrosión y falla de la conexión .
5. Empalmes de conductores de aluminio envolviendo los hilos de un conductor alrededor de otro. Este método de trabajo es válido para cobre estirado en frío pero los hilos de aluminio no tienen la suficiente resistencia a la tracción. La conexión se puede aflojar causando pérdidas, comenzar arco y quemarse.

Para prevenir las malas conexiones se requiere el uso de conectores adecuados todo el tiempo, el uso de conectores a compresión cuando sea posible y chequear las conexiones existentes. Los dispositivos de monitoreo más efectivos son los detectores de infrarrojos que pueden usarse para localizar puntos calientes sobre el sistema.

5.14 SOLUCIONES ECONÓMICAS Y CRITERIOS DE SELECCIÓN DEL CONDUCTOR ECONÓMICO

Desde el punto de vista económico, el diseño óptimo de sistemas eléctricos es aquel que corresponde a la solución del mínimo costo total, incluyendo dentro de este no sólo a los costos de inversión sino también el valor presente acumulado de los costos de las pérdidas, y de los demás costos de operación y mantenimiento que se estimen dentro de la vida útil de las instalaciones.

Como se mencionó anteriormente, el costo de la energía ha aumentado en mayor proporción que el costo de materiales y equipos, lo cual hace necesario reevaluar periódicamente los criterios de planteamiento y diseño de los sistemas de subtransmisión y distribución, para tener en cuenta la mayor incidencia económica que han ido adquiriendo las pérdidas.

La tendencia actual, por ejemplo, es hacia la justificación de mayores inversiones en sistemas de subtransmisión, mediante el uso de niveles de voltaje más altos y la ubicación de un mayor número de subestaciones dentro del sistema o ciudad, de menor capacidad transformadora, pero localizadas más cerca de los centros de carga de lo que era usual hace algunos años. En sistemas de distribución primaria, la tendencia es hacia el diseño de un mayor número de circuitos, más cortos y menos cargados, cuyo mayor costo de inversión se ve compensado con la reducción en el valor de las pérdidas. En circuitos secundarios la tendencia es también hacia menores longitudes y / o mayores calibres de conductores. Con las anteriores tendencias, la regulación de voltaje en los circuitos de distribución ha perdido importancia como criterio de diseño pues, por lo general, las soluciones económicas resultan en caídas de voltaje en los circuitos, que son inferiores a los tolerables.

El tema de diseño económico de sistemas de subtransmisión y distribución, como se puede inferir, es bastante complejo y requiere, por lo general, del uso de técnicas de análisis y programas de computador bastante elaborados. Para ilustrar el tema, sin embargo y en razón de las limitaciones de espacio y tiempo, se han seleccionado dos aspectos específicos que se consideran de la mayor importancia como son los de la selección económica de conductores y el de la cargabilidad y niveles de pérdidas en transformadores de distribución.

En redes urbanas de distribución, los postes, aisladores y herrajes son independientes del calibre de conductor que se utilice, lo cual simplifica el problema de selección económica de conductores a un simple balance entre costos de inversión en el suministro y montaje de conductores y valor presente acumulado del costo de pérdidas de potencia y energía a través de los años. La solución económica varía, sin embargo, con el tipo de distribución (trifásica trifilar o tetrafilar, monofásica trifilar o bifilar), con el que se utilice para la selección de neutro y con las hipótesis que se hagan en relación con el equilibrio de cargas entre fases. Es costumbre, sin embargo, analizar el problema suponiendo una situación de equilibrio de carga entre las fases y un conductor de neutro inferior, en un calibre al conductor de fase. En estas circunstancias, el valor presente de las pérdidas de potencia de un año cualquiera i por kilómetro de circuito, con un conductor de resistencia $R \ \Omega / \text{km}$ que transporte una corriente pico por fase de I amperios, sería:

$$V_{pp}P_i = 0.001NI_i^2RK_pK_C^2\frac{1}{(1+t)^i} \quad (5.90)$$

donde:

- N Número de fases.
- Kp Costo anual marginal del kW de pérdidas de potencia pico.
- Kc Factor de coincidencia de la demanda (carga del circuito a la hora pico del sistema dividida por la carga del pico del circuito).
- t Tasa de descuento utilizada para el cálculo del valor presente.

Por su parte, el valor presente de las pérdidas de energía el año i sería:

$$V_{ppE_i} = 8760nI_i^2 RFPK_e \frac{1}{(1+t)^i} \quad (5.91)$$

donde:

- FP Factor de pérdidas.
- Ke Costo marginal del kWh de pérdidas de energía.

Si se analiza a un horizonte de n años, con una carga que crezca a una tasa anual j , a partir de un valor I_o en el primer año, el valor presente de las pérdidas de potencia y energía del período sería:

$$V_{ppPE} = 0.001NI_o^2 R(K_p \cdot K_c^2 + 8760K_e FP) \sum_{i=1}^n \frac{(1+j)^{2i}}{(1+t)^i} \quad (5.92)$$

Si se observa que la primera parte de la fórmula anterior, equivale a las pérdidas de potencia pico por kilómetro de circuito, en el primer año de operación, se puede concluir que el valor presente de las pérdidas de potencia y energía a través de los años se pueden calcular multiplicando los kW de pérdidas pico del primer año por un factor que depende solo de los parámetros de la carga (Factor de pérdidas, Factor de coincidencia de la carga pico y tasa de crecimiento de la demanda) y de los parámetros económicos de análisis (costo anual de kW de pérdidas pico, costo del kWh de pérdidas de energía, horizonte de estudio y la tasa anual de descuento). Este factor representa entonces, el costo económico que para un estudio de alternativas tiene el kW de pérdidas de potencia del primer año y puede graficarse, tal como se ilustra en las figuras 5.28 y 5.29, que muestran la variación del valor presente de las pérdidas como función del valor del kW de potencia pico y el kWh de energía, suponiendo un horizonte de estudio de 20 años, una tasa de descuento del 12 % anual y un factor de pérdidas del 29 %. La figura 5.28 no contempla crecimiento de la demanda con el tiempo, mientras que la figura 5.29 corresponde a una tasa de crecimiento de la carga del 3% anual.

Como se puede observar comparando las 2 figuras, la tasa de crecimiento de la demanda, tiene un efecto muy significativo sobre el valor de las pérdidas; por ejemplo, para un costo anual del kW de pérdidas pico de US \$100 y un costo de US \$ 0.03 por kWh de pérdidas de energía, el valor presente de las pérdidas totales varía de US \$ 1300 sin crecimiento de demanda a US \$ 2200 para un crecimiento de la carga del 3% anual (se aclara que estos valores corresponden al costo en dolares de 1980).

Para obtener el costo total de inversión más pérdidas por kilómetro del circuito, al valor presente de las pérdidas se le suma el costo de inversión, que incluye el suministro y montaje, tanto de los conductores de fase como del conductor neutro.

Para ilustrar la variación del costo total de inversión más pérdidas, por la corriente pico por fase en el primer año de operación del circuito, se han elaborado una serie de gráficas, basadas en los costos del conductor instalado tabulados en la tabla 5.6 y en los siguientes parámetros económicos y de carga.

Factor de pérdidas	30 %
Factor de coincidencia de la carga pico	100 %
Tasa de crecimiento anual de la carga	3 %
Costo anual de kW de pérdidas pico	US \$ 100
Costo marginal del kW de pérdidas	US \$ 0.003
Horizonte de estudio	20 años
Tasa anual de descuento	12 %

Las figuras 5.30 y 5.31 muestran la variación de los costos totales, como función de la corriente pico por fase en el primer año de estudio, para el caso de una distribución monofásica trifilar, con conductores desnudos tipo ACSR.

Como se puede observar, el valor de las pérdidas es muy significativo, principalmente para los conductores de menor calibre. Por ejemplo, para una corriente pico inicial de 50 A por fase, la solución con conductor N° 2 AWG tendría un costo total de US \$ 11600 por kilómetro, del cual solo el 20 % correspondería a costo del conductor y el 80 % restante, al costo de las pérdidas; o sea que el costo de las pérdidas sería 4 veces el costo del conductor instalado.

Para ese nivel de carga, común en tramos intermedios de muchos de nuestros circuitos de distribución, el conductor económico sería ya el máximo calibre considerado en este análisis, el N° 4/0 AWG, al que correspondería un costo total por kilómetro de US \$ 8500.

Para una corriente pico inicial por fase de 150 A, usual en los primeros tramos de muchos circuitos de distribución, el costo total por kilómetro, con conductor 4/0, sería de aproximadamente US \$ 33000, de los cuales el 83 % correspondería a costo de pérdidas. El conductor económico en ACSR, para ese nivel de corriente sería naturalmente de un calibre mayor de 4/0, que no es práctico para la construcción de redes aéreas de distribución en nuestro país; esto pone de presente la importancia de que se estudie cuidadosamente el aspecto de la cargabilidad económica de los circuitos, teniendo en cuenta los costos de inversión y pérdidas, tanto en redes primarias y secundarias como en transformadores de distribución, antes de llegar a conclusiones generales sobre tamaños y topologías óptimas para circuitos secundarios.

Las figuras 5.32 y 5.33 muestran los costos totales de inversión más pérdidas para los mismos conductores ACSR, pero para el caso de distribución trifásica tetrafilar. Los costos, son, naturalmente mayores para una misma corriente por fase que en el caso de la distribución monofásica trifilar, pero la carga obtenida es también mayor. Para una corriente por fase de 2/3 partes de la distribución monofásica, como correspondería para una misma topología, por el hecho de tener 3 conductores por fase en lugar de 2, los costos totales por kilómetro, para la solución económica, son muy similares en el caso de los dos tipos de distribución. Lo anterior indica que, a partir de estos resultados, no es posible concluir sobre las ventajas económicas de un tipo de distribución secundaria sobre el otro, requiriéndose para esto de análisis más detallados, que involucren costos en redes primarias y transformadores de distribución.

Las figuras 5.34 y 5.35 muestran los resultados correspondientes a conductores de cobre, para distribución monofásica trifilar, con calibre entre N° 4 AWG y 4/0 AWG. Como se puede observar, el costo total por kilómetro es, en general, mayor que el obtenido para conductores de ACSR, pero la diferencia se va haciendo menor a

medida que aumenta el nivel de carga y para corrientes por fase superiores a los 130 A, el costo total con conductores de cobre 4/0 es ligeramente inferior al correspondiente a conductores ACSR, también de calibre 4/0. Lo anterior indica que, de continuar la tendencia observada en los últimos años, de una disminución en relación de costo de cobre a costo de aluminio, habría que entrar a considerar la conveniencia económica de utilizar nuevamente conductores de cobre en las redes de distribución, pues parece ser que el material económico definitivamente es el cobre.

Como se puede ver en los gráficos anteriores, en la medida en que aumente la carga, los conductores económicos van siendo cada vez de mayor calibre. Los puntos de cruce, donde un conductor deja de ser económico para volverse económico el conductor de calibre inmediatamente superior, dependen, sin embargo, de los parámetros específicos de la carga y del análisis económico que se consideren. O sea que, dependen del valor económico del kW de pérdidas de potencia pico en el año inicial de estudio, sobre el cual se habló anteriormente.

Para ilustrar la forma como varían los puntos de equilibrio económico, se han elaborado las figura 5.36, 5.37 y 5.38, que corresponden respectivamente, a distribución monofásica trifilar con conductores ACSR y distribución monofásica trifilar con conductores desnudos de cobre. Por ejemplo, para una variación entre US \$ 2000 y US \$ 3000 en el costo por kW de pérdidas en el primer año, rango este, normal para las condiciones actuales de los sistemas eléctricos del país, los puntos de equilibrio para distribución monofásica trifilar con conductores ACSR varían entre los siguientes límites:

De - A	\$ 2000	US \$ 300
4 - 2	14 A	11 A
2 - 1/0	26 A	21 A
1/0 - 2/0	52 A	42 A
2/0 - 4/0	53 A	43 A

Para el caso de la distribución trifásica tetrafililar con conductores ACSR, los resultados son muy similares.

Observando las figuras 5.36 y 5.37, se puede concluir:

- Que prácticamente en redes urbanas no se justifica el uso en los conductores de fase del calibre ACSR N° 4 pues aun en los terminales de circuitos secundarios la corriente por fase es usualmente superior al valor hasta el cual sería económico dicho conductor (entre 10 y 15 A).
- Que el rango de corriente en el cual sería económico el conductor 2/0 ACSR es prácticamente nulo.
- Que en vista de los 2 puntos anteriores, valdría la pena considerar una simplificación en el diseño de los circuitos de distribución que utilicen conductores ACSR, limitando a 3 los calibres de las fases (2, 1/0 y 4/0).

Para el caso de los conductores de cobre, por su parte, las gráficas obtenidas muestran que todos los calibres considerados, que corresponden a los de uso corriente en el país, tienen un rango de utilización económica bien definido, tal como se puede observar en la figura 5.38. Algo similar sucede con los conductores de aluminio aislado, por lo que para estos dos tipos de conductores no es del caso sugerir cambios a las prácticas de diseño que se han venido utilizando, al menos en cuanto a los calibres a utilizar en el diseño de las redes.

Las curvas de conductor económico que aquí se presentan tienen como objetivo servir, de orientación general al tema de diseño óptimo de redes de distribución y no pretenden en ninguna forma sustituir a los

cálculos específicos y más elaborados que en general, es necesario efectuar para las condiciones específicas de diseño de un sistema dado.

TABLA 5.6. Programa FEN BID /Redes de distribución. Precios unificados de conductores para fines presupuestales (precio de 1980).

Descripción	Valor FOB \$ US Equiv	Tendido o Retiro \$ US Equiv
Conductor de cobre desnudo N° 6 AWG, por metro	0.53	0.22
Conductor de cobre desnudo N° 4 AWG, por metro	0.97	0.22
Conductor de cobre desnudo N° 2 AWG, por metro	1.40	0.22
Conductor de cobre desnudo N° 1/0 AWG, por metro	2.20	0.22
Conductor de cobre desnudo N° 2/0 AWG, por metro	2.63	0.35
Conductor de cobre desnudo N° 4/0 AWG, por metro	4.21	0.35
Coductor de ACSR N° 6 AWG, por metro	0.26	0.22
Coductor de ACSR N° 4 AWG, por metro	0.40	0.22
Coductor de ACSR N° 2 AWG, por metro	0.57	0.22
Coductor de ACSR N° 1/0 AWG, por metro	0.88	0.22
Coductor de ACSR N° 2/0 AWG, por metro	1.14	0.35
Coductor de ACSR N° 4/0 AWG, por metro	1.76	0.35
Coductor de ACSR N° 266.8 MCM, por metro	3.07	0.35
Conductor de Cobre Aislado (600V) N° 10 AWG, por metro	0.31	0.22
Conductor de Cobre Aislado (600V) N° 8 AWG, por metro	0.66	0.22
Conductor de Cobre Aislado (600V) N° 6 AWG, por metro	0.97	0.22
Conductor de Cobre Aislado (600V) N° 4 AWG, por metro	1.54	0.22
Conductor de Cobre Aislado (600V) N° 2 AWG, por metro	2.20	0.22
Conductor de Cobre Aislado (600V) N° 1/0 AWG, por metro	4.65	0.22
Conductor de Cobre Aislado (600V) N° 2/0 AWG, por metro	6.15	0.35
Conductor de Cobre Aislado (600V) N° 4/0 AWG, por metro	9.66	0.35
Conductor de Cobre Aislado (600V) N° 250 AWG, por metro	16.68	0.35
Conductor de Aluminio Aislado (600) N° 4 AWG, por metro	0.70	0.22
Conductor de Aluminio Aislado (600) N° 2 AWG, por metro	1.32	0.22
Conductor de Aluminio Aislado (600) N° 1/0 AWG, por metro	1.76	0.22
Conductor de Aluminio Aislado (600) N° 2/0 AWG, por metro	2.02	0.35
Conductor de Aluminio Aislado (600) N° 4/0 AWG, por metro	3.03	0.35

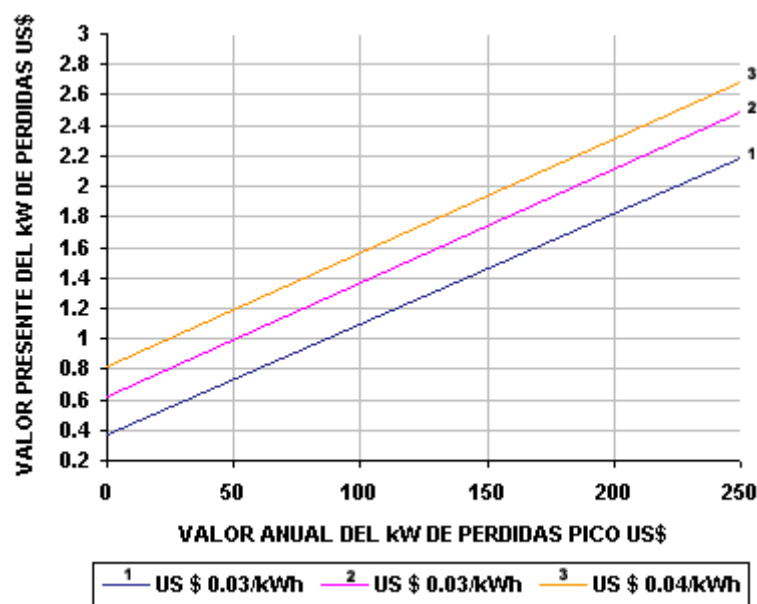


FIGURA 5.28. Valor presente del kW de pérdidas, 0% de crecimiento de demanda.

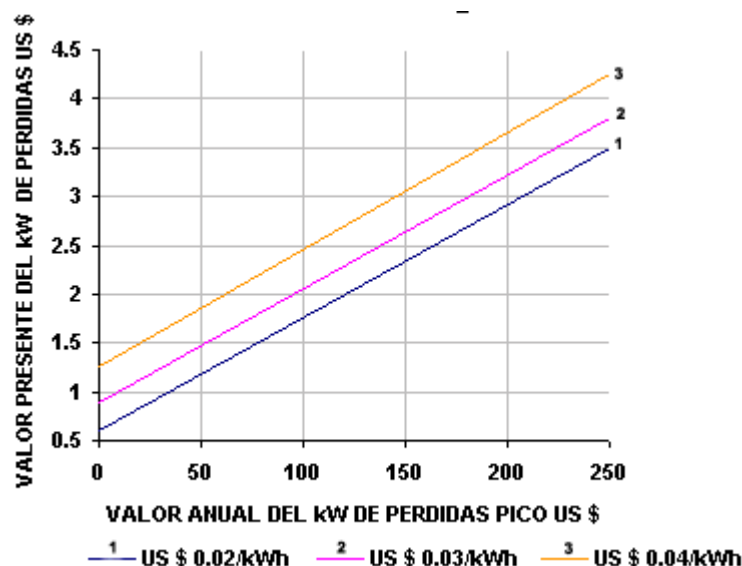


FIGURA 5.29. Valor presente del kW de pérdidas, 3% de crecimiento de demanda.

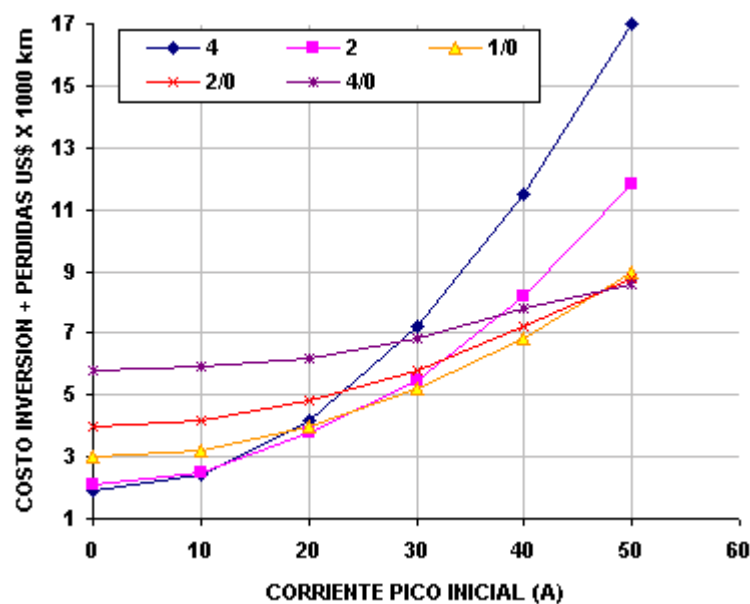


FIGURA 5.30. Distribución monofásica trifilar en ACSR costo en valor presente vs corriente.

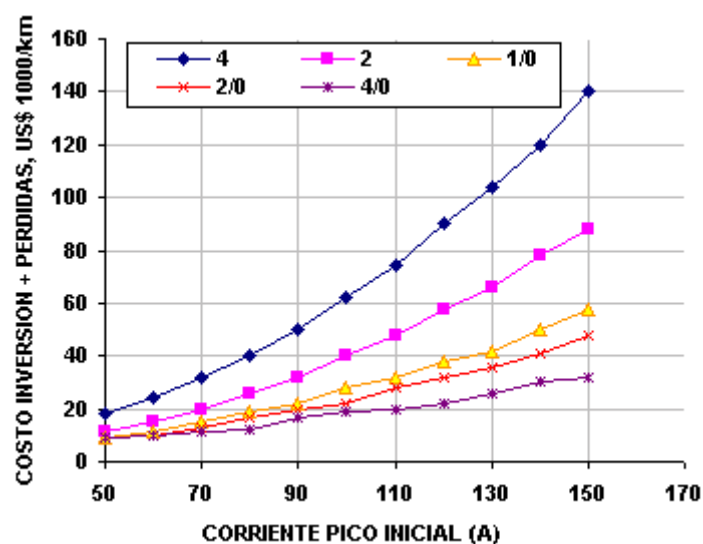


FIGURA 5.31. Distribución monofásica trifilar costo en valor presente vs corriente.

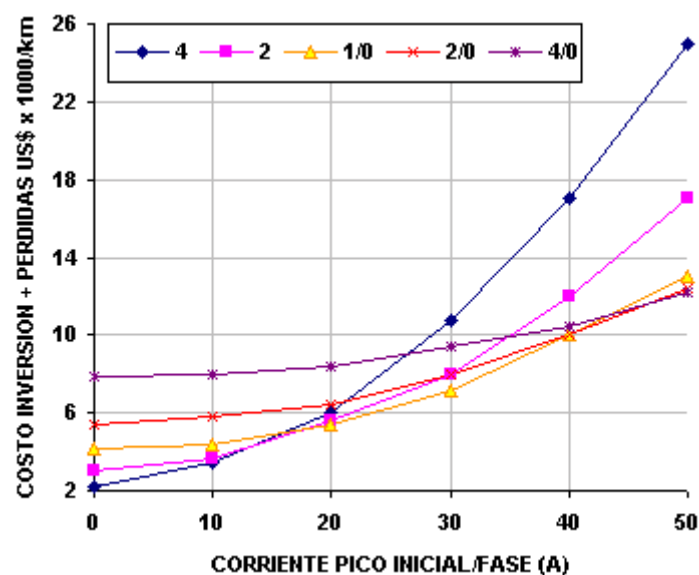


FIGURA 5.32. Distribución trifásica tetrafilar en ACSR, costo en valor presente vs corriente.

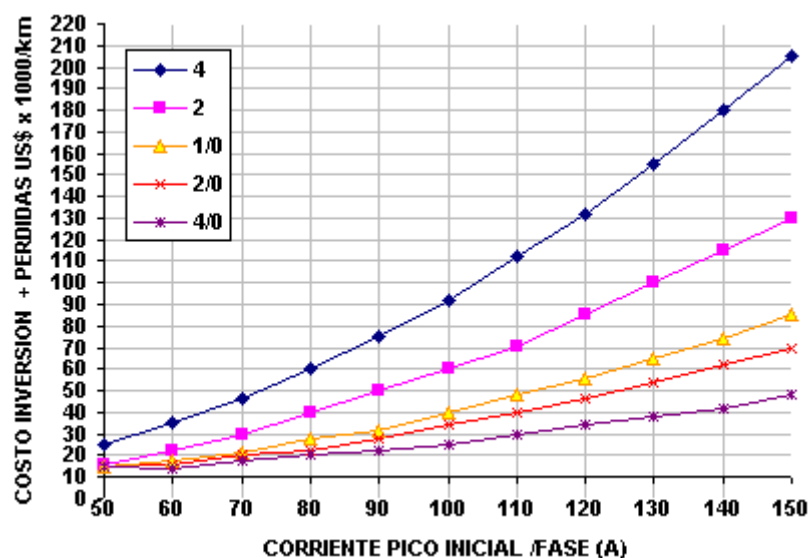


FIGURA 5.33. Distribución trifásica tetrafilar en ACSR, costo en valor presente vs corriente.

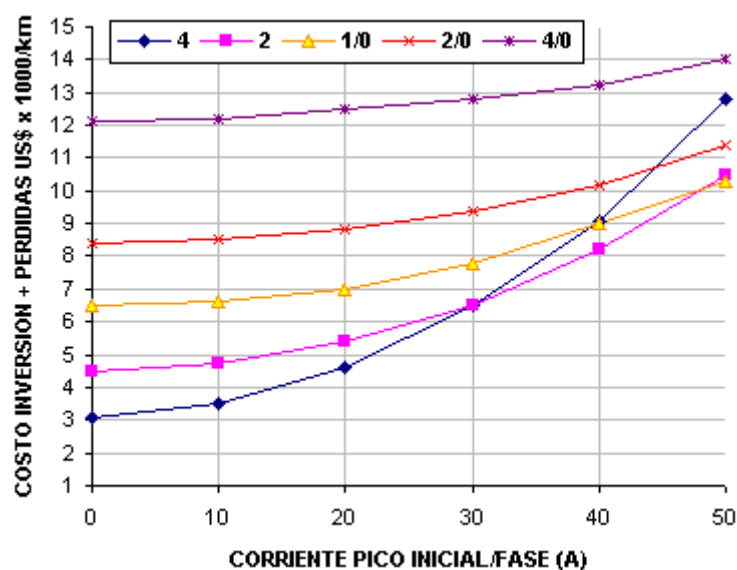


FIGURA 5.34. Distribución monofásica trifilar en cobre, costo en valor presente vs pérdidas.

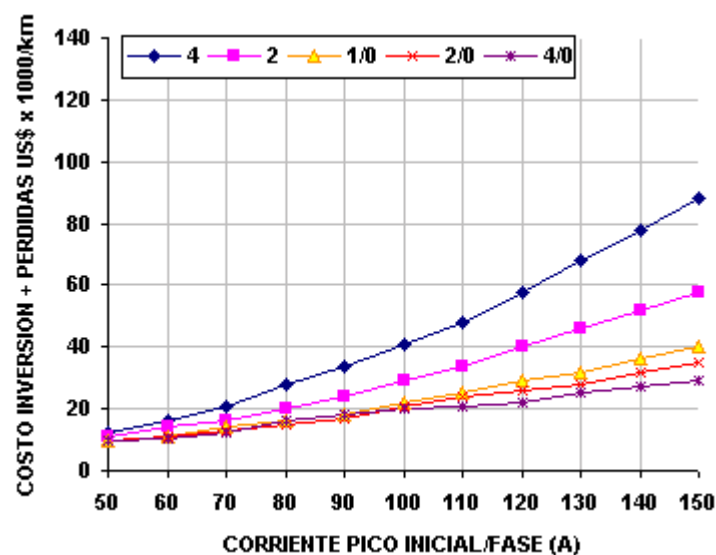


FIGURA 5.35. Distribución monofásica trifilar en cobre, costo en valor presente vs corriente.

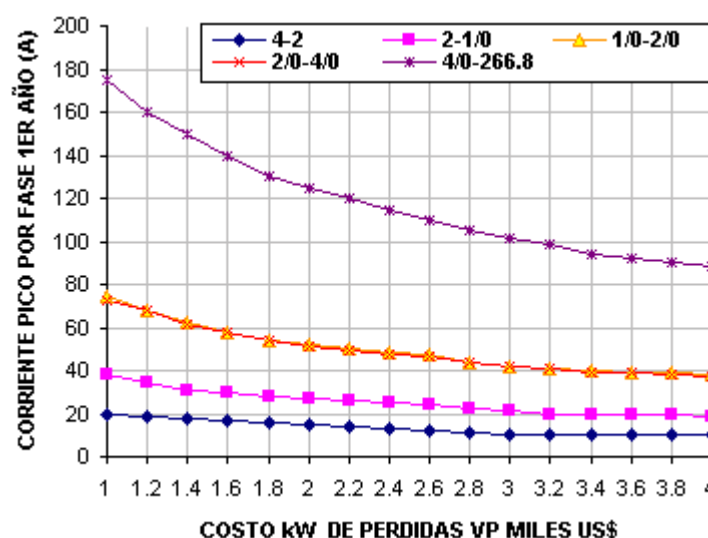


FIGURA 5.36. Conductor económico vs pérdidas ACSR - Distribución monofásica trifilar.

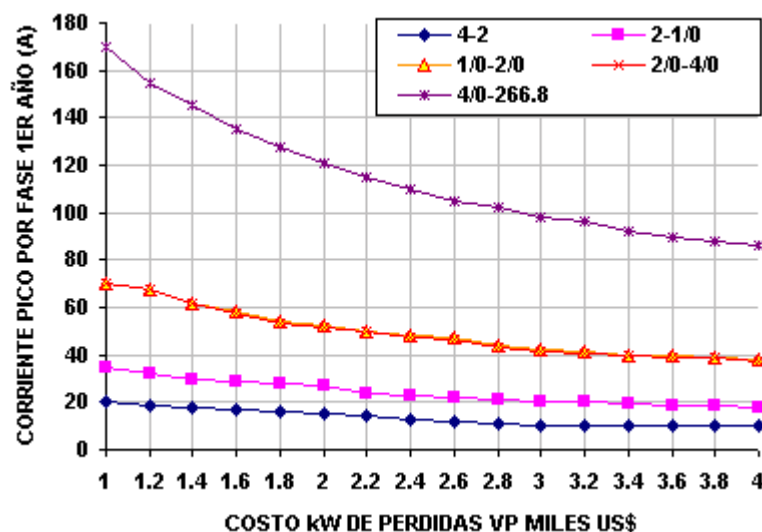


FIGURA 5.37. Conductor económico vs valor de pérdidas ACSR - distribución trifásica tetrafilar.

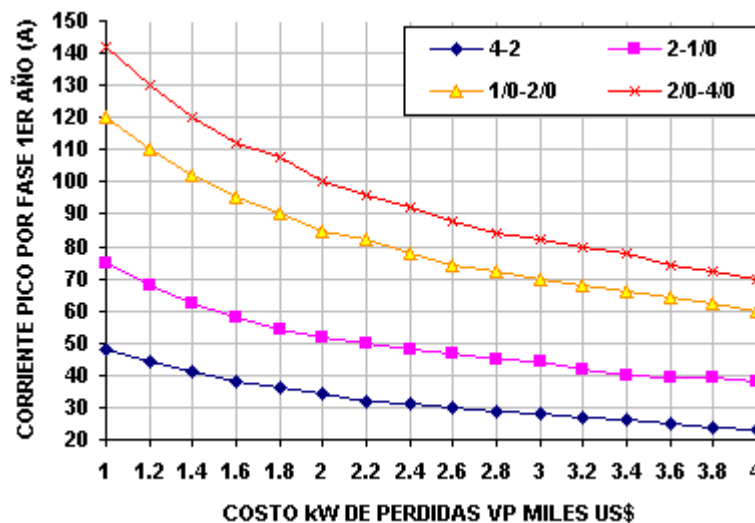


FIGURA 5.38. Conductor económico vs valor pérdidas, cobre desnudo monofásico trifilar.

5.15 CARACTERÍSTICAS DE PÉRDIDAS Y CARGABILIDAD ECONÓMICA DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

5.15.1 Generalidades.

Las pérdidas en un transformador son de 2 tipos : las denominadas pérdidas en el hierro, que son debidas a la magnetización del núcleo, y las denominadas pérdidas en el cobre, que se producen en los devanados, debido a la resistencia de sus conductores.

Las pérdidas en el hierro se producen permanentemente, mientras el transformador está energizado y por lo tanto, son independientes de la carga del transformador. Depende del voltaje de operación (son aproximadamente proporcionales a la tercera potencia del voltaje) pero, para propósitos de análisis, generalmente se suponen constantes durante el tiempo en que el transformador está energizado, e iguales a las pérdidas medidas o garantizadas a voltaje nominal. Puesto que los transformadores de mayor capacidad requieren de núcleos más grandes, las pérdidas en el hierro van aumentando a medida que aumenta la capacidad del transformador. El aumento en las pérdidas en el hierro es, sin embargo, proporcionalmente inferior al aumento en la capacidad de transformación

$$P_{fe} = T_1' + T_2' \text{ kVA} \quad (5.93)$$

Las pérdidas en el cobre son proporcionales al cuadrado de la corriente en los devanados y, por lo tanto, aproximadamente proporcionales al cuadrado de la carga del transformador. Los transformadores de mayor

capacidad requieren de conductores de mayor calibre y, por lo tanto, para una misma carga, un transformador de mayor tamaño tiene menos pérdidas en el cobre que uno de menor capacidad.

$$P_{CU} = T_1 + T_2 \text{ kVA} \quad (5.94)$$

Las anteriores consideraciones permiten inferir claramente la importancia del tema de cargabilidad económica de transformadores pues, para una misma carga, si se instala un transformador de menor tamaño, las pérdidas en el hierro serán menores pero, por otro lado, las pérdidas en el cobre serán mayores, que las que se tendría si se instala un transformador de mayor capacidad. Para cada nivel de carga habría por lo tanto, una capacidad óptima de transformador o, dicho de otra manera, desde el punto de vista de pérdidas, cada transformador tendrá su propio rango de cargabilidad óptima.

5.15.2 Pérdidas de potencia y energía.

Definiendo inicialmente el factor de utilización FU del transformador como:

$$FU = \frac{\text{kVA actual}}{\text{kVA nominal}} \quad (5.95)$$

se puede ahora definir las pérdidas de potencia pico como:

$$P_p = P_{CU} \times (FU)^2 + P_{fe} \text{ kW} \quad (5.96)$$

y las pérdidas de energía como:

$$P_e = 8760 [P_{CU} (FU)^2 (FP) + P_{fe}] \text{ kWh} \quad (5.97)$$

donde:

FP = Factor de pérdidas.

P_{CU} = Pérdidas en el cobre kW a carga nominal.

P_{fe} = Pérdidas en el hierro kW a voltaje nominal.

El costo anual por pérdidas de potencia activa viene dado como:

$$CP = K_p \times P_p \quad (5.98)$$

El costo anual por pérdidas de energía viene dado por:

$$CE = K_e \times P_e \quad (5.99)$$

donde :

K_p = Costo anual del kW de pérdidas en la hora pico del sistema (\$/kW).

K_e = Costo marginal del kWh de pérdidas de energía. (\$/kWh).

Como porcentaje de carga atendida, las pérdidas en el hierro van disminuyendo a medida que se va cargando más el transformador, mientras que el porcentaje de las pérdidas en el cobre, por ser estas proporcionales al cuadrado de la carga, aumenta en proporción directa a la carga. El porcentaje de pérdidas totales será mínimo en el punto donde las pérdidas en el cobre y las pérdidas en el hierro sean iguales.

En la figura 5.39 se pueden observar las pérdidas porcentuales de potencia de un transformador monofásico de 37.5 kVA fabricado de acuerdo con los límites de pérdidas contemplados por la norma ICONTEC 818. Como se puede observar, las pérdidas de potencia, como porcentaje de la carga, son mínimas para una carga pico del transformador cercana a las 2/3 partes de su capacidad nominal. Esto es lo usual y económicamente tiene sentido, si se considera que, en promedio y por efectos de la diversidad de la carga, a la hora pico del sistema los transformadores de distribución, están cargados a un valor inferior al de la carga máxima individual de cada uno de ellos.

En la figura 5.40 por su parte, se muestra las pérdidas porcentuales de energía del mismo transformador, como función de su carga pico, suponiendo un factor de pérdidas del 29%. Las pérdidas porcentuales de energía para estas hipótesis, son mínimas para una carga de aproximadamente el 115% de la capacidad del transformador, aunque por la misma forma de la curva, se puede observar que la zona cercana al valor de mínimas pérdidas la carga es relativamente plana, por lo que en la práctica se puede decir que en este caso las pérdidas porcentuales de energía son mínimas para cargas pico del transformador entre aproximadamente el 85% y el 150% de su capacidad nominal. Esta conclusión sin embargo, no se puede necesariamente generalizar, pues depende de la hipótesis que se haga sobre el factor de pérdidas. Si el factor de pérdidas es mayor al 29% por ejemplo, el punto de menores pérdidas porcentuales ocurrirá a una carga inferior al 115% de la capacidad del transformador. Otro aspecto importante que ilustra la figura 5.40 es el de que el porcentaje de pérdidas de energía aumenta considerablemente en la medida en que la carga pico del transformador disminuye a valores inferiores a las 2/3 partes de su capacidad.

Para mayor ilustración sobre los puntos anteriores, las figura 5.41 y 5.42 muestran las pérdidas porcentuales de potencia y energía de transformadores monofásicos de 10 - 15 - 25 - 37.5 - 50 y 75 kVA, fabricados de acuerdo a la norma ICONTEC 818. Como se puede observar, las pérdidas de potencia y energía de estos transformadores, dentro de sus respectivos rangos de utilización normal, están entre el 1.5% y el 2.5%, siendo los transformadores de mayor tamaño proporcionalmente más eficientes.

En la figura 5.42 se puede observar que en la medida en que aumenta la carga, las pérdidas van siendo menores con transformadores de mayor capacidad. O sea que, para cada transformador existe un rango de carga en el cual sus pérdidas son inferiores a las de cualquier otro transformador. Por ejemplo, para transformadores monofásicos fabricados con la norma ICONTEC 818 y para un factor de pérdidas del 29 %, los rangos de carga pico en los cuales las pérdidas de energía son mínimos para cada capacidad de transformador son:

Capacidad kVA	Rango de carga kVA
10	< 12
15	12 - 18
25	18 - 28
37.5	28 - 33
50	33 - 48
75	> 48

5.15.3 Valor presente de las pérdidas y cargabilidad económica.

El valor presente de las pérdidas de potencia y energía de un transformador está dado por la expresión:

$$V_{pp}^{PET} = (K_p P_{fe} + K_e P_{fe} \times 8760) \sum_{i=1}^n \frac{1}{(1+t)^i} + (K_p K_C^2 P_{CU} + 8760 K_e P_{CU}^{FP}) \sum_{i=1}^n \frac{(FU_o)^2 (1+j)^{2i}}{(1+t)^i} \quad (5.100)$$

donde:

- Kp Costo anual del kW de pérdidas en la hora pico del sistema.
- Pfe Valor de las pérdidas en el hierro a voltaje nominal.
- Ke Costo marginal del kWh de pérdidas.
- t Tasa de descuento anual.
- Kc Factor de coincidencia de la carga del transformador (relación entre carga del transformador a la hora pico del sistema y la carga pico del transformador).
- Pcu Pérdidas en el cobre del transformador a plena carga kW.
- FUo Factor de utilización del transformador en el primer año de análisis (relación entre carga pico y capacidad del transformador en el primer año).
- j tasa de crecimiento anual de la demanda.
- n Número de años del horizonte de estudio.

A manera de ejemplo, la figura 5.43 muestra el valor presente de las pérdidas de transformadores monofásicos fabricados con los límites de pérdidas permitidos por la norma ICONTEC 818, como función de la carga pico del transformador en el primer año y con los siguientes parámetros:

Valor del kW de pérdidas pico, Kp	US \$ 100/kW-año
Valor del kWh de pérdidas, Ke	US \$ 0.0003/kWh
Factor de coincidencia de la carga, Kc	1.0
Factor de pérdidas, FP	30 %
Tasa de crecimiento de demanda, j	3 % anual
Horizonte de estudio, n	20 años

Los resultados obtenidos muestran que, para los anteriores parámetros, los rangos de carga pico inicial dentro de los cuales cada capacidad del transformador sería la óptima desde el punto de vista de pérdidas, serían:

Capacidad del transformador kVA	Rango óptimo carga inicial kVA
10	< 7
15	7 -11
25	11 -17
37.5	17 - 22
50	22 -30
75	> 30

Como se puede observar, para los transformadores más pequeños la cargabilidad óptima inicial en este caso sería del orden del 70 % de la capacidad del transformador. Para transformadores medianos (37.5 y 50 kVA) la cargabilidad óptima inicial, desde el punto de vista de pérdidas sería del orden del 50 - 60 % de la capacidad. El porcentaje sería aún menor para transformadores de mayor tamaño.

Las conclusiones derivadas del ejemplo tratado no se pueden generalizar, sin embargo, por cuanto los resultados son bastante sensibles a algunos de los parámetros y, en particular a la relación entre el costo del kW de pérdidas de potencia pico y el costo del kWh de pérdidas de energía. Para cada sistema, por lo tanto, se recomienda hacer un análisis específico, antes de llegar a conclusiones generales que sean aplicables al mismo.

Por otra parte, para llegar a una solución económicamente óptima sobre cargabilidad de transformadores, no se puede considerar únicamente el valor de las pérdidas, sino que hay que tener en cuenta también el costo de los transformadores, incluyendo su montaje, así como el costo de estructuras de soporte y equipos de protección.

La figura 5.44 muestra los resultados del costo total de inversión más pérdidas, para los mismos transformadores y parámetros del ejemplo anterior y para costos de equipo y montaje estimados recientemente. Como se puede observar, al incluir el costo de los transformadores, la cargabilidad óptima de los mismos se desplaza hacia niveles de carga más altos. Los rangos de cargabilidad óptima de los transformadores analizados, por ejemplo, serían como sigue.

Capacidad del transformador kVA	Rango óptimo carga inicial kVA
10	< 10
15	10 - 15
25	15 - 29
37.5	29 - 45
50	45 - 56
75	> 56

Como se puede ver, para las condiciones del ejemplo, la cargabilidad económica inicial de los transformadores analizados estaría aproximadamente entre el 70 y el 110% de su capacidad.

Si se tiene en cuenta, sin embargo, que en el ejemplo se ha supuesto un crecimiento anual de la carga del 3 % y que no sería deseable cargar excesivamente los transformadores ni requerir un cambio de capacidad antes de varios años, se puede concluir, para este caso, que la cargabilidad económica inicial de los transformadores debería estar en un valor cercano al 70%.

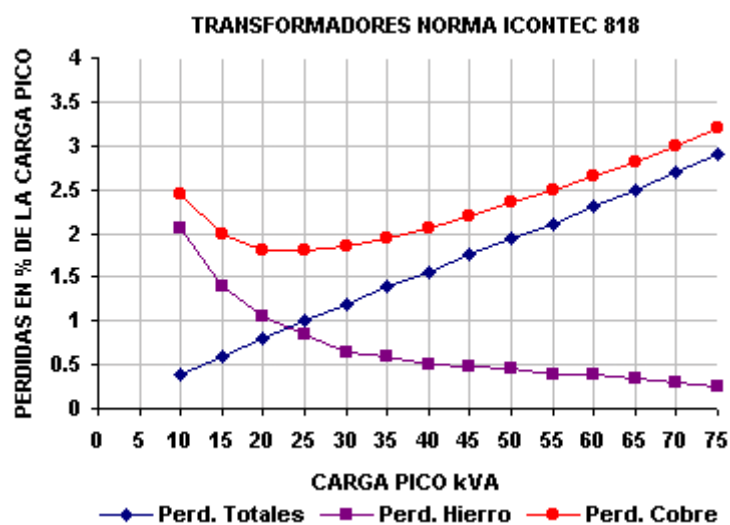


FIGURA 5.39. Pérdidas de potencia en transformadores monofásicos 37.5 kVA.

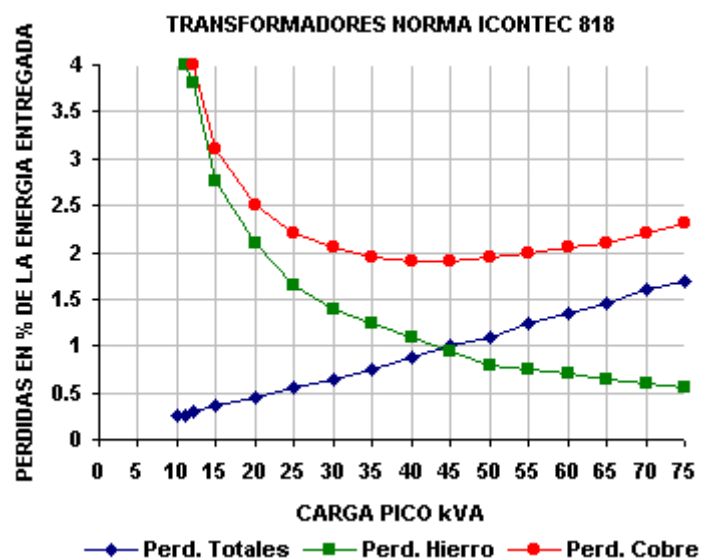


FIGURA 5.40. Pérdidas de energía en transformadores monofásicos de 37.5 kVA.

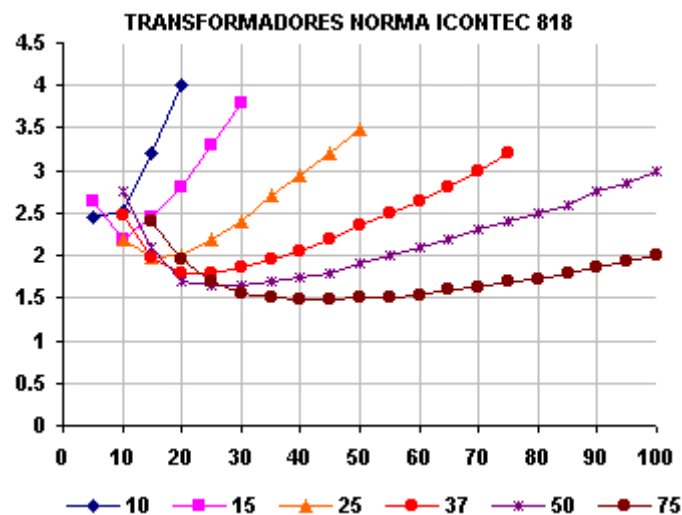


FIGURA 5.41. Pérdidas de potencia en transformadores monofásicos.

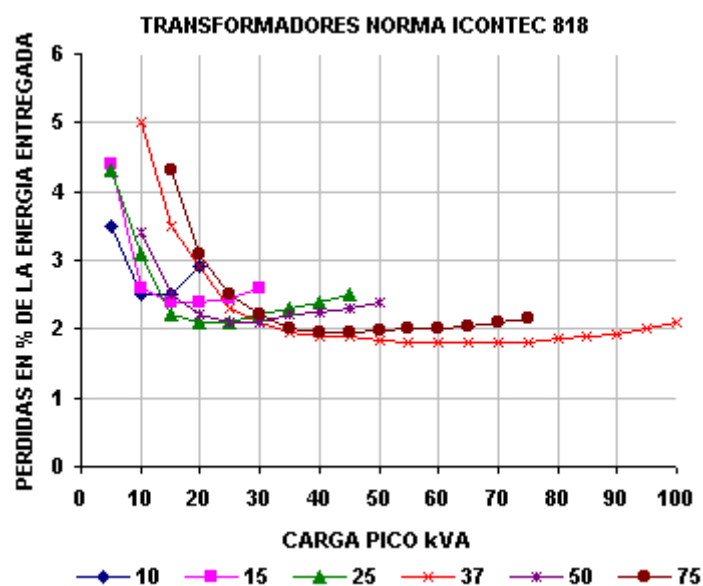


FIGURA 5.42. Pérdidas de energía en transformadores monofásicos.

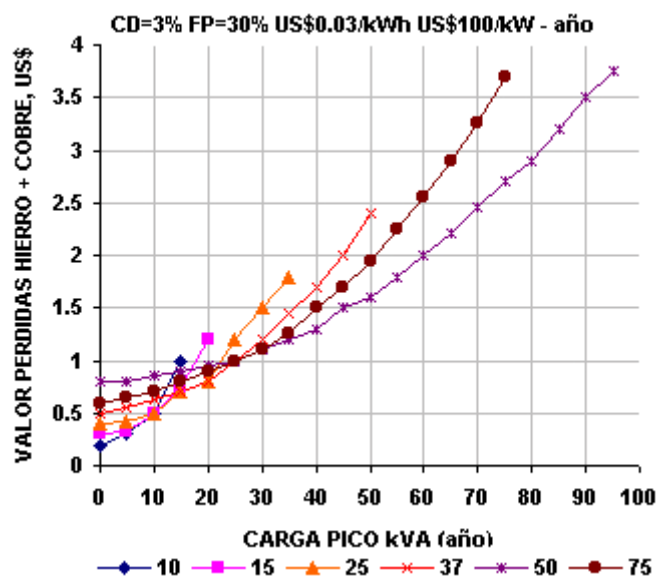


FIGURA 5.43. Valor de las pérdidas en transformadores norma ICONTEC 818.

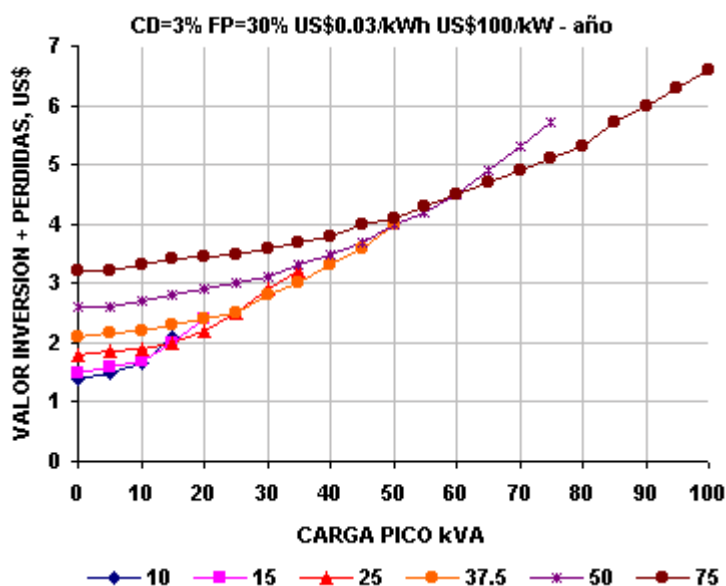


FIGURA 5.44. Inversión + pérdidas en transformadores según norma ICONTEC 818.

5.16 MÉTODO SGRD (SISTEMA DE GERENCIA DE REDES DE OPTIMIZACIÓN)

Con el desarrollo en tecnología de computadores, tanto en hardware como en el software, se ha garantizado el uso de bases de datos de los sistemas de distribución, sistemas de gerencia de redes SGRD que involucran manejo de carga de los transformadores, lo que permite tener diagnósticos frecuentes de la red y a la vez datos actualizados del sistema. Lo que ahora se describe es una metodología de optimización del uso del conjunto de transformadores de distribución basada en programación no lineal y que toma en consideración los costos de: inversión, pérdidas de energía y potencia pico, y la baja confiabilidad.

5.16.1 Penalización a la probabilidad de pérdida de carga (costo por baja confiabilidad).

Con el Sistema de Gerencia de Redes se puede tener una información actualizada, en cada punto de la red, de dos parámetros que miden la calidad del servicio, son ellos: la duración equivalente por consumidor DEC y la frecuencia equivalente por consumidor FEC. Basados en estos parámetros se puede penalizar la baja confiabilidad como:

$$CCF = C_{\text{kWh}}(s) \times DI \times FU \times kVA \times FPOT \times FC \quad (5.101)$$

donde:

CkWh(s)	Costo por kWh de la energía dejada de consumir en el nivel de baja tensión.
DI	Duración anual de las interrupciones (horas) = DEC x N° de usuarios. Esta es la duración promedio de interrupción de sistemas debida a los transformadores de distribución e incluye las programadas y no programadas.
FU	Factor de utilización del transformador.
kVA	Capacidad nominal del transformador
FPOT	Factor de potencia
FC	Factor de carga durante las interrupciones para permitir los cálculos se asume este valor igual al del sistema

5.16.2 Costos de inversión.

Están dados por:

$$CI = C_a \times kVA \quad (5.102)$$

donde:

C_a	Costo de inversión.
kVA	Capacidad nominal del transformador.

5.16.3 Función del costo.

Para cada tipo de transformador el costo anual será:

$$C_i = CE_i + CP_i + CCF_i + N_i * CI_i \quad (5.103)$$

donde:

- CEi Costo por pérdidas de energía.
 CPi Costo por pérdidas de potencia.
 CCFi Costo por confiabilidad.
 N*i Número de transformadores del tipo i que se van a adicionar al sistema.
 CTi Costo de inversión.
 i Índice del transformador de capacidad kVAi.

5.16.4 Planeamiento del problema de optimización.

Para todo el sistema de distribución se puede plantear el siguiente problema global:

$$\text{Minimizar } C = \sum_{i=1}^{IV} C_i \quad (5.104)$$

sujeta a las restricciones de:

1. Suministro de carga

$$SM = \sum_{i=1}^{IV} N_i \times FU_i \times kVA_i - kVA_t \times FD + \sum_{i=1}^{IV} N_i \times FU^*_i \times kVA_i = 0 \quad (5.105)$$

2. Condiciones térmicas

$$Fui \leq Fui^{max} \quad i = 1, \dots, N$$

$$Fui \geq 0 \quad i = 1, \dots, N$$

donde:

- N Número total de transformadores.
 N_i* Número de transformadores de capacidad kVAi que se van a adicionar.
 FD Factor de diversidad entre transformadores de distribución.
 kVA_t Pico del sistema.

5.16.5 Solución: punto óptimo de operación de los transformadores existentes en la red.

Para encontrar la cargabilidad óptima del sistema de distribución en la red, para los que actualmente están en funcionamiento, se procede a solucionar el problema de programación no lineal en las variables Fu_i , suponiendo que N_i^* es igual a cero para todos los tipos de transformadores.

La solución se obtiene asignando a cualquier tipo de transformador el índice 1. Así para cualquier tipo de transformador de capacidad kVA_i , la carga óptima viene dada por:

$$FU_j = \frac{kVAT_j}{kVAT_1} \times \frac{C_{11}FU_1}{C_{1j}} + \frac{1}{C_{1j}} \left(\frac{kVAT_j}{kVAT_1} C_{21} - C_{2j} \right) \quad (5.106)$$

donde:

N Número de tipos de transformadores.

$kVAT_j$ $kVA_t = x N_j$ = Capacidad total de los transformadores de capacidad kVA_j

$$C_{1j} = 2N_j[8760 \times C_{kWh} \times P_{CUj} \times FP + C_{kWh} \times P_{CUj}] \quad (5.107)$$

$$C_{2j} = C_{kWh}(s) \times DI + N_j \times kVA_j \quad (5.108)$$

$$FU_1 = \frac{kVAT \times FD - \sum_{j=1}^N kVAT_j \times R_{2j}}{\sum_{j=1}^N kVAT_j \times R_{1j}} \quad (5.109)$$

con:

$$R_{1j} = \frac{kVAT_j}{kVAT_1} \times \frac{C_{11}}{C_{1j}} \quad \text{y} \quad R_{2j} = \frac{1}{C_{1j}} \times \frac{kVAT_j}{kVAT_1} C_{21} - C_{2j} \quad (5.110)$$

Como puede observarse, con las informaciones de la base de datos del sistema de distribución, es computacionalmente sencillo calcular las cargabilidades mediante el siguiente proceso:

1. Se define un tipo cualquiera de transformadores como el número 1
2. Se calculan para todos los tipos de transformadores, los parámetros C_{1j} y C_{2j}
3. Con los parámetros hallados en 2, se calculan para todos los transformadores, los nuevos parámetros R_{1j} y R_{2j} según la ecuación 5.109.
4. Se calcula FU según la ecuación 5.108.
5. Para todos los transformadores se calcula FU según la ecuación 5.105.
6. Si según el paso 5, algún tipo de transformador sale sobrecargado térmicamente, se fija éste en su máxima carga posible y se repite para los demás el procedimiento.

El anterior procedimiento puede ser adicionado, sin ningún problema al Sistema de Gerencia de Redes.

5.16.6 Solución: transformador óptimo de un sistema de distribución.

Normalmente se establece, para un sistema dado y a un nivel de planeamiento, la existencia de una capacidad nominal de transformador de distribución óptimo.

Siguiendo la metodología presentada, también se puede hallar, desde el punto de vista de operación, el transformador óptimo del sistema.

Si fuera de usar un solo tipo de distribución en el sistema, este tiene una cargabilidad óptima dada por :

$$FU^*_K = \sqrt{\frac{a_{3k}}{a_{1k}}} \quad (5.111)$$

donde:

k Transformador de capacidad kVA_k

a_{1i} $(8760C_{kWh}FP + C_{kWh})Bi$

a_{3i} $(8760C_{kWh} + C_{kWh})Bi + C_{ai}$

el número de transformadores de tipo k se calcula por:

$$N_k = E \left[\frac{kVAT \times FD}{kVA_k \times FU^*_k} + 0.5 \right] \quad (5.112)$$

donde E significa parte entera.

Si se desea obtener el transformador de distribución óptimo para el sistema, se aplica a todos los tipos de transformadores comerciales, las fórmulas 5.110 y 5.111 y se acoge aquel que de el menor costo total.

5.16.7 Solución: cargabilidad con adición de transformadores a la red.

Si al hallar las cargabilidades óptimas se encontraron transformadores sobrecargados térmicamente, por otras consideraciones (cargabilidad hallada muy alejada de la calculada en 5.110, etc), se puede proceder a ampliar el número de transformadores de distribución resolviendo integralmente el problema (O sea $N_i^* \neq 0$)

Cargabilidad óptima del transformador N° 1:

$$FU^*_i = \sqrt{\frac{a_{31}}{a_{11}}} \quad (5.113)$$

Las cargabilidades de los demás transformadores existentes en la red se expresan en función de FU_i^*

$$FU_j = \frac{a_{11}}{a_{1j}} FU^*_i - \frac{a_{21} - a_{2j}}{2a_{2j}} \quad j = 2, \dots, N' \quad (5.114)$$

El número de transformadores tipo # 1 a adicionar viene dado por:

$$N^*_i = E \left[\frac{KVAT \times FD - \sum \left[\frac{a_{11}}{a_{1j}} \times FU^*_1 + a_{21} - \frac{a_{2j}}{2a_{1j}} \right]}{FU^*_i \times kVA_1} - \frac{kVAT_1}{kVA_1} + 0.5 \right] \quad (5.115)$$

donde E significa la parte entera de la relación

Los parámetros a_{1j} y a_{2j} , son los mismos de la fórmula 5.110.

5.16.8 Plan de acción.

Teniendo para cada tipo de transformador en el sistema, la cargabilidad óptima, se puede aplicar un Programa de Cambio de Transformadores PCT que tome como referencia esas cargabilidades.

El PCT es un programa, generalmente involucrado dentro del Sistema de Gerencia de Redes, que optimiza el sistema de cambio de transformadores, en cuanto a la ruta se refiere. El PCT puede jugar con los transformadores existentes en el almacén y determinar adicionalmente, puntos donde hay que partir el secundario.

En consecuencia, con la aplicación de un PCT conjuntamente con la metodología descrita, es posible acercar paulatinamente la red de distribución a una operación óptima.

5.16.9 Consideraciones sobre niveles de pérdidas contemplados en la norma ICONTEC.

Como se puede observar, de las curvas mostradas anteriormente, el valor presente acumulado de las pérdidas puede ser superior al costo mismo del transformador.

Lo anterior indica que, si se tienen en cuenta en forma adecuada los costos actuales de pérdidas en el país, muy posiblemente se justifique la adquisición de transformadores de distribución más costosos pero con pérdidas inferiores a las permitidas por la norma ICONTEC vigente, cuyo diseño represente una optimización económica entre costos de materiales y evaluación económica de pérdidas. De ahí la importancia de que las empresas, al licitar transformadores, informen a los fabricantes y tengan en cuenta en la evaluación de oferta, la penalización económica por pérdidas.

Las tablas 5.7 y 5.8 muestran las pérdidas, a plena carga, de transformadores de distribución monofásicos y trifásicos de acuerdo con diferentes fuentes de información. Las primeras columnas corresponden a pérdidas típicas de transformadores de hace 30 años, de acuerdo con el libro "Transmisión y Distribución" editado por la Westinghouse en 1959. En las siguientes columnas se indican las pérdidas tolerables para transformadores fabricados en el país, de acuerdo con la norma ICONTEC vigente. En seguida se muestran las pérdidas que serían tolerables de acuerdo con una reforma propuesta a la norma ICONTEC, actualmente en estudio. Las siguientes columnas registran las pérdidas típicas de transformadores norteamericanos, de acuerdo con una publicación de la General Electric de 1980. Las últimas columnas, para el costo de transformadores monofásicos, muestran valores que, de acuerdo con una publicación reciente del Banco Mundial, se consideran típicas para transformadores de diseño moderno, dentro del mercado Internacional.

Estas tablas mencionadas muestran claramente que los niveles de pérdidas permitidos por la norma ICONTEC, aun considerando la reforma propuesta, son superiores a los valores típicos obtenidos para los transformadores de construcción reciente en el mercado internacional, sobre todo en el caso de transformadores trifásicos. Se recomienda revisar nuevamente la norma en este aspecto, de común acuerdo entre las empresas de energía y los fabricantes nacionales, pues de lo contrario, no solo las empresas estarían incurriendo en mayores pérdidas al comprar transformadores nacionales, sino que posiblemente también los fabricantes nacionales no serán competitivos en licitaciones internacionales como las hechas en proyectos financiados por la banca multilateral.

5.17 CONCLUSIONES

Este capítulo tuvo por objeto mostrar al lector la importancia económica que las pérdidas tienen para la determinación de un buen diseño, en aspectos como el de la selección de conductores y la cargabilidad de transformadores.

Con frecuencia, como se muestra a través de los ejemplos, el valor de las pérdidas es superior al valor mismo de los conductores y transformadores que se instalan en las redes de distribución.

Es necesario, reevaluar permanentemente los criterios de diseño de redes mediante análisis detallados y específicos para cada sistema, que son factibles de acometer fácilmente con las técnicas de análisis y herramientas de computación de que se dispone actualmente en el país.

En lo que respecta a los transformadores de distribución, es posible hallar, teóricamente, el punto de operación óptimo de un sistema de distribución.

TABLA 5.7. Pérdidas de hierro y pérdidas de cobre en W. para transformadores monofásicos de distribución..

kVA	1959		ICONTEC 819		PROPUESTA ICONTEC		AMERICANOS 1980		BANCO MUNDIAL	
	Hierro	Cobre	Hierro	Cobre	Hierro	Cobre	Hierro	Cobre	Hierro	Cobre
10.0	68	192	70	165	60	150	58	165	59	125
15.0	90	255	95	240	80	220	76	192	76	179
25.0	130	300	140	360	115	325	96	315	109	295
37.5			190	500	155	450	137	485	158	392
50.0	275	665	225	635	180	575	182	550	166	505
75.0			290	880	235	820	258	770	274	663
100.0	400	1150	350	1100	300	1030	318	1015	319	881
167.5			450	1560	390	1455	490	1610	530	1555

TABLA 5.8. Pérdidas de hierro y pérdidas de cobre en W. para transformadores trifásicos de distribución.

kVA	1959		ICONTEC 819		PROPUESTA ICONTEC		AMERICANOS 1980	
	Hierro	Cobre	Hierro	Cobre	Hierro	Cobre	Hierro	Cobre
15.0	156	363	110	380	90	345		
30.0	237	615	180	630	145	570		
45.0			245	910	200	820		
75.0	473	1177	350	1330	280	1200	389	716
112.5			490	1900	400	1710	450	1290
150.0	810	2070	610	2390	490	2155	590	1440
225.0			810	3350	650	3120	799	2194
300.0	1440	3900	1020	4300	870	4090	981	2913
400.0			1240	5529	1060	5750		
500.0	2250	5600	1450	6700	1240	6370	1358	4830
630.0			1700	8300	1450	7890		
800.0			2000	10400	1700	9900		
1000.0			2350	12800	2050	12700	2035	10135

Para poder calcular el punto óptimo es necesario tener una base de datos bien organizada y actualizada, que permita poder utilizar la metodología aquí presentada.

Se debe tener un sistema de gerencia de redes que contenga un Programa de Cambio de Transformadores PCT que permita llevar a cabo planes de acción con miras a la optimización del sistema.

La metodología y procedimientos aquí presentados permiten verificar y corregir, si se ejecutan periódicamente, los criterios de planeamiento.

Involucrando los cálculos de cargabilidad en el sistema de gerencia de redes, es posible dar diagnósticos periódicos que permitan optimizar la operación del sistema y dar, adicionalmente, estadísticas sobre el número de transformadores y que tan lejos están de sus puntos óptimos de operación.

La aplicación del método aquí presentado, conjuntamente con el PCT, permite el desarrollo de una política nacional de compras de transformadores de distribución.

Capacidad de conducción de corriente

-
- 6.1 Corriente en redes de distribución aéreas.
 - 6.2 Corriente en cables subterráneos.
 - 6.3 Factor de pérdidas en las pantallas de los cables subterráneos.
 - 6.4 Gráficas de capacidad de corriente de cables subterráneos.
 - 6.5 Ejemplos.
 - 6.6 Tablas de capacidad de corriente para otras condiciones de instalación.
 - 6.7 Capacidad de conducción del aluminio comparada con la del cobre.

6.1 CORRIENTE EN REDES DE DISTRIBUCIÓN AÉREAS

En el diseño de líneas de transmisión y distribución, la elevación de la temperatura de los conductores por encima de la temperatura ambiente debido a la corriente que estos llevan es de gran importancia, ya que las pérdidas de energía, la regulación de voltaje, la estabilidad y otros factores resultan afectados por los aumentos de temperatura a la vez que pueden determinar la selección de un conductor. En la mayoría de las veces es necesario considerar la capacidad de corriente máxima que puede soportar el conductor en forma permanente. Los aumentos de temperatura exagerados pueden afectar la flecha entre estructuras y ocasiona pérdidas de tensión, también puede afectar el aislamiento cuando dichos conductores van provistos de este.

En líneas que van a soportar una carga excesiva bajo condiciones de emergencia, la capacidad máxima de corriente de un conductor es importante en la selección del mismo conductor.

Debe procurarse que un exagerado calentamiento de los conductores no altere sus propiedades eléctricas y mecánicas. Si las densidades de corriente exceden de ciertos límites, pueden producirse peligrosos calentamientos en los conductores que sin llegar a fundirlos, pueden alterar su conductividad y resistencia mecánica, también pueden ser afectados los aisladores que soportan dichos conductores.

La siguiente discusión presenta las fórmulas de SCHURIG Y FRICK para el cálculo de la capacidad aproximada de la corriente de cada uno de los conductores bajo condiciones conocidas de: Temperatura ambiente, velocidad del viento y aumento de temperatura.

La cantidad de calor producida por la corriente eléctrica se calcula mediante la aplicación de la ley de Joule. Sin embargo, el calor disipado por el conductor y la temperatura que este pueda alcanzar son de difícil determinación en forma exacta ya que varía entre límites muy amplios según la dirección y velocidad del viento, el poder calorífico de los rayos solares, el estado de la superficie de los conductores, etc.

La base del método es el calor desarrollado en los conductores por las pérdidas I^2R es disipado por convección al aire y por radiación a objetos circundantes.

Esto puede ser expresado como sigue:

$$I^2R = (W_c + W_r) \cdot A \quad \text{en W} \quad (6.1)$$

$$I = \sqrt{\frac{(W_c + W_r) \cdot A}{R}} \quad \text{en W} \quad (6.2)$$

donde:

- I = Corriente del conductor en A.
- R = Resistencia del conductor en Ω por ft de longitud
- W_c = W / in^2 disipados por convección.
- W_r = W / in^2 disipados por radiación.
- A = Area de la superficie del conductor en in^2/ft de longitud.

Los $\frac{W}{\text{in}^2}$ disipados por convección W_c pueden determinarse mediante la ecuación:

$$W_c = \frac{0.0128 \sqrt{pv} \Delta t}{Ta^{0.123} \sqrt{d}} \text{ W / in}^2 \quad (6.3)$$

donde:

- p = Presión en atmósferas.
- v = Velocidad del viento en ft/s.
- Ta = Temperatura absoluta promedio del conductor y aire en K.
- Δt = Aumento de la temperatura °C.
- d = Diámetro exterior del conductor en pulgadas.

Esta última ecuación es una aproximación apreciable a conductores con diámetros entre 0.5 y 5 in o más, cuando la velocidad del viento es alta (0.2 a 0.5 ft/s).

Los W / in^2 disipados por radiación W_r pueden ser determinados mediante la siguiente ecuación:

$$W_r = 36.8 E \left[\left(\frac{T}{1000} \right)^4 - \left(\frac{T_o}{1000} \right)^4 \right] \text{ W / in}^2 \quad (6.4)$$

donde:

- E = Emisividad relativa de la superficie del conductor.
- E = 1.0 para cuerpos negros.
- E = 0.5 para cobre oxidado.
- T = Temperatura absoluta del conductor en K.
- T_o = Temperatura absoluta de los cuerpos circundantes en K.

La corriente I podrá calcularse mediante la ecuación 6.2 donde el valor de R es la resistencia a.c. a la temperatura del conductor (Temperatura ambiente más la elevación de temperatura) teniendo en cuenta el efecto Skin.

Este método es generalmente aplicable a conductores de cobre y aluminio ya que las pruebas han mostrado que la disipación de calor de los conductores de Aluminio es más o menos la misma que la de los conductores de cobre de un mismo diámetro exterior cuando el aumento de temperatura es el mismo.

El efecto del sol sobre la elevación de temperatura del conductor es generalmente ignorado (3 a 8 °C). Este efecto es menos importante bajo condiciones de alto incremento de temperatura por encima de la temperatura ambiente.

Las tablas de características eléctricas de conductores incluyen tabulaciones para la máxima capacidad de corriente basadas en una elevación de 50 °C por encima de la temperatura ambiente de 25 °C (temperatura total

del conductor de 75° C), superficie empañada ($E = 0.5$) y velocidad del viento (2 ft / s). Estas limitaciones térmicas están basadas en conductores con carga continua.

Utilizando las fórmulas de SCHURIG Y FRICK las figuras 6.1 y 6.2 han sido calculadas para mostrar como la capacidad de corriente de los conductores de cobre y aluminio varía con la temperatura ambiente asumiendo una temperatura en el conductor de 75 °C y una velocidad del viento de 2 feet / seg.

Estos valores son moderados y pueden usarse como guía para diseño de redes.

La tabla 6.1 muestra las capacidades de corriente de los conductores de cobre aluminio y ACSR (admisibles en régimen permanente) normalizadas en Colombia.

Los valores indicados en esta tabla expresan las intensidades de corriente máxima que pueden circular por un conductor instalado al aire, de forma que el calentamiento eleve la temperatura hasta un límite máximo de 90 °C.

Se considera que esta temperatura es la más alta que puede alcanzarse sin que se produzca una disminución en las características mecánicas del conductor.

6.2 CORRIENTE EN CABLES SUBTERRÁNEOS

El problema de la determinación de la capacidad de conducción de corriente en cables de energía, es un problema de transferencia de calor.

Las pérdidas analizadas en el capítulo 5 constituyen energía que se transforma en calor en el cable, el cual necesita cuantificarse para definir que cantidad de él se puede disipar al medio ambiente, a través de las resistencias térmicas que se oponen al flujo del mismo, cuando se exceda la temperatura permisible de operación en el conductor.

6.2.1 Ley de Ohm térmica.

La ecuación que relaciona la transferencia de calor a través de elementos que se oponen al flujo del mismo, con un gradiente de temperatura, se denomina ley de Ohm térmica, por su analogía con la ley de Ohm eléctrica y se expresa como:

$$\Delta T = W \sum R_t \quad (6.5)$$

donde:

$\Delta T =$ Gradiente de temperatura originado por la diferencia de temperatura entre el conductor y el medio ambiente, el cual es análogo al voltaje en la ley de ohm eléctrica. $\Delta T = T_c - T_a$.

$W =$ Calor generado en el cable, análogo a corriente eléctrica.

$\sum R_t =$ Suma de las resistencias térmicas que se oponen al flujo de calor, análogo a la resistencia eléctrica.

TABLA 6.1. Capacidades de corriente para conductores de cobre y aluminio (ACSR).

Condiciones: Instalación : Al aire. Tensión max. de servicio = 600 VAC Temperatura ambiente = 30 °C Velocidad del viento = 2.5 km/h					Material del conductor: Cobre blando para cables aislados. Cobre duro para cables desnudos ACSR para cables desnudos Aluminio para cables aislados y desnudos			
AWG MCM	Alambres y cables monopolares de cobre				Alambres y cables monopolares de aluminio y ACSR			
	Conductor desnudo		Conductor aislado		Conductor desnudo		Conductor aislado	
	Temperatura del conductor				Temperatura del conductor			
	75°C	60°C	75°C	90°C	75°C	60°C	75°C	90°C
14	--	20	20	--	--	--	--	--
12	--	25	25	--	--	--	--	--
10	--	40	40	--	--	--	--	--
8	--	55	65	--	--	--	--	--
6	120	80	95	--	97	60	75	--
4	162	105	125	--	128	80	100	--
2	219	140	170	180	170	110	135	140
1	253	165	195	210	--	--	--	--
1 / 0	294	195	230	245	221	150	180	190
2 / 0	341	225	265	285	253	175	210	220
3 / 0	395	260	310	330	288	200	240	225
4 / 0	461	300	360	385	323	230	280	300
250	513	340	405	425	--	265	315	330
266.8	--	--	--	--	434	--	--	--
300	577	375	445	480	--	290	350	375
336.4	--	--	--	--	504	--	--	--
350	634	420	505	530	--	330	395	415
397.5	--	--	--	--	561	--	--	--
400	694	555	545	575	--	335	425	450
477	--	--	--	--	633	--	--	--
500	800	515	620	660	--	405	485	515
Factor de corrección para temperatura ambiente								
25 °C	1.06	--	--	--	1.06	--	--	--
30 °C	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
40 °C	0.88	0.82	0.88	0.90	0.88	0.82	0.88	0.90
45 °C	0.82	0.71	0.82	0.85	0.82	0.71	0.82	0.85
50 °C	0.75	0.58	0.75	0.80	0.75	0.58	0.75	0.80
55 °C	0.67	0.41	0.67	0.74	0.67	0.41	0.67	0.74
60 °C	0.58	--	0.58	0.67	0.58	--	0.58	0.67

Estos conductores serán usados en redes secundarias.

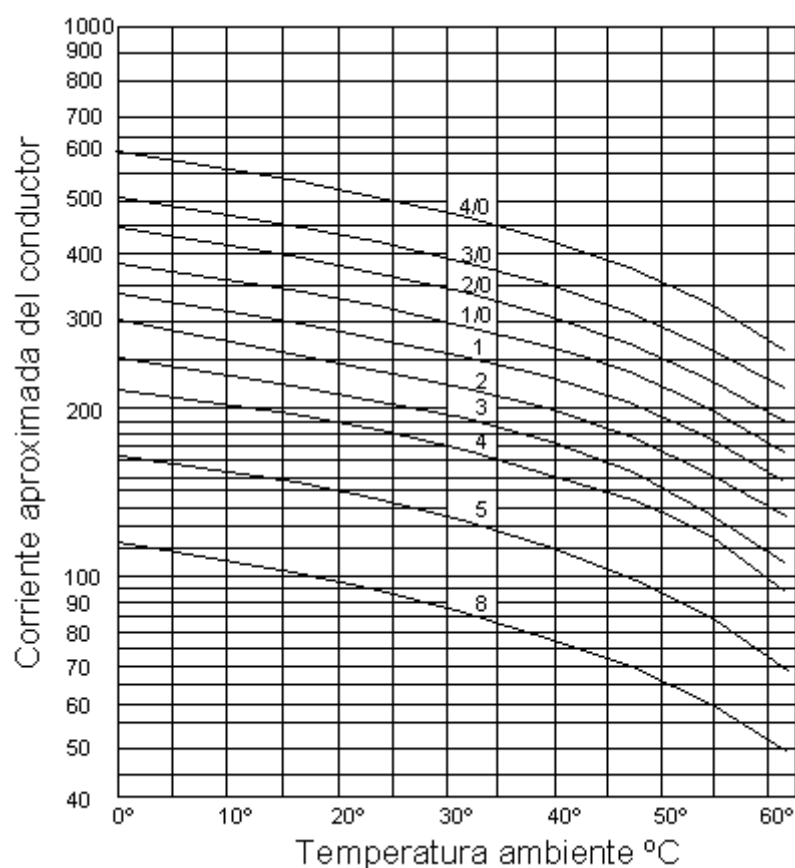


FIGURA 6.1. Capacidad de transporte de corriente del conductor de cobre en amperios vs temperatura ambiente en °C. (Temperatura del conductor 75 °C, velocidad del viento 2 ft/s.).

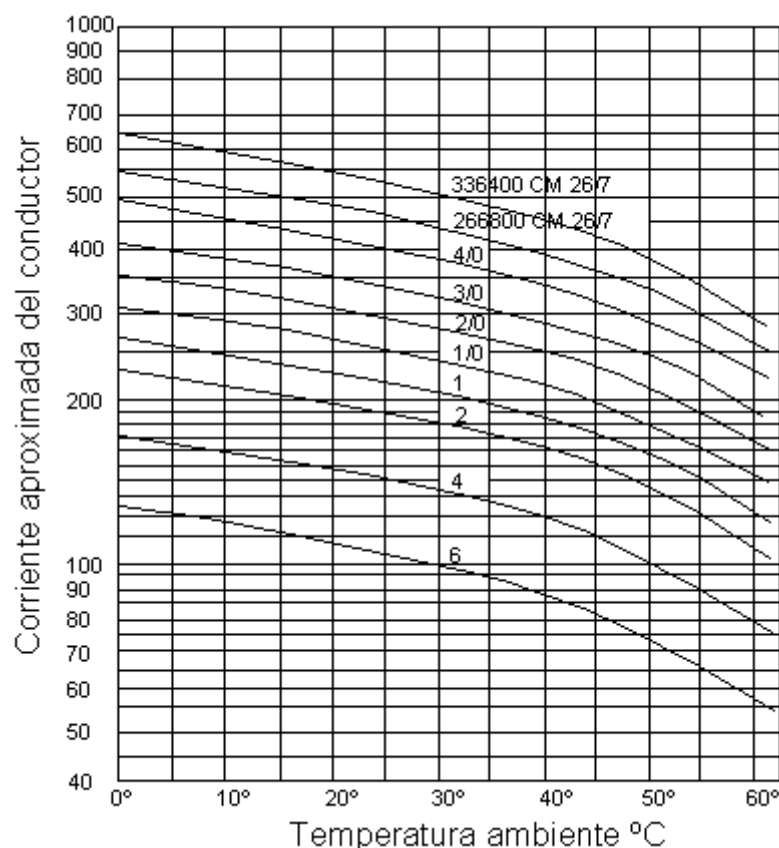
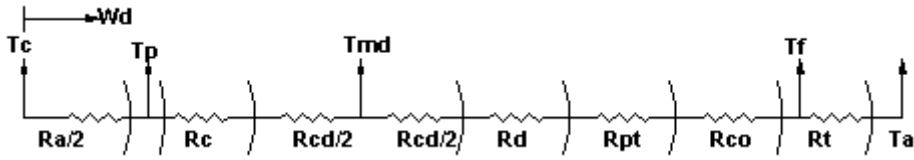


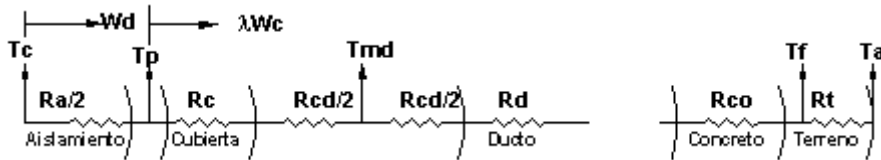
FIGURA 6.2. Capacidad de transporte de corriente del conductor de aluminio en amperios vs temperatura ambiente en °C. (Conductores de aluminio a 75 °C, velocidad del viento 2 pies / seg).

Las fuentes de generación de calor en un cable de energía son: el conductor, el dieléctrico y las pantallas. Por otra parte, la suma de las resistencias térmicas que se oponen al paso del calor generado difiere en cada una de las fuentes, así por ejemplo, en el caso del conductor y la pantalla de cable (figura 6.3), mientras que el pantalla las resistencias térmicas se inician en la cubierta. De igual manera sucede con el calor generado en el aislamiento (figura 6.4)



T_c = temperatura del conductor.	R_d = resistencia térmica del ducto
R_a = resistencia térmica del aislamiento.	R_{pt} = resistencia térmica protección tubería
T_p = temperatura de la pantalla metálica.	R_{co} = resistencia térmica del concreto
R_c = resistencia térmica de la cubierta.	T_f = temperatura interfase
R_{cd} = resistencia térmica del aire o aceite dentro del ducto.	R_t = resistencia térmica del terreno
T_{md} = temperatura media del ducto.	T_a = temperatura ambiente

FIGURA 6.3. Diagrama de circuito térmico sin incluir pérdidas en el conductor.



W_c = calor generado en el conductor.	R_c = resistencia térmica de la cubierta.
λW_c = calor generado en la pantalla metálica.	R_{cd} = resistencia térmica del aire o aceite dentro del ducto.
T_c = temperatura del conductor.	T_a = temperatura ambiente.
T_p = temperatura de la pantalla metálica.	R_d = resistencia térmica del ducto.
T_{md} = temperatura media del ducto.	R_{co} = resistencia térmica del concreto.
T_f = temperatura interfase.	R_t = resistencia térmica del terreno.
R_a = resistencia térmica del aislamiento.	R_c = resistencia térmica de la cubierta.

FIGURA 6.4. Diagrama de circuito térmico sin incluir pérdidas dieléctricas.

Separando las fuentes con las respectivas resistencias térmicas que se oponen al flujo de calor, la ecuación 6.5 se puede escribir como:

$$T_c - T_a = W_c \sum R_{tc} + W_d \sum R_{td} + W_p \sum R_{tp} \quad (6.6)$$

$$T_c - T_a = I^2 R_c \sum R_{tc} + W_d \sum R_{td} + KI^2 R_p \sum R_{tp} \quad (6.7)$$

donde:

$I^2 R_c$ = Pérdidas en el conductor.

$\sum R_{tc}$ = Suma de las resistencias térmicas que se oponen al flujo de calor en el conductor.

$\sum R_{td}$ = Suma de las resistencias térmicas que se oponen al flujo de calor en el dieléctrico.

$\sum R_{tp}$ = Suma de las resistencias térmicas que se oponen al flujo de calor en la pantalla.

$KI^2 R_p$ = Pérdidas en las pantallas, siendo K el factor de inducción e I la corriente en el conductor.

De la ecuación 6.7 se puede calcular la corriente permisible en el conductor, despejando I :

$$I = \sqrt{\frac{T_c - T_a - W_d \sum R_{td}}{R_c \sum R_{tc} + KR_p \sum R_{tp}}} \quad (6.8)$$

O bien, conociendo la corriente permisible, se puede mediante la ecuación 6.7 encontrar la temperatura en el conductor.

La expresión 6.8 permite el cálculo de la corriente permisible, conociendo la corriente de la pantalla, de acuerdo con el capítulo 5. Para este cálculo se pueden obtener expresiones más sencillas, puesto que las pérdidas en el conductor están relacionadas con las pérdidas en la pantalla. Esta relación se conoce como factor de pérdidas y se representa con la letra σ , en publicaciones como la norma IEC 287 "Calculation of the continuous current rating of cables", y con base en esta relación se puede calcular la corriente I :

$$I = \sqrt{\frac{T_c - T_a - W_d \sum R_{td}}{R_c \sum R_{tc} + R(1 + \sigma) \sum R_{tp}}} \quad (6.9)$$

Entonces para encontrar la corriente permisible en el conductor es necesario definir:

1. El gradiente de temperatura: se encuentra conociendo la temperatura máxima de operación permisible, sin degradar el aislamiento (figura 6.2).
2. Las resistencias térmicas: se encuentra la magnitud de las resistencias térmicas que se oponen al flujo de calor (Sec. 6.2.2).
3. El factor de pérdidas: se calcula de el factor de pérdidas de la pantalla (Sec. 6.2.3).

TABLA 6.2. Temperaturas máximas permisibles en cables de energía.

Aislamiento	Temperatura °C
VULCANEL EP	90
VULCANEL XLP	90
SINTANAX	75
Papel impregnado en aceite	85

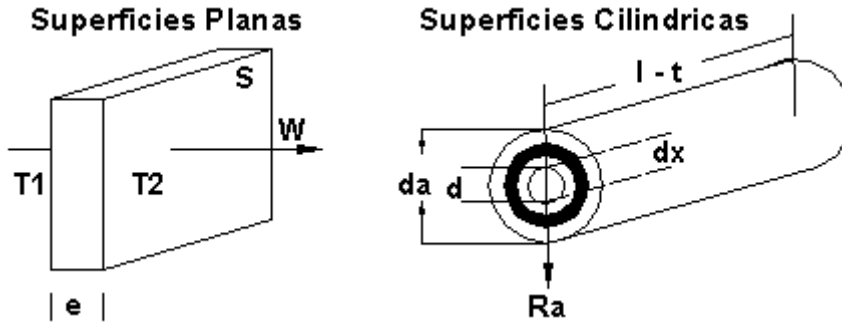
6.2.2 Resistencias térmicas.

En la figura 6.5 se ilustra la analogía entre la resistencia eléctrica y la térmica donde se puede observar que el valor de esta depende de la resistividad del material, del espesor y del área por la que el calor debe pasar. También se muestra la ecuación que permite el cálculo de resistencias térmicas para superficies cilíndricas.

6.2.2.1 Cálculo de las resistencias térmicas del aislamiento.

Para cables monopolares:

$$R_a = 0.336 \rho_a \log \frac{d_a}{d} \quad (6.10)$$



W	= Cantidad de calor (W / cm).	$R_t = \rho_t \cdot \frac{e}{S}$ (°C-cm / W).
R_t	= Resistencia térmica (°C-cm / W).	$R_t = \rho_t \cdot \frac{dx}{2\pi x l}$
e	= Espesor (cm)	$R_t = \int_r^{r_a} \frac{\rho_t}{2\pi x} dx$
ρ_t	= Resistividad térmica (°C-cm / W).	$R_t = \frac{l}{2\pi} \rho_t \ln \frac{r_a}{r}$
$\Delta T = T_2 - T_1$	= Diferencia de temperaturas (°C).	$R_t = \frac{2.3}{2\pi} \rho_t \log \frac{r_a}{r}$
$\Delta T = R_t - W$	donde $R_t = \rho_t \cdot \frac{e}{S}$	$R_t = 0.366 \rho_t \log \frac{2r_a}{r}$
		$R_t = 0.366 \rho_t \log \frac{D_a}{D}$

FIGURA 6.5. Analogía entre resistencia térmica y la eléctrica.

TABLA 6.3. Resistividad de aislamientos

Aislamiento	$\rho_a (^{\circ}\text{C cm} / \text{W})$
Papel	600
Polietileno	350
XLP	350
EPR	500
PVC*	600

* Valor promedio, ya que la resistividad térmica del PVC varía de acuerdo al compuesto.

TABLA 6.4. Resistividad de cubiertas.

Cubierta	$\rho_c (^{\circ}\text{C cm} / \text{W})$
Policloropreno	550
PVC	700

TABLA 6.5. Valores de A,B,C.

Instalación	A	B	C
Conduit metálica	5.2	1.4	0.011
Ducto de asbesto - cemento en el aire	5.2	1.2	0.006
Ducto de asbesto - cemento en concreto	5.2	1.1	0.011

TABLA 6.6. Resistividad de materiales empleados en ductos.

Material	$\rho_d (^{\circ}\text{C cm} / \text{W})$
Asbesto - cemento	200
Concreto	100
PVC	700

Para cables tripolares con cintura:

$$R_a = \frac{\rho_a}{2\pi} G \quad (6.11)$$

donde:

R_a = Resistencia térmica del aislamiento.

ρ_a = Resistividad térmica del aislamiento.

- d_a = Diámetro sobre el aislamiento.
 d = Diámetro sobre el conductor, incluyendo pantalla.
 G = Factor geométrico (figura 6.6).

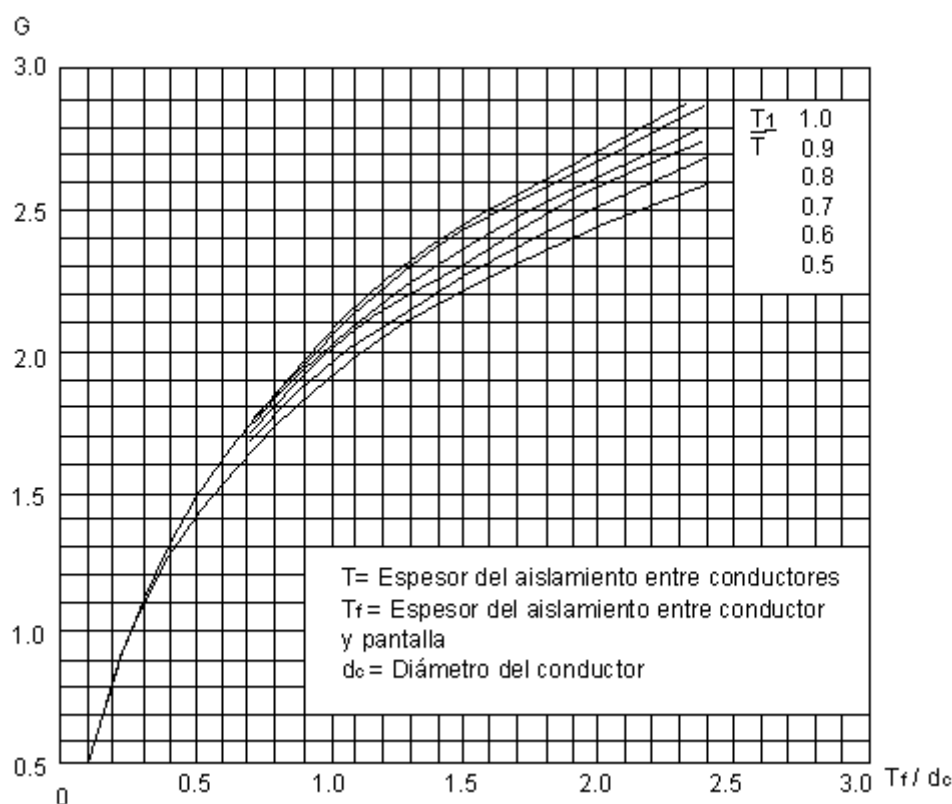


FIGURA 6.6. Factor geométrico.

En la tabla 6.3 se mencionan valores de la resistividad para algunos aislamientos.

6.2.2.2 Cálculo de las resistividades térmicas de la cubierta.

$$R_c = 0.366 \rho_c \log \frac{d_c}{d_o} \quad (6.12)$$

donde:

R_c = Resistencia térmica de la cubierta.

ρ_c = Resistividad térmica de la cubierta.

d_c = Diámetro de la cubierta.

d_o = Diámetro bajo la cubierta.

En la tabla 6.4 se incluyen valores de ρ_c para algunas cubiertas.

6.2.2.3 Cálculo de las resistencias térmicas del aire dentro del ducto.

$$R_{cd} = \frac{100A}{1 + (B + C\theta_m)d_e} \quad (6.13)$$

donde:

A, B, C = Constantes que dependen del tipo de instalación (tabla 6.5).

d_e = Diámetro exterior del cable. centímetros.

θ_m = Temperatura del medio dentro del ducto.

6.2.2.4 Cálculo de las resistencias térmicas del ducto.

$$R_d = 0.366\rho_d \log \frac{d_e}{d_i} \quad (6.14)$$

donde:

R_d = Resistencia térmica del ducto.

ρ_d = Resistividad térmica del ducto.

d_e = Diámetro exterior del ducto.

d_i = Diámetro interior del ducto.

En la tabla 6.6 se incluyen valores de ρ_d para algunos materiales.

6.2.2.5 Cálculo de las resistencias térmicas del terreno.

- **Efecto de la resistividad térmica del terreno sobre la capacidad del conductor:**

La temperatura máxima de operación cíclica en el conductor tiene una influencia decisiva en la capacidad de conducción y la vida útil de los cables subterráneos y debe ser limitada a valores aceptables. El elemento que

más influye para limitar las elevaciones de temperatura originadas por la carga es el circuito externo que rodea el conductor, ya que todo el calor generado debe ser disipado a través de él y es, a la vez, el que ofrece la máxima resistencia del circuito térmico. En la gran mayoría de los casos, la resistividad térmica del terreno es demasiado alta, alcanzando en algunos lugares valores próximos a los 300 °C - cm / W. Para abatir las resistividades elevadas se acostumbra rellenar las trincheras donde han de colocarse los cables con materiales especiales de baja resistividad, tales como arenas térmicas, dando como resultado una resistividad equivalente o efectiva de un valor adecuado, en la trayectoria de disipación del calor.

Es importante hacer notar que la fórmula 6.9 permite calcular la corriente admisible, cuando se prevé que el cable operará con una corriente constante, es decir, cuando el factor de carga es del 100 %.

En la práctica, la corriente transportada por un cable rara vez es constante y varía de acuerdo con un ciclo de carga diario. Las pérdidas en el cable van a variar de acuerdo con el correspondiente ciclo de pérdidas diario, teniendo un factor f_p .

El factor de pérdidas se define como la corriente de carga promedio elevada al cuadrado, dividida entre la corriente máxima de carga elevada al cuadrado (f_p) = $\frac{I_{prom}^2}{I_{máx}^2}$.

El factor de carga se define como la corriente de carga promedio dividida entre la corriente máxima de carga $f_C = \frac{I_{prom}}{I_{máx}}$.

Del análisis de un gran número de ciclos de carga y sus correspondientes factores de carga y pérdidas, se ha desarrollado la siguiente fórmula que relaciona el factor de carga con el factor de pérdidas:

$$f_p = 0.3f_c + 0.7(f_c^2) \rightarrow \text{p.u.} \quad (6.15)$$

Para tener en cuenta los efectos de variación de la corriente, se acostumbra introducir en los elementos que están ligados a esta variación (conductor y pantallas, cubierta y tuberías metálicas), el factor de pérdidas f_p , Afectando a las pérdidas $I^2 R$. Sin embargo, dado que es un producto, matemáticamente se puede considerar que multiplica a la resistencia térmica del terreno.

- **Resistencia térmica del terreno para cables directamente enterrados.**

Haciendo $R_e' = f_p R_t$.

$$R_e' = 0.366 \rho_t n' \left[\log \frac{21.08}{d_e} + f_p \log \frac{4L \times F}{21.08} \right] \quad (6.16)$$

donde:

ρ_t = Resistividad térmica del terreno en $^{\circ}\text{C} - \text{cm} / \text{W}$.

n' = Número de cables enterrados.

d_e = Diámetro exterior del cable. centímetros.

f_p = $0,3f_c + 0,7f_c^2$

L = Profundidad a la que queda enterrado el centro del cable en centímetros.

F = Factor de calentamiento.

f_C = Factor de carga.

Nota: El factor de calentamiento F toma en cuenta los efectos de calentamiento mutuo entre cables colocados en una misma trinchera o banco de ductos y se calcula con el método de imágenes ilustrado en la

figura 6.7 con la siguiente ecuación: $F = \frac{d_{12'}}{d_{12}} \times \frac{d_{13'}}{d_{13}} \times \dots \times \frac{d_{in'}}{d_{in}}$ n-1 términos

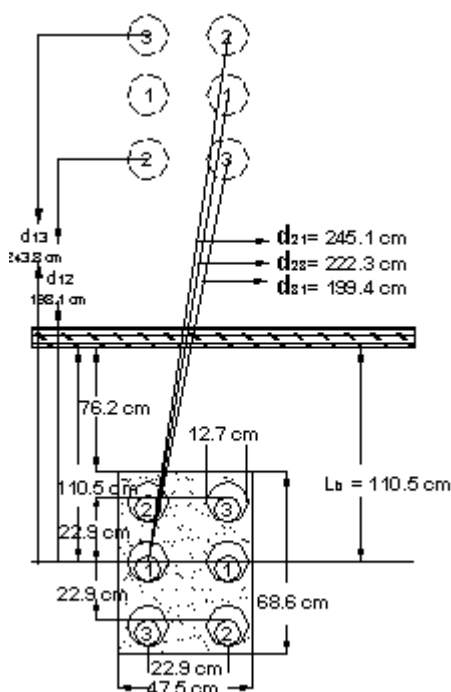
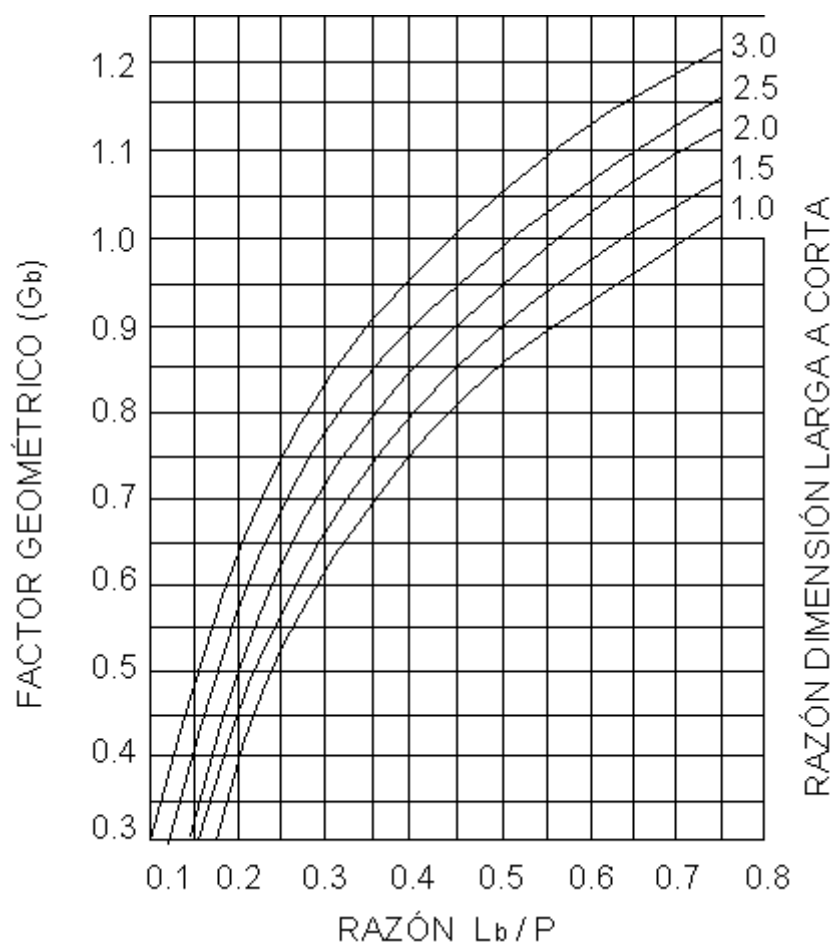


FIGURA 6.7. Método de imágenes para obtener el factor de calentamiento.

FIGURA 6.8. Factor geométrico G_b .

- **Resistencia térmica del terreno para cables enterrados en ductos.**

$$R'_e = 0.366\rho_c n' \left[\log \frac{21.08}{d_e} + fp \log \frac{4L \times F}{21.08} \right] + 0.366(\rho_t - \rho_c) n' N f_p G_b \quad (6.17)$$

donde:

d_e = Diámetro exterior del ducto, centímetros.

ρ_c = Resistividad térmica del concreto, °C - cm / W.

N = Número de cables o grupo de cables de sistema.

G_b = Factor geométrico (figura 6.8).

ρ_t = Resistividad térmica del terreno.

Debido a que la variación de la corriente no influye en el cálculo del calor generado en el dieléctrico W_d , las ecuaciones 6.16 y 6.17 se calculan con un factor de carga de 100 %.

6.3 FACTOR DE PERDIDAS EN PANTALLAS DE LOS CABLES SUBTERRANEOS

Las fórmulas en esta sección expresan las pérdidas de la pantalla, en términos de las pérdidas totales en el conductor o conductores y para cada caso se indica que tipos de pérdidas se consideran.

El factor de pérdidas en las pantallas σ consiste en la suma de las pérdidas causadas por corrientes que circulan en las pantallas σ' y las corrientes parásitas σ'' .

$$\sigma = \sigma' + \sigma'' \quad (6.18)$$

El valor de σ depende de la construcción del cable, de la disposición y separación de los cables del sistema y de la conexión a tierra de la pantalla o cubierta metálica.

Las fórmulas que ahora se presentan son las correspondientes a los casos planteados, otras situaciones se pueden consultar en la norma IEC 287.

6.3.1 Cables monopolares en formación trébol, pantallas aterrizadas en ambos extremos.

Para este caso, el factor de pérdidas está dado por.

$$\sigma' = \frac{R_p}{R} \times \frac{1}{1 + \left(\frac{R_p}{X} \right)^2} \quad (6.19)$$

donde:

- R_p = Resistencia por unidad de longitud de la pantalla. Ω/cm .
 X = Reactancia por unidad de longitud de la pantalla Ω/cm .
 S = Distancia entre centros de los conductores.
 d = Diámetro medio de la pantalla de los conductores.
 w = $2\pi f$

$$X = 4.6 w \cdot \log \frac{2S}{d} \times 10^{-9} \frac{\Omega}{\text{cm}} \quad (6.20)$$

6.3.2 Cables monopolares en formación plana, pantallas aterrizadas en los extremos.

Para cables monopolares en formación plana, con el cable central equidistante de los cables exteriores y con las pantallas aterrizadas en ambos extremos, el factor de pérdidas para el cable que tiene las mayores pérdidas (esto quiere decir, el cable exterior que lleva la fase atrasada), está dado por:

$$\sigma' = \frac{R_p}{R} \left[\frac{3/4 P^2}{R_p^2 + P^2} + \frac{1/4 Q^2}{R_p^2 + Q^2} + \frac{2R_p P Q X_m}{\sqrt{3}(R_p^2 + P^2)(R_p^2 + Q^2)} \right] \quad (6.21)$$

Para el cable del otro extremo:

$$\sigma' = \frac{R_p}{R} \left[\frac{3/4 P^2}{R_p^2 + P^2} + \frac{1/4 Q^2}{R_p^2 + Q^2} - \frac{2R_p P Q X_m}{\sqrt{3}(R_p^2 + P^2)(R_p^2 + Q^2)} \right] \quad (6.22)$$

Para el cable central, las pérdidas están dadas por:

$$\sigma' = \frac{R_p}{R} \times \frac{Q^2}{R_p^2 + Q^2} \quad (6.23)$$

En estas fórmulas

$$P = X + X_m, Q = \frac{X - X_m}{3} \quad (6.24)$$

donde:

$$X = 4.6 w \cdot \log \frac{2S}{d} \times 10^{-9} \Omega/\text{cm}$$

X = Reactancia por unidad de longitud de la pantalla para cables monopolares y formación trébol.

$$X_m = 4.6 \log 2 \times 10^{-9} \Omega/\text{cm} \quad (6.25)$$

X_m = Reactancia mutua por unidad de longitud entre la pantalla de un cable exterior y los conductores de los otros dos cuando los cables están en formación plana.

6.3.3 Cables tripolares con pantalla común.

Para un cable tripolar, donde los conductores están contenidos en una sola pantalla metálica común, σ' es despreciable y el factor de pérdidas está dado según el caso:

- Para conductores redondos y donde la resistencia de la pantalla R_p , es menor o igual a $1 \mu\Omega/\text{cm}$:

$$\sigma'' = \frac{3R_p}{R} \left[\left(\frac{2c}{d} \right)^2 \frac{1}{1 + \left(\frac{159R_p \times 10^6}{f} \right)^2} + \left(\frac{2c}{d} \right)^2 \frac{1}{1 + 4 \left(\frac{159R_p \times 10^6}{f} \right)^2} \right] \quad (6.26)$$

donde:

- c = Distancia entre el centro de un conductor y el centro del cable.
- d = Diámetro medio de la pantalla, centímetros.
- f = Frecuencia, Hz.

- Para conductores redondos y donde $R_p > 1 \mu\Omega/\text{cm}$.

$$\sigma'' = \frac{3.2W^2}{RR_p} \left(\frac{2c}{d} \right)^2 \times 10^{-18} \quad (6.27)$$

6.4 GRÁFICAS DE CAPACIDAD DE CORRIENTE EN CABLES SUBTERRÁNEOS

En las figuras 6.9 a 6.25 se muestran las gráficas de corriente máxima admisible en los cables subterráneos para diferentes condiciones de instalación. Esta gráficas se emplean de la siguiente manera:

- Seleccionar la gráfica adecuada en función del tipo de cable y forma en que será instalado.
- Comprobar que los datos que aparecen al pie de la gráfica coinciden con los datos reales de la instalación.
- En caso de que los datos sean diferentes, hacer uso de los factores de corrección que aparecen en las tablas 6.7 a 6.13.
- En caso de dudas, estudiar los ejemplos que aparecen al final de este capítulo.

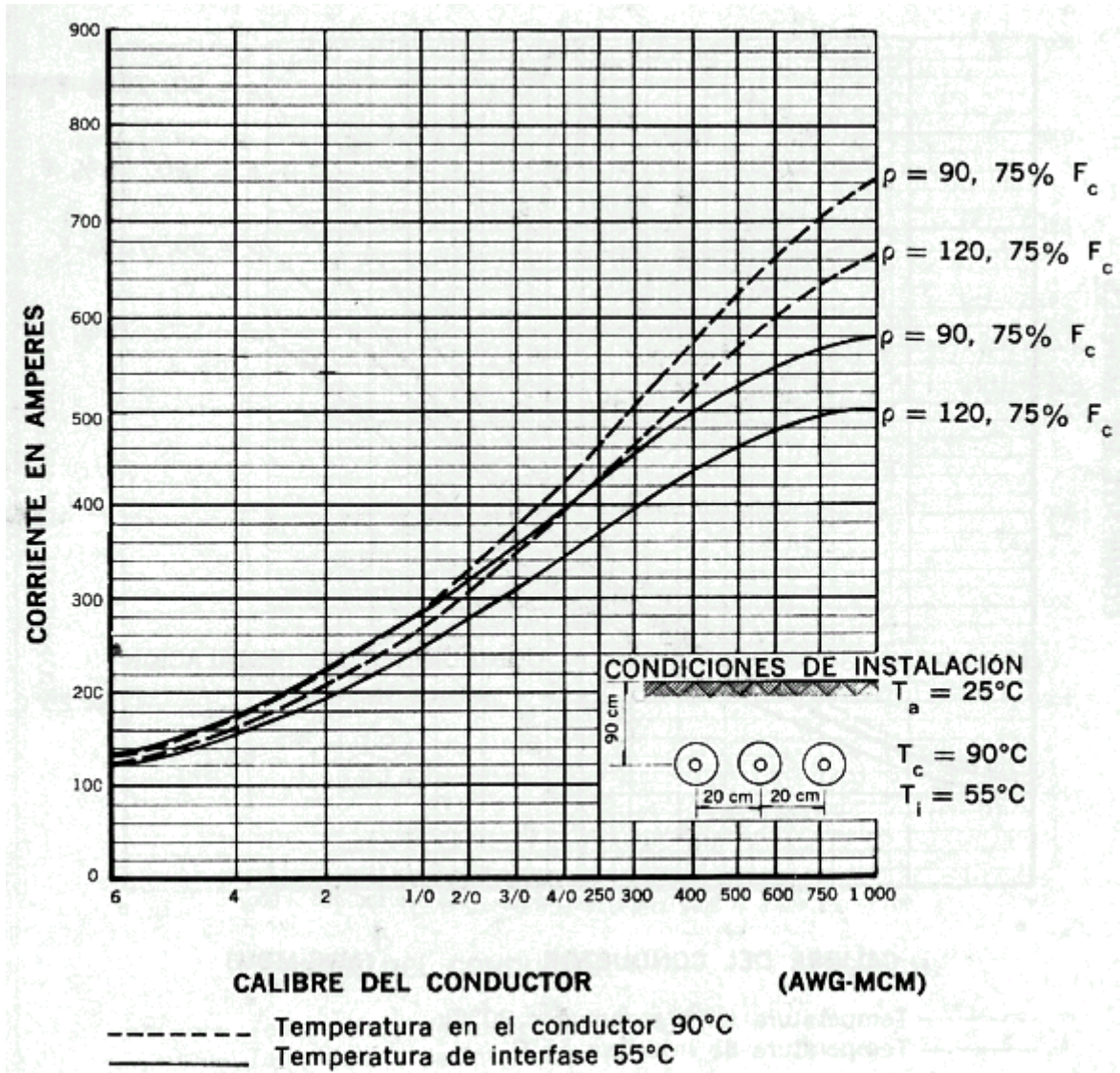


FIGURA 6.9. Corriente en cables de energía Vulcanel EP y XLP. 5, 15,25 y 35 kW. Directamente enterrados y pantallas a tierra.

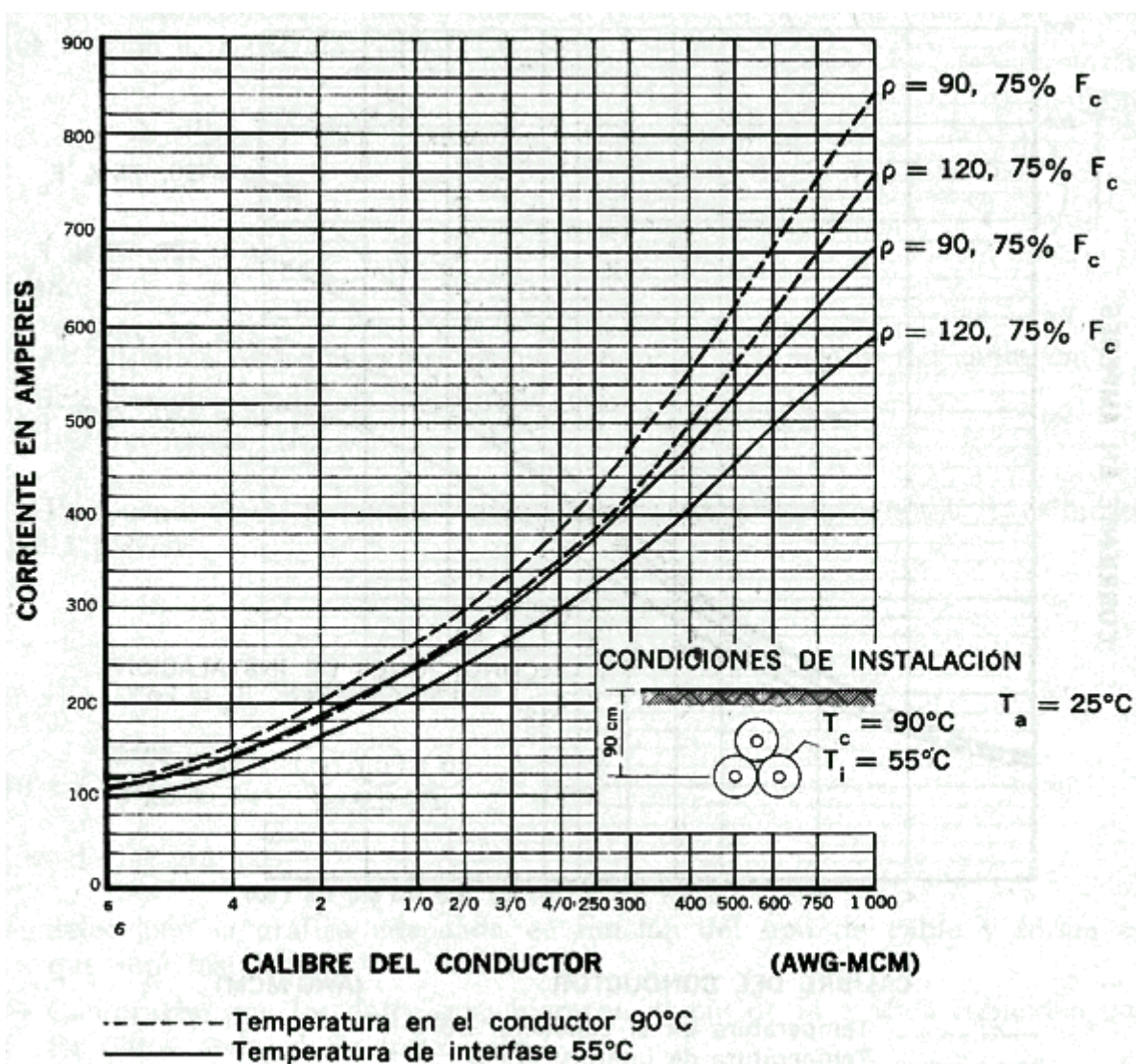


FIGURA 6.10. Corriente en cables de energía Vulcanel EP y XLP. 5, 15, 25 y 35 kW. Directamente enterrados y pantallas a tierra.

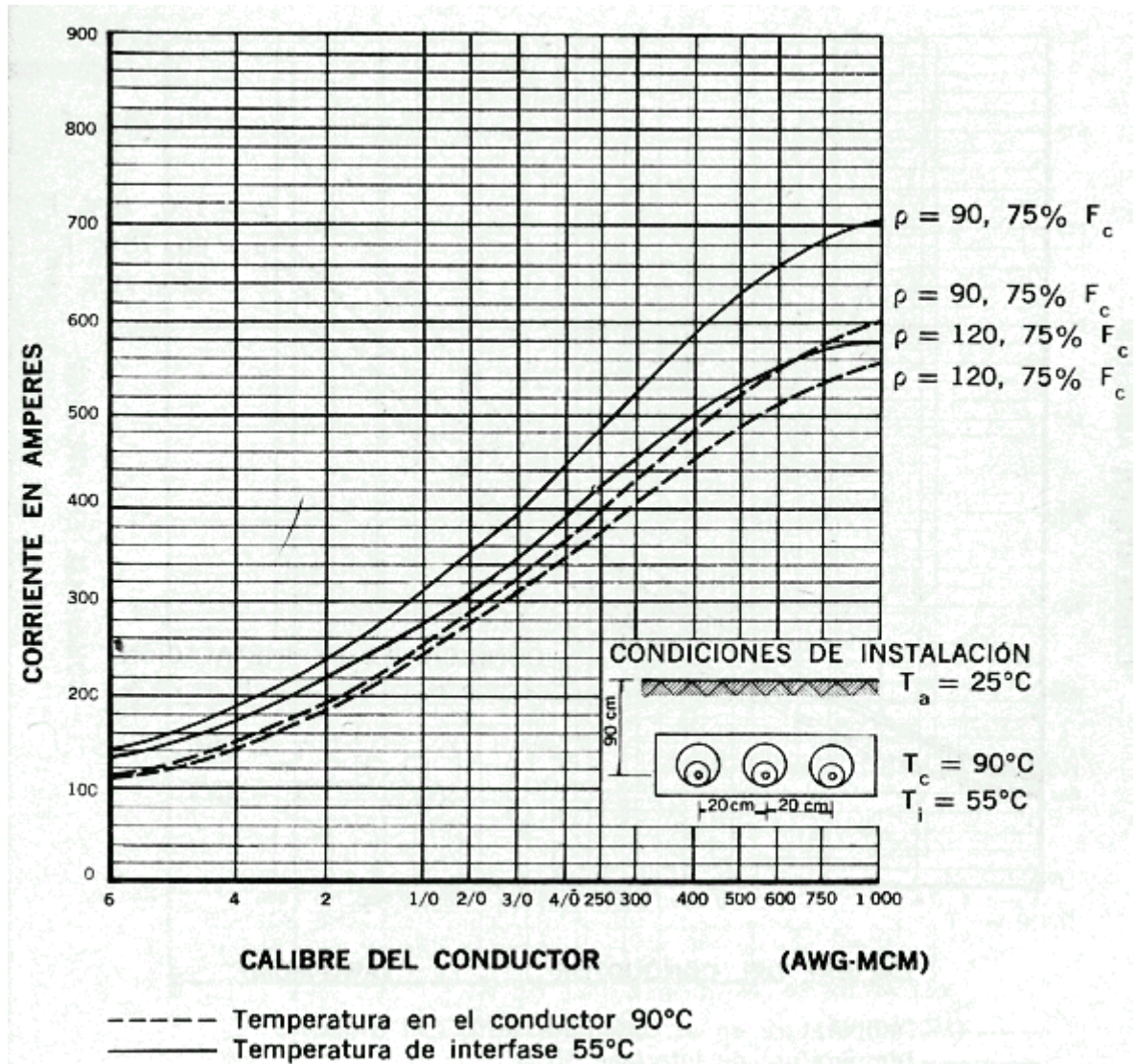


FIGURA 6.11. Corriente en cables de energía Vulcanel EP y XLP. 5, 15, 25 y 35 kW. Ducto subterráneo y pantallas a tierra.

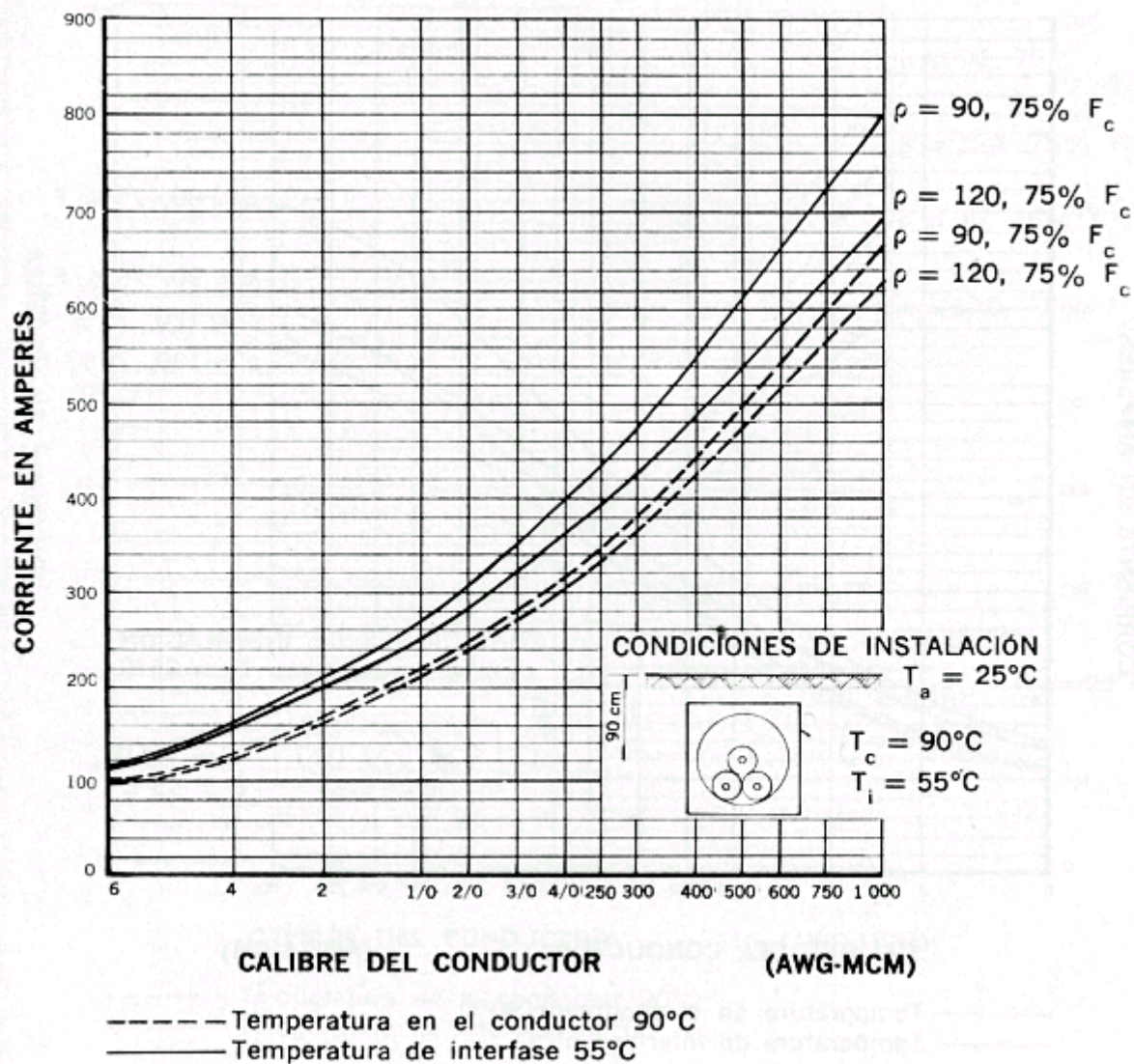


FIGURA 6.12. Corriente en cables de energía Vulcanel EP y XLP. 5, 15,25 y 35 kW. Ducto subterráneo y pantallas a tierra.

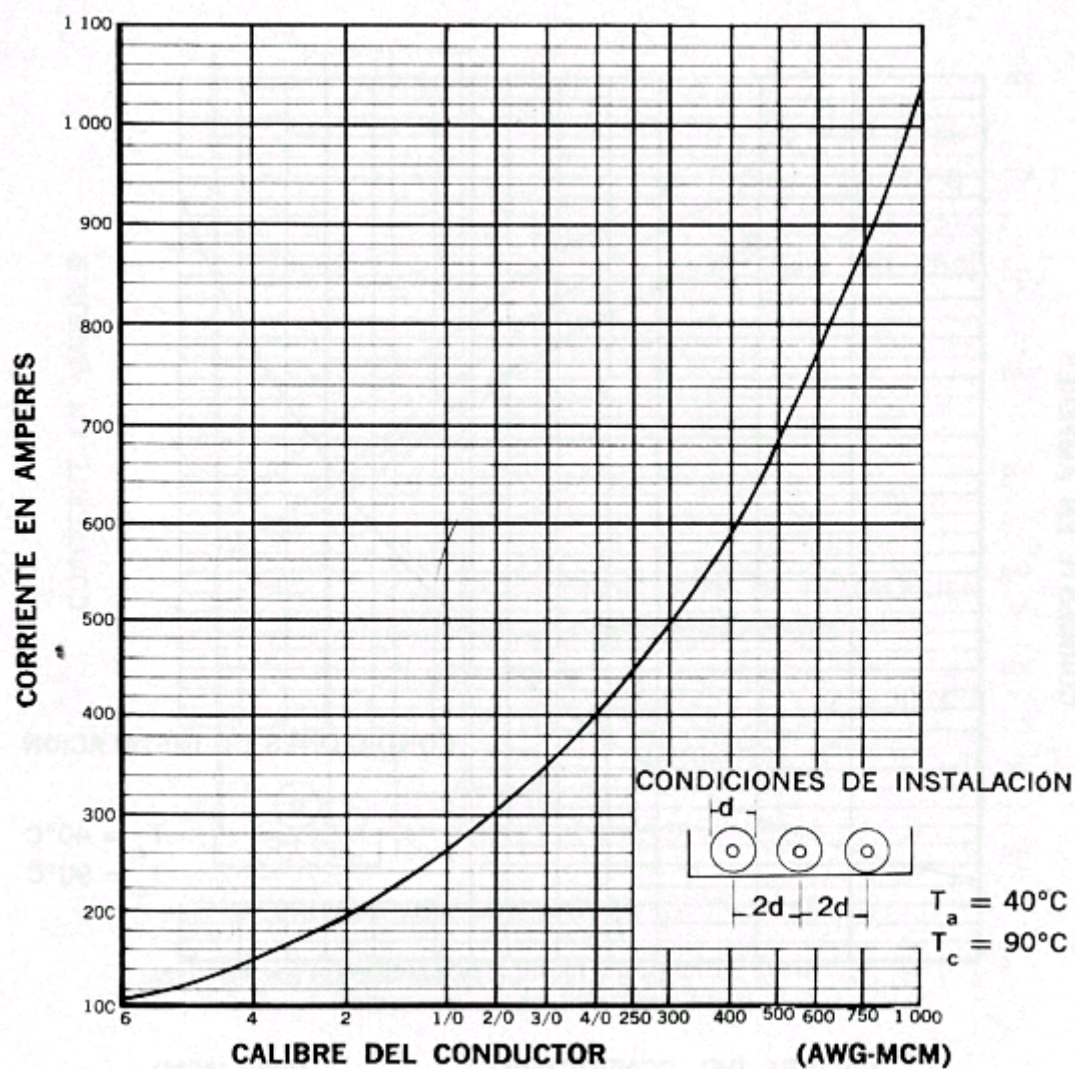


FIGURA 6.13. Corriente en cables de energía Vulcanel EP y XLP. 5, 15,25 y 35 kW. Instalado en charolas.

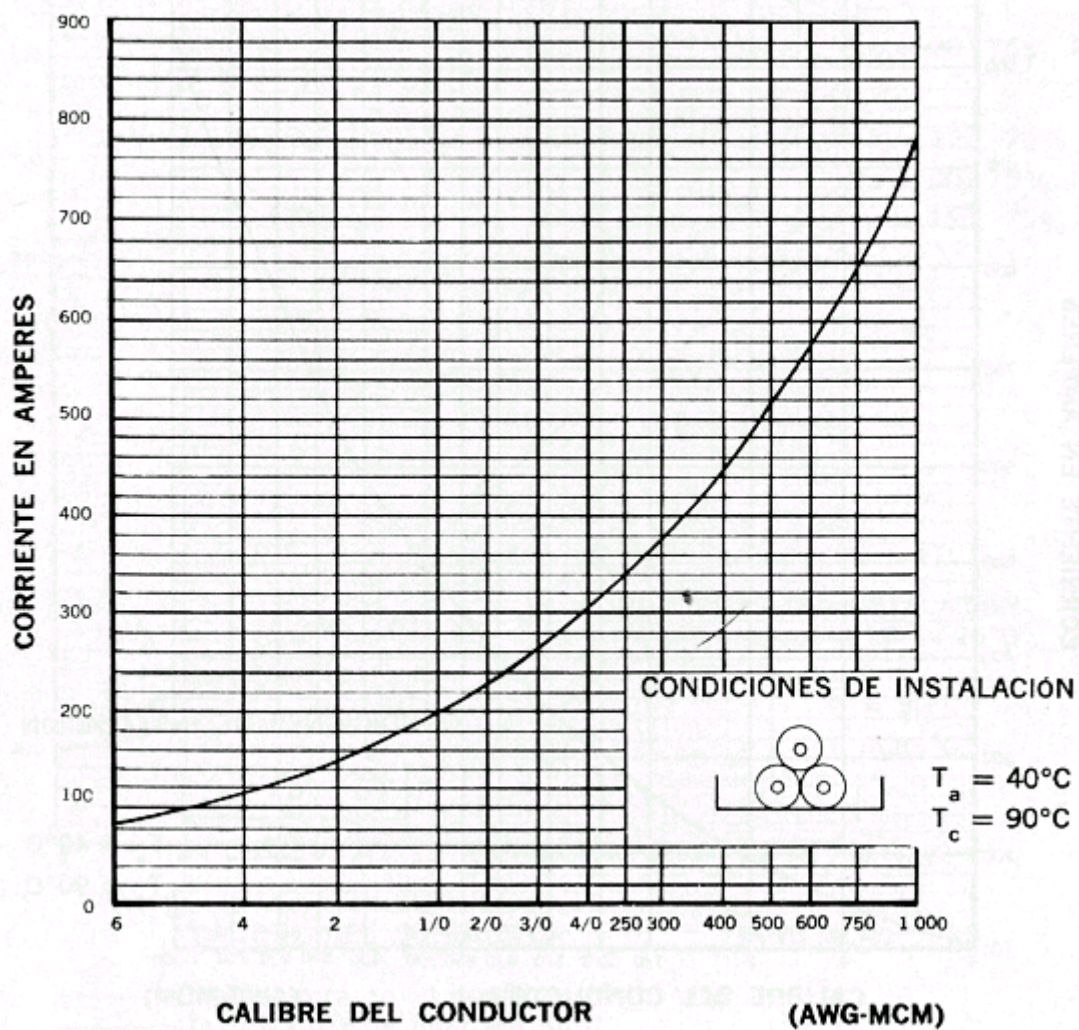


FIGURA 6.14. Corriente en cables de energía Vulcanel EP y XLP. 5, 15,25 y 35 kW. Instalado en charolas.

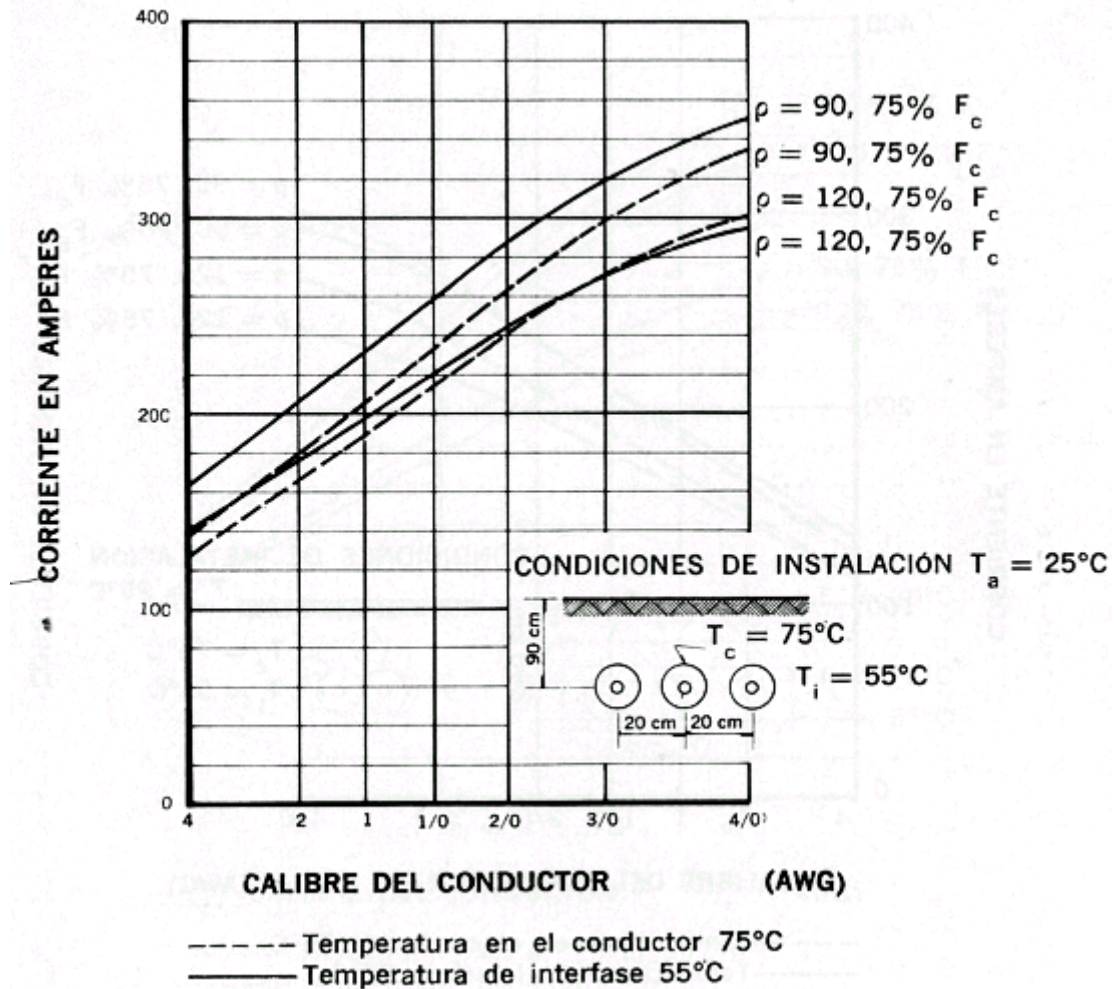


FIGURA 6.15. Corriente en cables de energía Sintenax 15 y 25 kW. Directamente enterrados y pantallas a tierra.

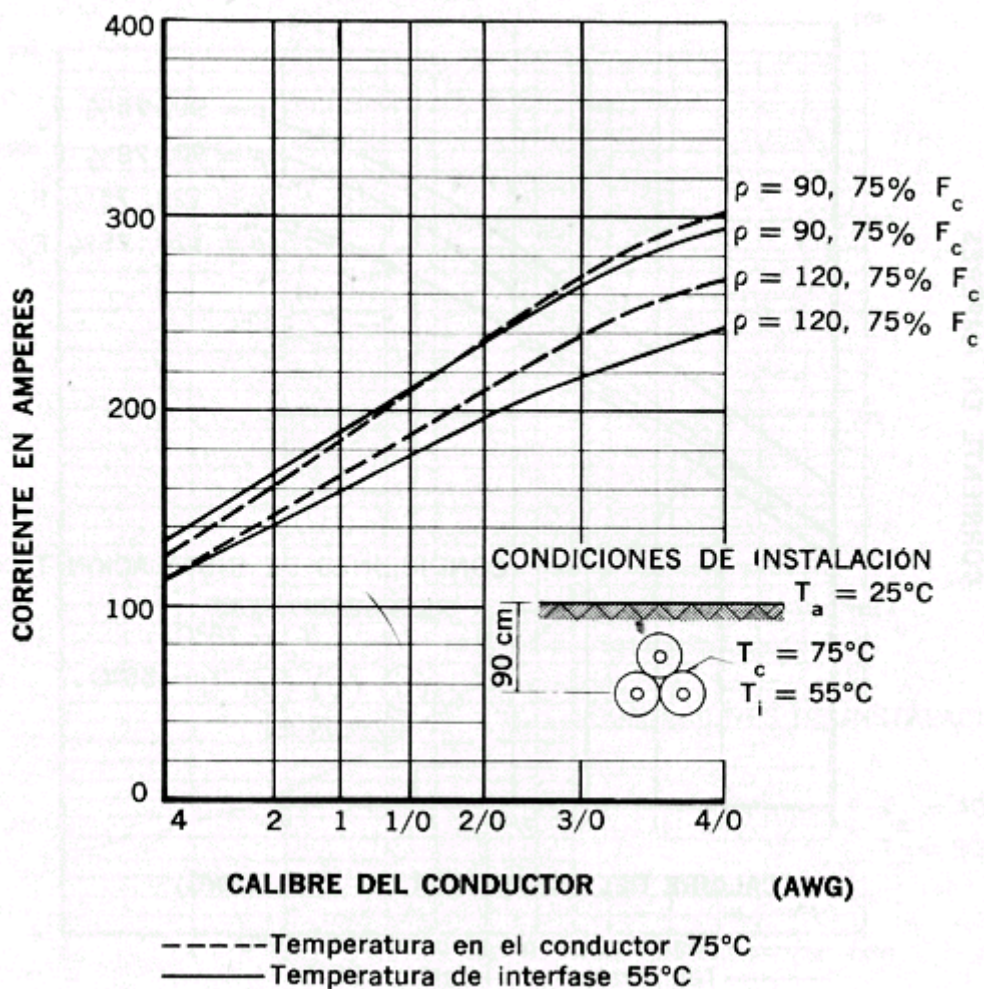


FIGURA 6.16. Corriente en cables de energía Sintenax 15 y 25 kW. Directamente enterrados y pantallas a tierra.

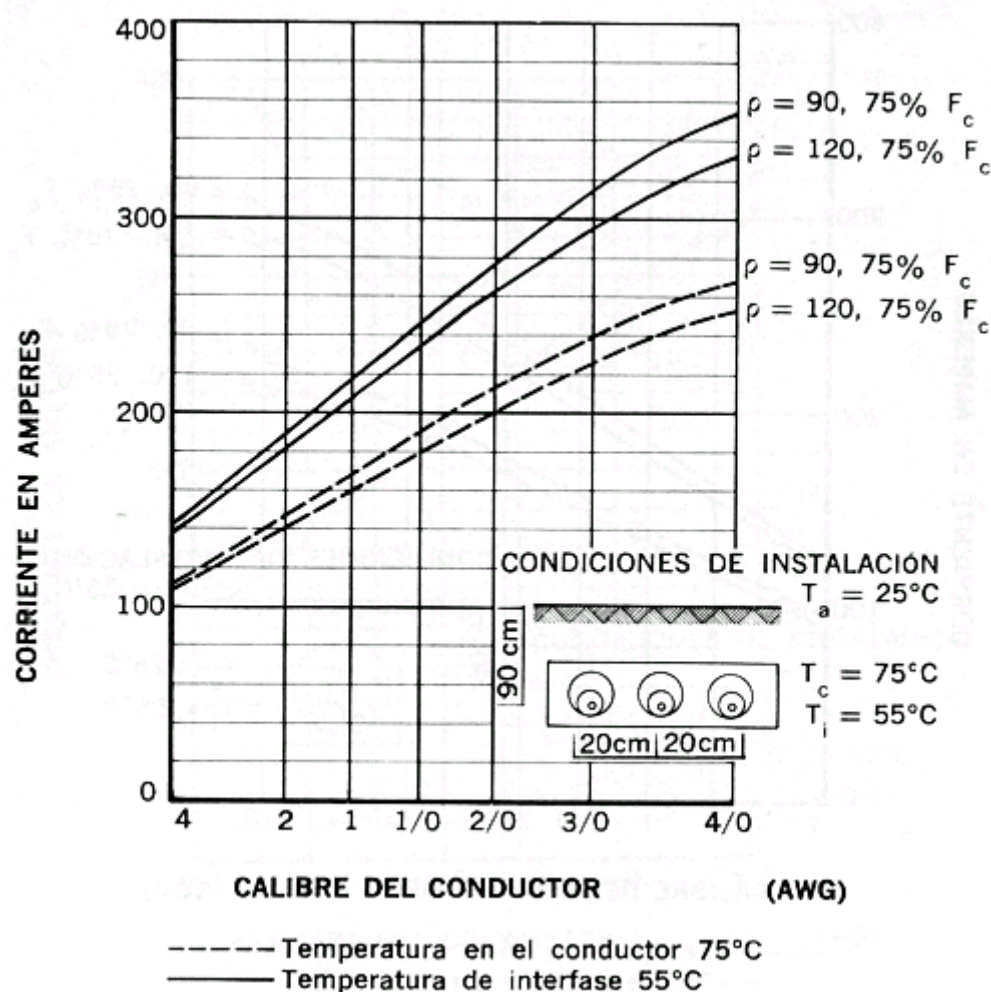


FIGURA 6.17. Corriente en cables de energía Sinténax 15 y 25 kW. En ductos subterráneos y pantallas a tierra.

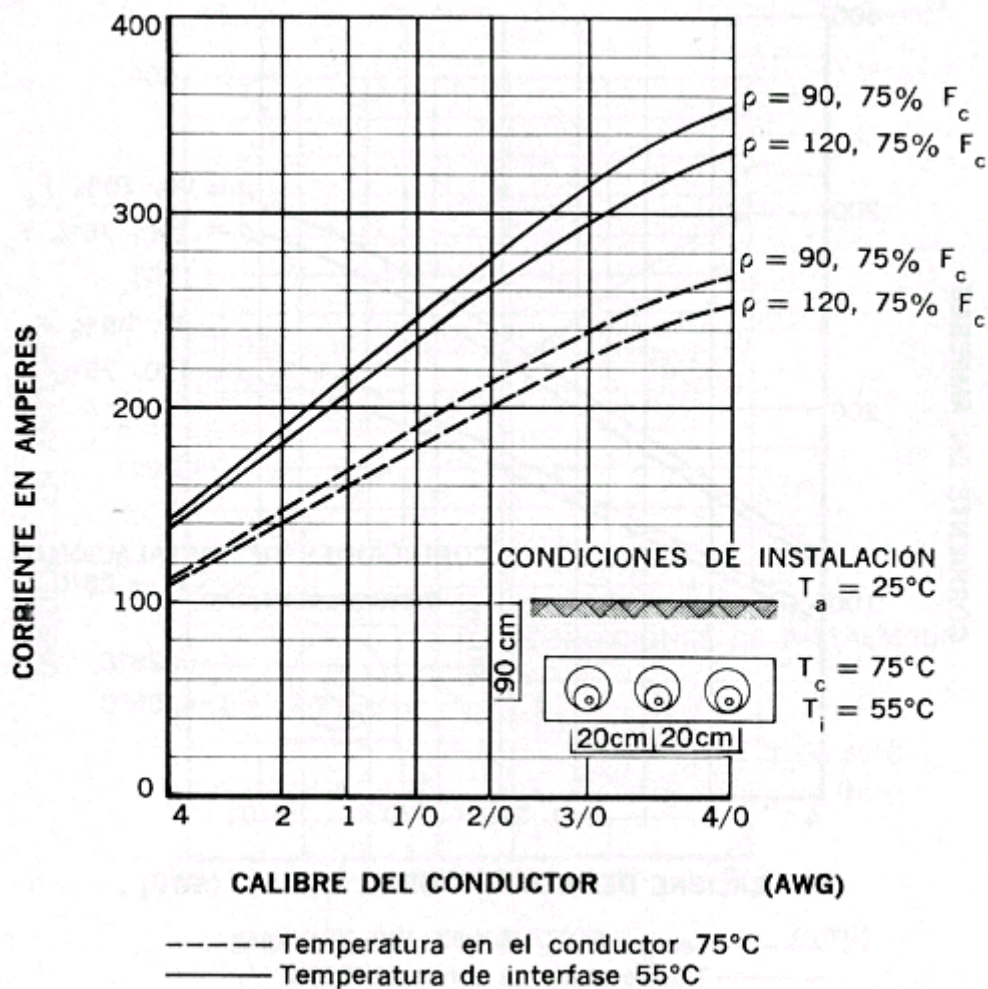


FIGURA 6.18. Corriente en cables de energía Sintenax 15 y 25 kW. En ductos subterráneos y pantallas a tierra.

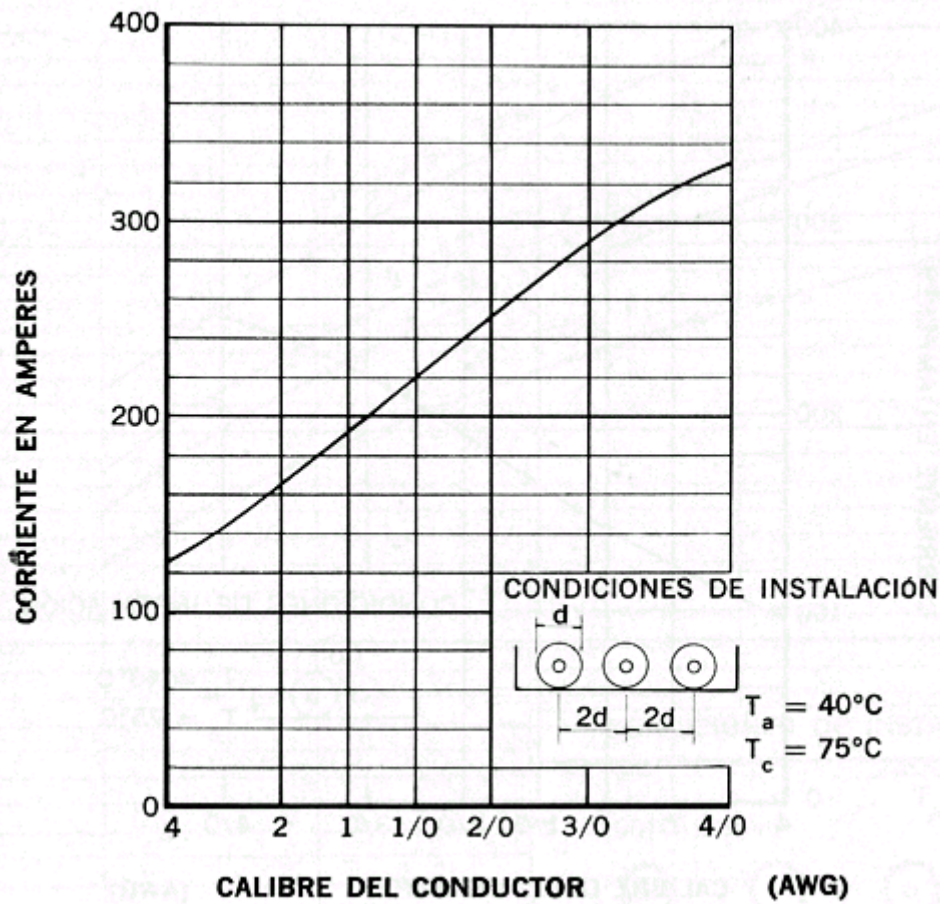


FIGURA 6.19. Corriente en cables de energía Sinténax 15 y 25 kW. Instalados en charolas.

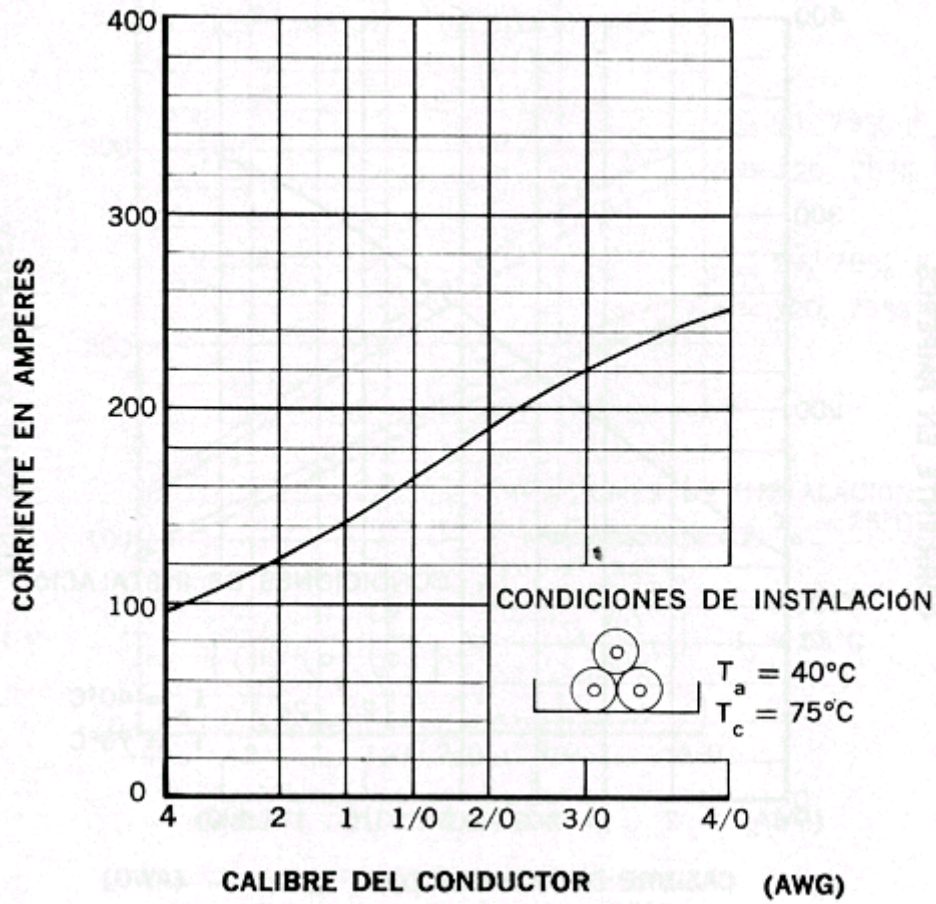


FIGURA 6.20. Corriente en cables de energía Sinterax 15 y 25 kW. Instalados en charolas.

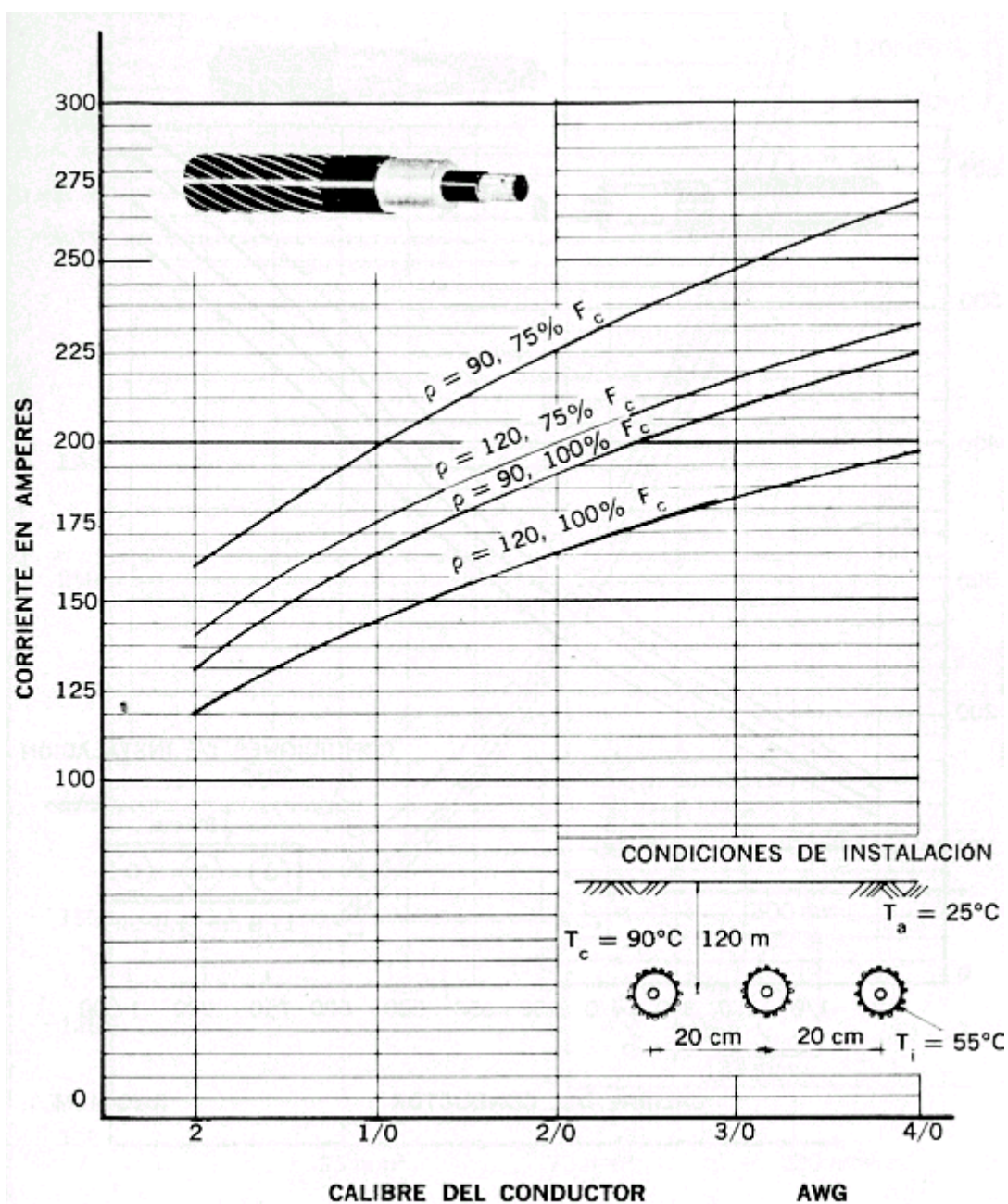


FIGURA 6.21. Corriente en cables de energía Vulcanel EP - DRS. Instalados directamente enterrados.

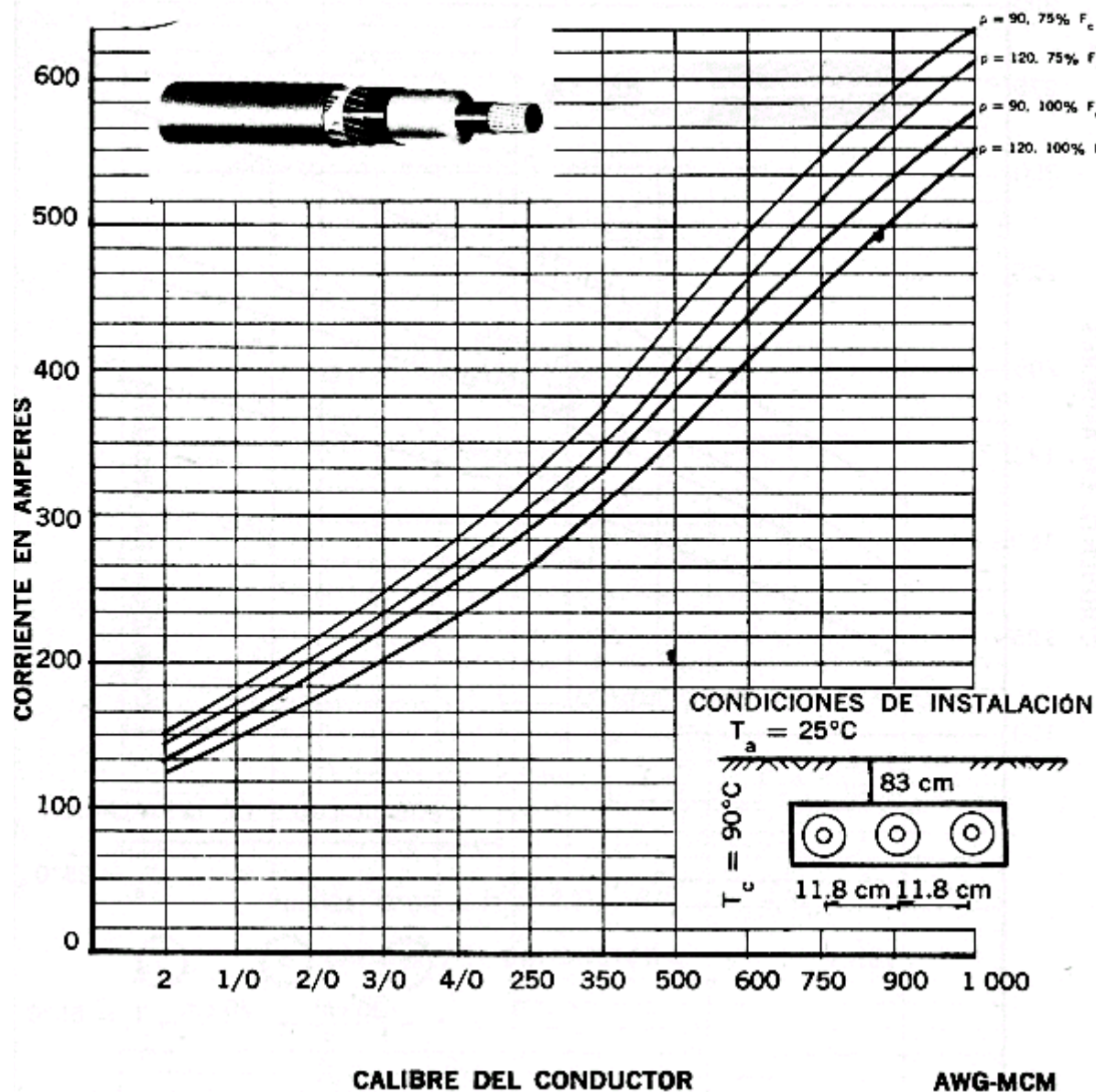


FIGURA 6.22. Corriente en cables de energía EP tipo DS 15 y 25 kV. Instalados en ductos subterráneos y pantallas a tierra.

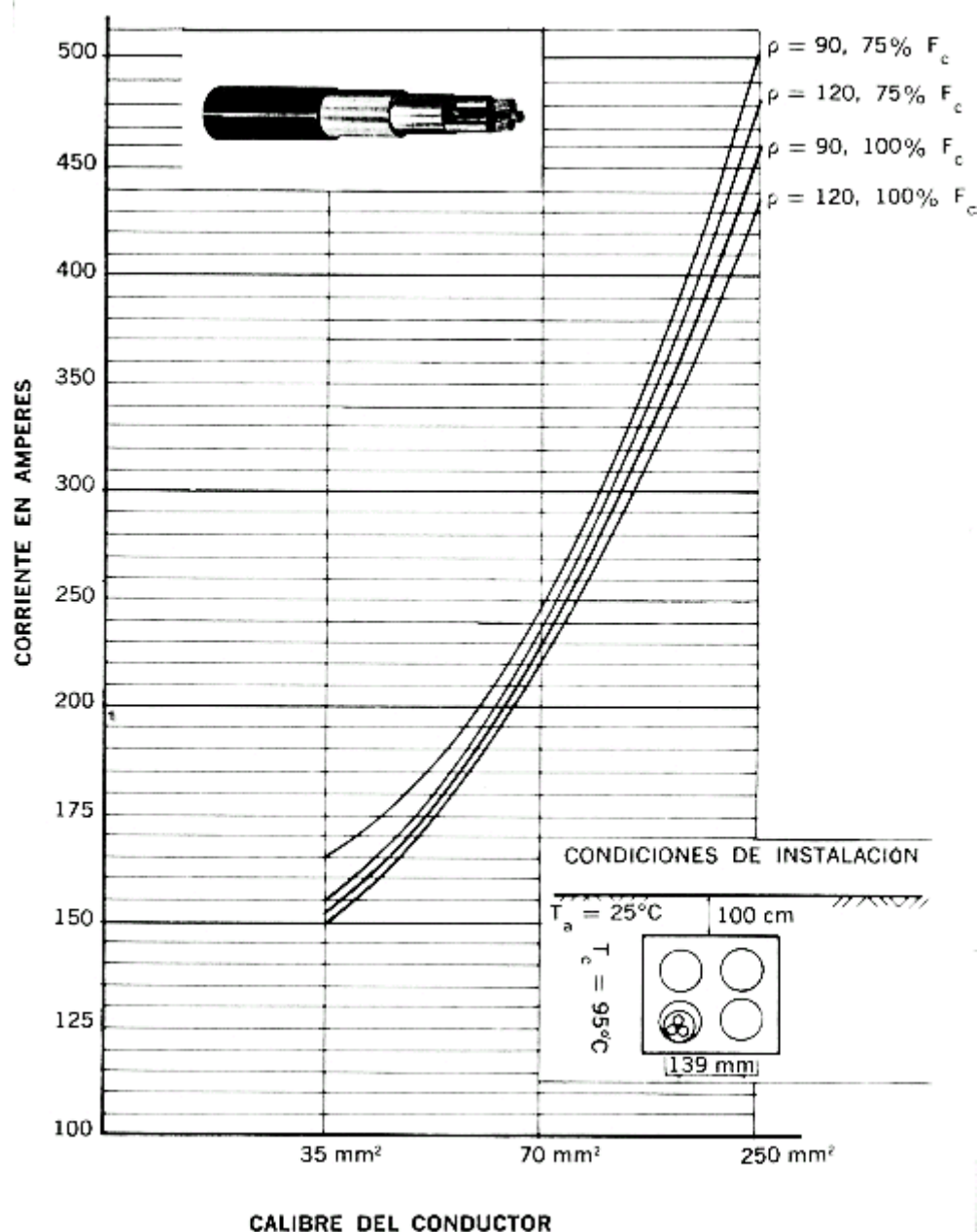


FIGURA 6.23. Corriente en cables tipo Tripolares 6PT, aislados con papel impregnado y con forro de plomo para 6 kV. Instalados en ductos subterráneos y con plomos a tierra.

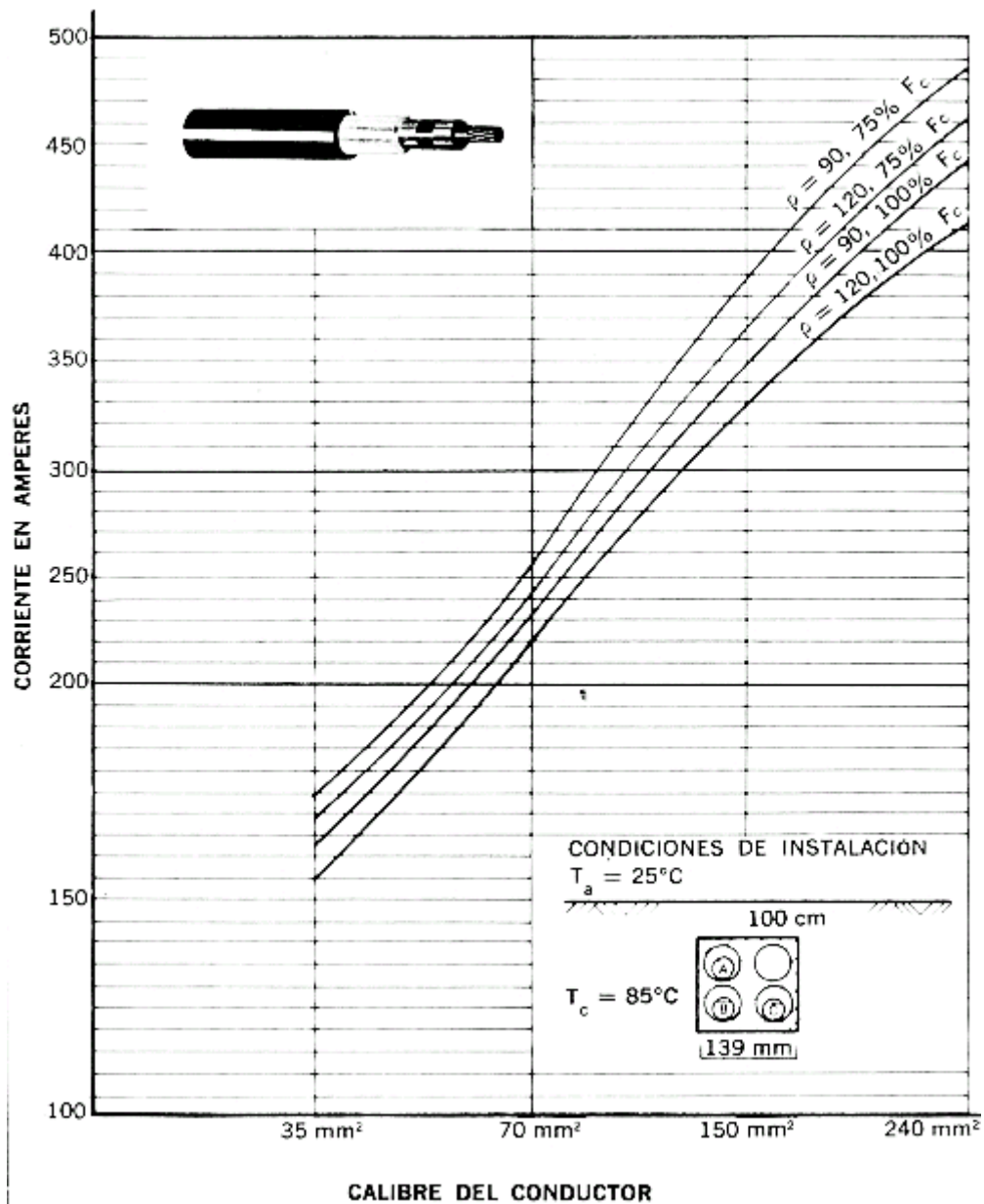


FIGURA 6.24. Corriente en cables tipo Monopolares 23PT, aislados con papel impregnado y con forro de plomo para 23 kV. Instalados en ductos subterráneos y con plomos a tierra.

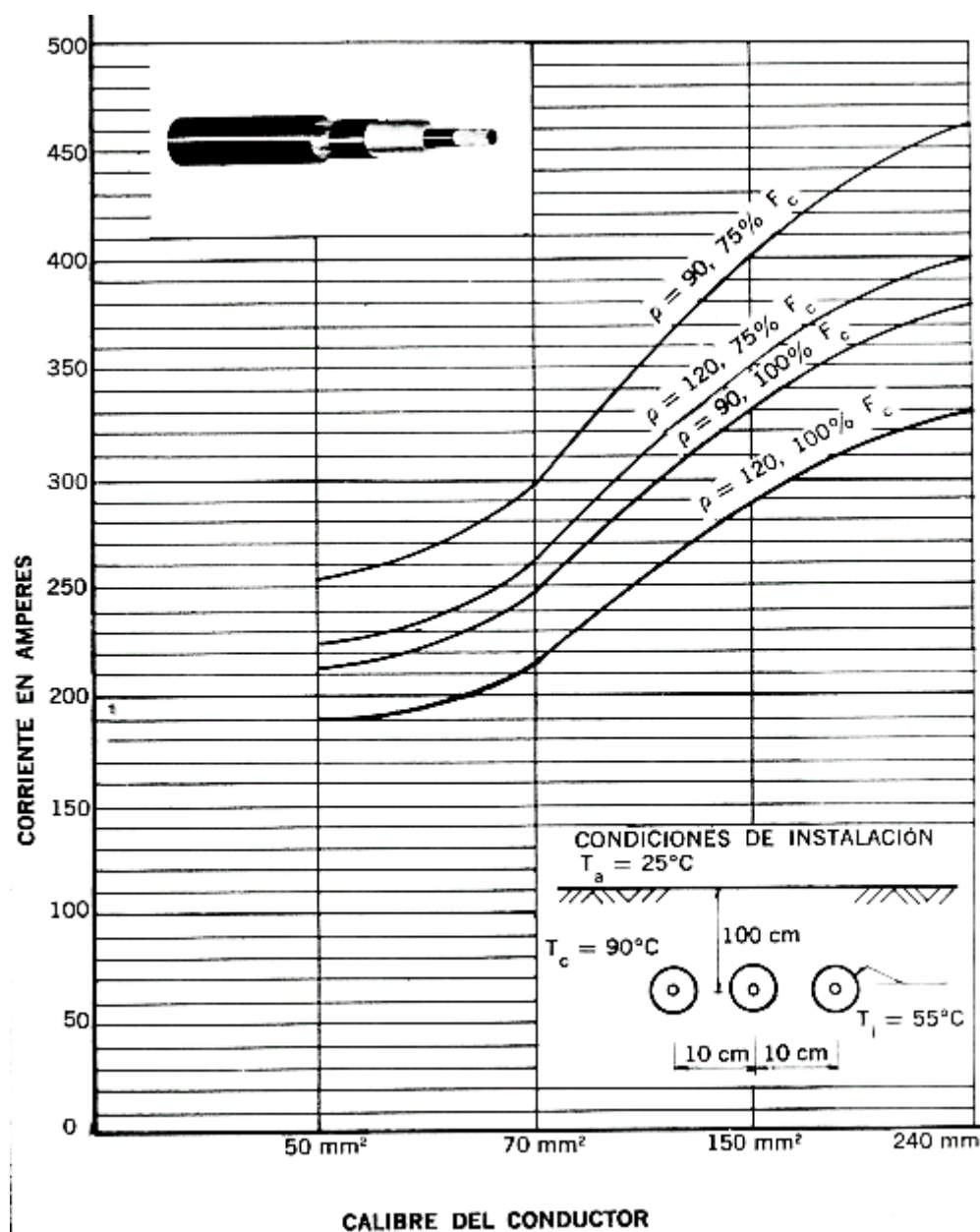


FIGURA 6.25. Corriente en cables de energía Vulcanel 23TC Instalados directamente enterrados y pantallas a tierra.

TABLA 6.7. Factores de corrección por variación en la temperatura ambiente.

a) Cables directamente enterrados o en ductos subterráneos.

Máxima temperatura del conductor (°C)	Temperatura del terreno (°C)				
	15	20	25	30	35
60	1.13	1.07	1.00	0.93	0.85
75	1.10	1.05	1.00	0.95	0.88
80	1.09	1.04	1.00	0.96	0.90
90	1.07	1.03	1.00	0.97	0.92

b) Cables instalados en el aire.

Máxima temperatura del conductor (°C)	Temperatura del terreno (°C)							
	15	20	25	30	35	40	45	50
60	1.50	1.41	1.32	1.22	1.12	1.00	0.87	0.71
75	1.31	1.25	1.20	1.13	1.07	1.00	0.93	0.85
80	1.27	1.22	1.17	1.12	1.06	1.00	0.94	0.87
90	1.22	1.18	1.14	1.10	1.05	1.00	0.95	0.89

TABLA 6.8. Cables expuestos al sol..

Diámetro cable (mm)	20	30	40	50	60	70	80
Cable con plomo ext. °C	12	15	17	18	20	21	22
Cable con cubierta opaca (PVC, etc.) °C	14	17	19	21	24	26	28

Nota: cuando un cable esta expuesto al sol , la temperatura de su superficie exterior aumenta con respecto a la del aire ambiente a la sombra. Aunque la situación no es tan desfavorable cuando hay vientos conviene considerar las condiciones más críticas para efectos del cálculo. La siguiente tabla proporciona datos empíricos sobre los incrementos que se deben tener a la temperatura ambiente a la sombra (tomada generalmente como 40 °C) para calcular la corriente de los cables usando los factores de corrección de la tabla 6.9

TABLA 6.9. Factores de corrección por incremento en la profundidad de instalación.

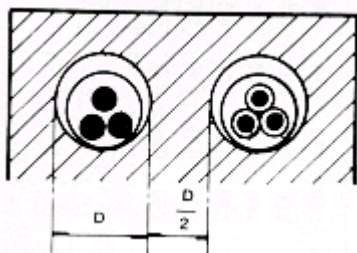
Profundidad de instalación en metros	Cables directamente enterrados		Cables en ductos subterráneos	
	5 kW a 23 kW	35 kW	5 kW a 23 kW	35 kW
0.90	1.00	--	1.00	--
1.00	0.99	--	0.99	--
1.20	0.98	1.00	0.98	1.00
1.50	0.97	0.99	0.97	0.99
1.80	0.96	0.98	0.95	0.97
2.50	0.95	0.96	0.91	0.92

TABLA 6.10. Factores de corrección por variación de la resistencia térmica del terreno ρ en $^{\circ}\text{C}\cdot\text{cm}/\text{W}$

Construcción del cable	Área del conductor		Resistividad térmica del terreno											
	mm^2	AWG MCM	Cables enterrados directamente						Cables en ductos					
			60	90	120	150	180	240	60	90	120	150	180	240
Unipolares	16	6	1.27	1.11	1.00	0.91	0.85	0.75	1.14	1.06	1.00	0.95	0.90	0.83
	70	2/0	1.31	1.13	1.00	0.91	0.84	0.74	1.17	1.07	1.00	0.95	0.89	0.81
	150	300	1.32	1.13	1.00	0.91	0.84	0.74	1.19	1.08	1.00	0.94	0.88	0.80
	240	500	1.33	1.13	1.00	0.91	0.84	0.73	1.20	1.08	1.00	0.93	0.88	0.79
	300	600	1.34	1.14	1.00	0.91	0.83	0.73	1.21	1.09	1.00	0.93	0.87	0.78
	500	1000	1.35	1.14	1.00	0.90	0.83	0.72	1.23	1.10	1.00	0.92	0.86	0.77
Tripolares	16	6	1.17	1.07	1.00	0.94	0.88	0.80	1.08	1.04	1.00	0.97	0.93	0.88
	70	2/0	1.22	1.09	1.00	0.93	0.87	0.78	1.11	1.05	1.00	0.96	0.92	0.86
	150	300	1.24	1.10	1.00	0.92	0.87	0.77	1.12	1.05	1.00	0.95	0.91	0.84
	240	500	1.26	1.11	1.00	0.92	0.86	0.76	1.13	1.06	1.00	0.95	0.91	0.83
	300	600	1.27	1.11	1.00	0.92	0.85	0.75	1.15	1.07	1.00	0.95	0.90	0.83
	500	1000	1.29	1.12	1.00	0.91	0.85	0.75	1.16	1.07	1.00	0.94	0.89	0.81

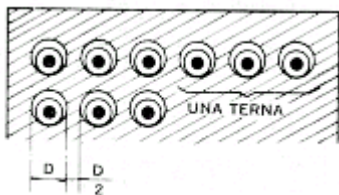
TABLA 6.11. Factores de corrección por agrupamiento en instalación subterránea de cables.

a) Un cable triplex o tres cables monofásicos en el mismo ducto, o un cable tripolar por ducto.



Número de filas de tubos verticalmente	Número de filas de tubos horizontalmente					
	1	2	3	4	5	6
1	1.00	0.87	0.77	0.72	0.68	0.65
2	0.87	0.71	0.62	0.57	0.53	0.50
3	0.77	0.62	0.53	0.48	0.45	0.42
4	0.72	0.57	0.48	0.44	0.40	0.38
5	0.68	0.53	0.45	0.40	0.37	0.35
6	0.65	0.50	0.42	0.38	0.35	0.32

b) Un cable monofásico por ducto (no magnético).



Número de filas de tubos verticalmente	Número de filas de tubos horizontalmente					
	1	2	3	4	5	6
1	1.00	0.88	0.79	0.74	0.71	0.69
2	0.88	0.73	0.65	0.61	0.57	0.56
3	0.79	0.65	0.56	0.52	0.49	0.47
4	0.74	0.60	0.52	0.49	0.46	0.45
5	0.71	0.57	0.50	0.47	0.44	0.42
6	0.68	0.55	0.48	0.45	0.42	0.40

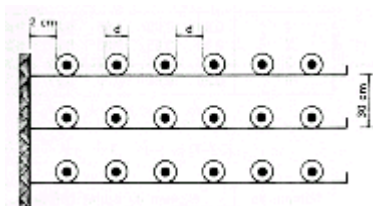
Los factores de corrección de un cable monofásico por ducto se aplican también a cables directamente enterrados.

TABLA 6.12. Factores por agrupamiento de tubos conduit aéreos

Número de filas de tubos verticalmente	Número de filas de tubos horizontalmente					
	1	2	3	4	5	6
1	1.00	0.94	0.91	0.88	0.87	0.86
2	0.92	0.87	0.84	0.81	0.80	0.79
3	0.85	0.81	0.78	0.76	0.75	0.74
4	0.82	0.78	0.74	0.73	0.72	0.72
5	0.80	0.76	0.72	0.71	0.70	0.70
6	0.79	0.75	0.71	0.70	0.69	0.66

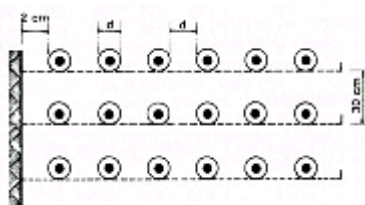
TABLA 6.13. Factores de corrección por agrupamiento en charolas (al aire libre y sin incidencia de rayos solares)*.

- a) Cables monofásicos con espaciamiento (circulación de aire restringida).



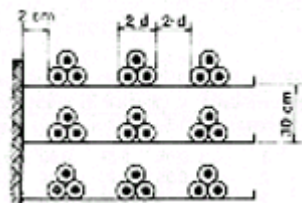
Número de charolas	Número de circuitos		
	1	2	3
1	0.95	0.90	0.88
2	0.90	0.85	0.83
3	0.88	0.83	0.81
6	0.86	0.81	0.79

- b) Cables monofásicos con espaciamiento.



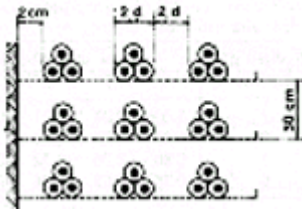
Número de charolas	Número de circuitos		
	1	2	3
1	1.00	0.97	0.96
2	0.97	0.94	0.93
3	0.96	0.93	0.92
6	0.94	0.91	0.90

- c) Cables triplex o monopoles en configuración trébol (circulación de aire restringida).



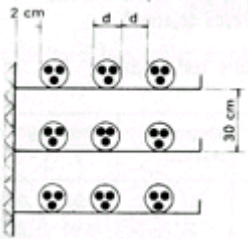
Número de charolas	Número de circuitos		
	1	2	3
1	0.95	0.90	0.83
2	0.90	0.85	0.83
3	0.88	0.83	0.81
6	0.86	0.81	0.79

d) Cables triplex o monopolares en configuración trébol.



Número de charolas	Número de circuitos		
	1	2	3
1	1.00	0.98	0.96
2	1.00	0.95	0.93
3	1.00	0.94	0.92
6	1.00	0.93	0.90

e) Cables trifásicos con espaciamento (circulación de aire restringida)



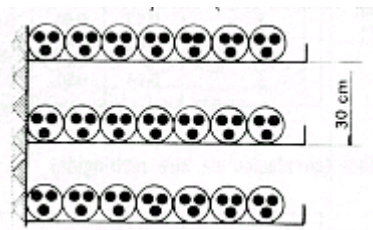
Número de charolas	Número de cables trifásicos				
	1	2	3	6	9
1	0.95	0.90	0.88	0.85	0.84
2	0.90	0.85	0.83	0.81	0.80
3	0.88	0.83	0.81	0.79	0.78
6	0.86	0.81	0.79	0.77	0.76

f) Cables trifásicos con espaciamento.



Número de charolas	Número de cables trifásicos				
	1	2	3	6	9
1	1.00	0.98	0.96	0.93	0.92
2	1.00	0.95	0.93	0.90	0.89
3	1.00	0.94	0.92	0.89	0.88
6	1.00	0.93	0.90	0.87	0.86

g) Cables trifásicos juntos (circulación de aire restringida).



Número de charolas	Número de cables trifásicos				
	1	2	3	6	9
1	0.95	0.84	0.80	0.75	0.73
2	0.95	0.80	0.76	0.71	0.69
3	0.95	0.78	0.74	0.70	0.68
6	0.95	0.76	0.72	0.68	0.66

h) Cables trifásicos juntos.



Número de charolas	Número de cables trifásicos				
	1	2	3	6	9
1	0.95	0.84	0.80	0.75	0.73
2	0.95	0.80	0.76	0.71	0.69
3	0.95	0.78	0.74	0.70	0.69
6	0.95	0.76	0.72	0.68	0.66

i) Cuando $1/4 d < e$ y $h < d$



Número de charolas	Número de cables trifásicos				
	1	2	3	6	9
1	1.00	0.98	0.87	0.84	0.83
2	0.89	0.83	0.79	0.76	0.75
3	0.80	0.76	0.72	0.70	0.69
6	0.74	0.69	0.64	0.63	0.62

* En este caso en el que los cables están instalados al aire libre y expuestos a los rayos solares los factores anteriores deberán multiplicarse por 0.9.

Existirán entonces 6 cables en la charola. Las condiciones reales ahora son diferentes a las de la gráfica, por lo que se recurre a los factores de corrección:

- a) Factor de corrección por agrupamiento: de la tabla 6.13 inciso b) = 0.97.
- b) Factor de corrección por temperatura ambiente: de la tabla 6.7 inciso b) = 1.10.

6.5 EJEMPLOS

6.5.1 Cables en charolas.

En el interior de una fábrica se quieren instalar cables unipolares sobre charolas para transmitir 1500 A a 15 kV, en un sistema trifásico. La temperatura ambiente máxima es de 30°C y existe circulación libre del aire.

Solución:

Se usará un cable VULCANEL para 90°C. Para el cálculo del calibre adecuado en charolas, en configuración plana, recurriendo a la gráfica 6.13. Obsérvese que no se pueden transmitir los 1500 A con un solo cable por fase. Por lo tanto, se emplearán dos cables por fase, cada uno con 750 A.

Por lo que la corriente corregida con la que se entrará a la gráfica 6.13 es:

$$I = \frac{750}{0.97 \times 1.10} = 703A$$

Para esta corriente se ve que corresponde un calibre 500 MCM.

6.5.2 Cables en ductos subterráneos.

Para alimentar una fábrica con una carga de 5 MVA se quiere instalar un cable desde el límite de la propiedad hasta la subestación. La tensión de operación es de 23 kV y la temperatura del terreno es de 20°C. La resistividad térmica del terreno es de 120°C-cm / W y se tiene 75% como factor de carga.

Solución:

El tipo de cable a utilizar es un SINTENAX para 75°C. La gráfica que se consultará es la 6.18. La corriente por transmitir es:

$$I = \frac{5000}{\sqrt{3} \times 23} = 126A$$

Las condiciones reales ahora son diferentes a las de la gráfica, por lo que se recurre a factores de conversión:

- a) Factor de corrección por agrupamiento: de la tabla 6.11 inciso a) =1.05
- b) Factor de corrección por temperatura ambiente: de la tabla 6.7 inciso a) = 1.05

Por lo que la corriente corregida con la que se entrará a la gráfica 6.18 es:

$$I = \frac{126}{1 \times 1.05} = 120A$$

Para esta corriente corresponde un calibre 2 AWG.

6.5.3 Cables directamente enterrados.

En una planta se requiere llevar cables a través de un Jardín para alimentar una carga trifásica de 15 MVA a 23 kV. La temperatura del terreno es de 20 °C. La resistividad térmica del terreno es de 150 °C-cm / W y se tiene 75 % como factor de carga.

Solución:

El jardín se presta para abrir una zanja y enterrar directamente el cable. Se seleccionan cables VULCANEL EP y se instalarán en configuración plana. La gráfica que se consultará es la número 6.9. La corriente a transmitir es:

$$I = \frac{15000}{\sqrt{3} \times 23} = 377A$$

Las condiciones reales ahora son diferentes a las de la gráfica por lo que se recurre a factores de corrección:

- a) Factor de corrección por temperatura ambiente: de la tabla 6.7 inciso a) = 1.03
- b) Factor de corrección por resistividad térmica del terreno: de la tabla 6.10 = 0.91

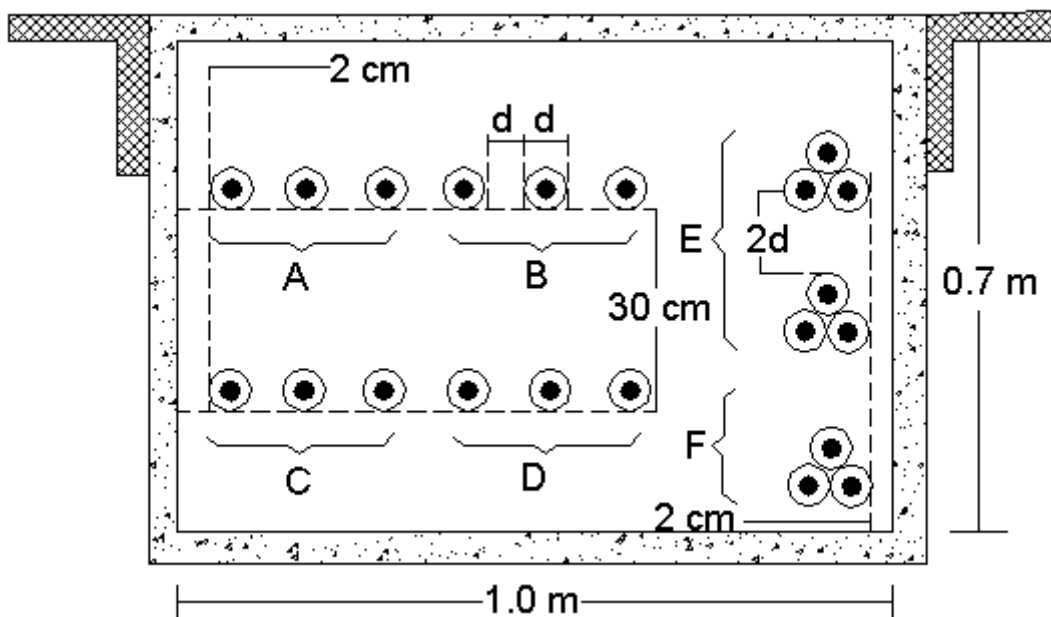
Por lo que la corriente corregida con la que se entrará a la gráfica 6.9 es:

$$I = \frac{377}{1.03 \times 0.91} = 402A$$

Para esta corriente corresponde un calibre 250 MCM.

6.5.4 Cables en canaletas (ejemplos de dimensionamiento).

Supónganse 6 circuitos trifásicos de cobre VULCANEL instalados en una canaleta de 1 x 0.7 m dispuestos según se ve en la figura 6.26.



Circuito	Carga que transporta (A)
A	200
B	360
C y D	150
E	130
F	170

FIGURA 6.26. Ejemplo 4. Temperatura de la canaleta: 40 °C.

Secuencia de cálculo (los resultados se consignaran en las tablas 6.14a, 6.14b y 6.14c).

- a) Se seleccionan los calibres de los cables para cada circuito y se calculan las corrientes máximas como si estuvieran instaladas fuera de la canaleta. Se corrigen estos valores para 40 °C de temperatura ambiente y por agrupamiento en charolas. Así se tiene:

TABLA 6.14.

Circuito	Calibre (AWG - MCM)	Corriente a 40 °C corregida por agrupamineto al aire libre (A)
A	1 x 3 / 0	350 x 0.92 = 322 A
B	1 x 400	590 x 0.92 = 543 A
C y D	1 x 1 / 0	260 x 0.92 = 239 A
E	3 x 2 / 0	230 x 0.92 = 212 A
F	3 x 3 / 0	265 x 0.92 = 244 A

- b) Cálculo de la resistencia a la corriente directa a 90 °C.

$$R_{cdt} = R_{cd}[1 + \alpha(T_c - 20)]$$

$$R_{cdt} = R_{cd}[1 + 0.00393(90 - 20)]$$

$$R_{cdt} = 1.275R_{cd}$$

Calibre (AWG - MCM)	$R_{cdt}(\Omega/\text{km})$
1 / 0	0.419
2 / 0	0.333
3 / 0	0.264
400	0.111

- c) Cálculos de pérdidas.

$$W_{total} = \sum R_{cdt} \times I^2 \times 10^{-3}$$

$$W_{total} = [3 \times 0.264 \times 200^2 + 3 \times 0.111 \times 360^2 + 2 \times (3 \times 0.419 \times 150^2) + 2 \times (3 \times 0.333 \times 130^2) + 3 \times 0.264 \times 170^2] \times 10^{-3}$$

$$W_{total} = 188.1 \text{ W / m}$$

- d) Cálculo del aumento de temperatura en el interior de la canaleta.

$$\Delta t = \frac{W_{total}}{3p} = \frac{188.1}{3 \times 2.4} = 26.1^\circ\text{C}$$

- e) Cálculo del factor de corrección.

$$f_c = \sqrt{\frac{T_c - T_a - \Delta T}{T_c - T_a}} = \sqrt{\frac{90 - 40 - 26.1}{90 - 40}} = 0.691$$

donde:

- f_c = Factor de corrección por agrupamiento de cables de la capacidad de corriente para cables en canaletas.
- T_c = Temperatura de operación del conductor °C.
- T_a = Temperatura ambiente de la canaleta antes de energizar los cables, °C.
- Δt = Incremento de temperatura en el interior de la canaleta provocado por la disipación de calor de los cables, °C.
- P = Perímetro enterrado de la canaleta, m.
- W_{total} = Pérdidas por efecto Joule W / m.
- I = Corriente nominal de los circuitos A.
- R_{cd} = Resistencia a la corriente directa del conductor del conductor a 20 °C Ω/km .
- R_{cdt} = Resistencia a la corriente directa del conductor a la temperatura de operación en Ω/km .

f) Capacidad de corriente de los cables en la canaleta.

Circuito	Calibre (AWG - MCM)	Corriente máxima (A)
A	3 / 0	223
B	400	375
C y D	1 / 0	165
E	4 / 0	146
F	250	169

Conclusiones: los calibres que se asumieron que están sobredimensionados en algunos circuitos, pudiéndose en este caso suponer calibres menores para algunos de ellos. La selección exacta del calibre se hará a través de aproximaciones sucesivas.

6.6 TABLAS DE CAPACIDAD DE CORRIENTE PARA OTRAS CONDICIONES DE INSTALACIÓN

En las tablas 6.15 a 6.18 se consignan las capacidades de corriente en amperios para los cables monopares y tripolares tipo THV y XLPE para diferentes condiciones de instalación.

En la tabla 6.19 se muestran los factores de corrección que se deben aplicar a las tablas 6.15 a 6.18 cuando se tienen condiciones de servicio distintas a las indicadas.

En las tablas 6.20 y 6.21 se indican las capacidades de corriente en amperios para los cables monopares de cobre y de aluminio instalados en ductos y enterramiento directo para tensiones de servicio hasta de 600 V (redes secundarias).

TABLA 6.15. Cables monopolares de cobre THV.

Temperatura del conductor: 75°C Factor de carga 100 % Sistema Blindado con neutro a tierra Normas ICEA NEMA Resistividad térmica del suelo RHO = 90 °C cm/W Amperios por Conductor									
Voltaje	Calibre AWG MCM	Al aire	Ductos subterráneos				Cárcamo	Bandeja portacable	
		Separación mínima entre cables 10 cm	3 Cables 1 por ducto	6 Cables 1 por ducto	2 Cables en 1 ducto	3 Cables en 1 ducto	3 Cables separados en 1 fila	3 Cables separados en 1 fila	6 Cables separados en 2 filas
5 kV (5000 Vca)	6	96	96	85	77	70	77	96	89
	4	127	125	110	106	96	101	127	123
	2	167	162	141	122	110	132	167	162
	1 / 0	222	211	183	171	155	175	222	216
	2 / 0	256	240	208	210	192	201	256	246
	3 / 0	296	274	236	240	218	231	296	287
	4 / 0	343	313	268	275	250	268	343	333
	250	380	344	294	290	272	295	380	369
	300	423	380	323	363	330	330	423	410
	350	459	412	350	394	358	360	459	445
	400	506	446	376	424	385	394	506	492
	500	589	509	428	494	448	453	589	570
	600	661	502	472	536	488	503	661	641
	750	746	635	533	606	551	568	747	724
	1000	900	738	611	680	618	684	906	880
8 kV (5000 - 8000 Vac)	6	96	96	85	77	70	75	96	89
	4	127	125	110	106	96	98	127	123
	2	167	162	141	122	110	135	167	162
	1 / 0	222	211	183	171	115	184	222	218
	2 / 0	256	240	208	210	192	210	255	248
	3 / 0	296	274	236	240	218	240	294	280
	4 / 0	340	313	268	274	250	274	340	330
	250	373	343	293	290	272	317	376	364
	300	430	379	322	363	330	340	418	405
	350	467	411	349	394	358	369	454	439
	400	506	445	375	424	385	374	500	485
	500	583	507	427	494	448	475	580	563
	600	650	561	470	536	488	513	654	634
	750	745	634	531	606	551	580	739	716
	1000	900	735	608	680	618	702	887	860
15 kV (8000 - 15000 Vac)	2	167	162	141	140	128	145	167	162
	1 / 0	222	211	182	184	167	192	222	218
	2 / 0	255	240	207	208	190	219	255	248
	3 / 0	294	273	235	250	228	253	294	286
	4 / 0	340	312	266	277	252	291	340	330
	250	376	342	292	317	288	317	376	364
	300	418	377	320	352	320	356	418	405
	350	454	409	347	382	347	386	454	439
	400	500	441	373	418	380	426	500	485
	500	580	504	423	476	434	490	580	563
	600	654	558	466	536	489	545	654	634
	750	739	630	527	606	553	616	739	716
	1000	887	729	603	682	620	740	787	860
	T amb.	40 °C	20 °C	20 °C	40 °C	40 °C	40 °C	40 °C	40 °C

TABLA 6.16. Cables tripolares de cobre tipo THV.

Temperatura del conductor: 75°C Factor de carga 100 % Sistema Blindado con neutro a tierra Normas ICEA NEMA Resistividad térmica del suelo RHO = 90 °C cm/W Amperios por Conductor												
Voltaje	Calibre AWG MCM	Al aire Separación mínima entre cables 10 cm	Ductos subterráneos				Enterrado directo		Cárcamo	Bandeja portacable		
			1 Cable en ducto rodeado por tierra	1 Cable en ducto rodeado por concreto	3 Cables 1 por ducto	6 Cables 1 por ducto	3 Cables juntos	3 Cables separado s	3 Cables separado s	3 Cables separado s	3 Cables juntos	9 Cables 3 filas separada s de 3 c/u
5 kV (5000 Vca)	6	79	71	80	68	57	75	81	60	76	64	59
	4	104	92	103	88	73	96	105	82	100	84	77
	2	136	122	133	112	93	124	134	94	131	109	101
	1 / 0	181	159	174	145	119	161	174	130	174	145	134
	2 / 0	208	181	198	164	135	183	198	159	200	167	154
	3 / 0	239	211	225	186	152	208	225	179	230	191	177
	4 / 0	274	239	256	210	171	235	254	205	263	220	203
	250	303	267	280	230	186	257	278	226	291	242	224
	300	336	294	308	252	202	283	306	246	323	270	249
	350	365	319	334	273	219	307	332	267	350	293	270
	400	398	344	359	290	253	326	354	290	382	318	295
	500	457	390	406	326	261	370	395	330	440	366	338
	600	507	423	443	355	283	403	435	360	486	405	375
	750	565	472	494	396	315	449	485	401	542	452	418
	1000	651	532	550	433	342	496	538	450	625	521	482
8 kV (5000 - 8000 Vac)	6	79	71	80	68	57	75	81	60	76	64	59
	4	104	92	103	88	73	96	105	82	100	84	77
	2	136	122	133	112	93	124	134	94	131	109	101
	1 / 0	181	159	174	145	119	161	174	130	174	145	134
	2 / 0	208	181	198	164	135	183	198	159	200	167	154
	3 / 0	239	211	225	186	152	208	225	179	230	191	177
	4 / 0	274	239	256	210	171	235	254	205	263	220	203
	250	303	267	280	230	186	257	278	226	291	242	224
	300	336	294	308	252	202	283	306	246	323	270	249
	350	365	319	334	273	219	307	332	267	350	293	270
	400	398	344	359	290	253	326	354	290	382	318	295
	500	457	390	406	326	261	370	395	330	440	366	338
	600	507	423	443	355	283	403	435	360	486	405	375
	750	565	472	494	396	315	449	485	401	542	452	418
	1000	651	532	550	433	312	496	538	450	625	521	482
15 kV (8000 - 15000 Vac)	2	140	125	136	113	93	132	122	115	135	112	104
	1 / 0	184	165	176	145	119	170	157	150	177	148	136
	2 / 0	210	188	199	164	134	194	179	172	202	168	156
	3 / 0	241	214	226	186	150	220	206	195	232	193	178
	4 / 0	277	247	257	210	169	249	230	224	264	220	204
	250	306	270	282	229	184	274	252	246	294	245	226
	300	339	300	310	251	200	299	276	273	326	271	250
	350	368	326	336	272	217	324	299	296	354	294	271
	400	398	354	359	288	230	346	320	318	382	318	295
	500	457	402	405	323	256	392	362	363	440	366	339
	600	507	438	443	351	278	428	396	400	486	405	375
	750	565	487	493	390	309	476	441	445	541	450	417
	1000	653	547	551	430	336	535	495	507	627	523	484
	T amb.	40 °C	40 °C	20 °C	20 °C	20 °C	20 °C	20 °C	40 °C	40 °C	40 °C	40 °C

TABLA 6.17. Cables monopolares de cobre XLPE.

Temperatura del conductor: 90°C Factor de carga 100 % Sistema Blindado con neutro a tierra Normas ICEA NEMA Resistividad térmica del suelo RHO = 90 °C cm/W Amperios por Conductor									
Voltaje	Calibre AWG MCM	Al aire Separación mínima entre cables 10 cm	Ductos subterráneos			Cárcamo 3 Cables separados en 1 fila	Bandeja portacable		
			3 Cables 1 por ducto	6 Cables 1 por ducto	2 Cables en 1 ducto	3 Cables en 1 ducto	3 Cables separados en 1 fila	6 Cables separados en 2 filas	
5 kV (5000 Vca)	8	82	79	70	61	59	77	81	80
	6	107	105	93	82	77	105	107	105
	4	143	136	120	105	102	143	142	140
	2	191	176	154	142	135	182	190	185
	1 / 0	258	231	201	192	182	241	257	249
	2 / 0	301	265	227	220	211	276	297	287
	3 / 0	345	301	257	259	246	318	344	334
	4 / 0	402	343	294	291	280	367	400	389
	250	445	375	323	331	315	407	443	430
	300	501	421	356	368	347	450	500	484
	350	546	450	384	399	376	488	545	527
	400	600	494	416	441	419	561	597	580
	500	692	562	473	500	475	630	691	673
	600	778	625	521	560	526	698	778	752
	750	884	705	587	636	597	793	884	854
	1000	1072	860	675	705	671	931	1070	1045
	6	113	105	93	87	82	104	110	105
8 kV (5000 - 8000 Vac)	4	149	135	120	110	106	143	142	138
	2	198	177	155	150	142	181	190	184
	1 / 0	259	231	200	197	187	240	247	240
	2 / 0	302	263	227	230	219	276	290	283
	3 / 0	348	300	258	264	251	319	335	325
	4 / 0	408	343	294	300	285	368	392	380
	250	447	377	324	329	313	407	430	416
	300	502	418	355	367	349	450	484	468
	350	545	453	385	398	378	488	525	508
	400	597	493	416	435	414	559	573	556
	500	690	562	472	497	475	630	662	643
	600	778	622	521	543	516	700	697	678
	750	871	697	583	608	578	784	780	759
	1000	1068	859	674	692	655	930	1028	993
	2	193	177	155	175	166	152	194	187
	1 / 0	257	230	200	228	217	202	257	240
	2 / 0	296	263	226	250	247	231	296	288
15 kV (8000 - 15000 Vac)	3 / 0	344	300	256	300	286	265	341	331
	4 / 0	396	341	291	347	330	307	396	383
	250	438	376	320	383	363	335	437	425
	300	495	415	353	440	418	383	495	480
	350	437	450	383	477	453	416	537	521
	400	587	491	412	520	495	452	587	568
	500	676	555	467	572	542	517	676	654
	600	756	616	512	635	601	561	758	753
	750	847	690	573	711	673	633	849	821
	1000	1037	805	665	796	752	742	1037	1018
	T amb.	40 °C	20 °C	20 °C	40 °C	40 °C	40 °C	40 °C	40 °C

TABLA 6.18. Cables tripolares de cobre tipo XLPE.

Temperatura del conductor: 75°C Factor de carga 100 % Sistema Blindado con neutro a tierra Normas ICEA NEMA Resistividad térmica del suelo RHO = 90 °C cm/W Amperios por Conductor												
Voltaje	Calibre AWG MCM	Al aire Separación mínima entre cables 10 cm	Ductos subterráneos				Enterrado directo		Cárcamo	Bandeja portacable		
			1 Cable en ducto rodeado por tierra	1 Cable en ducto rodeado por concreto	3 Cables 1 por ducto	6 Cables 1 por ducto	3 Cables juntos	3 Cables separado s	3 Cables separado s	3 Cables separado s	3 Cables juntos	9 Cables 3 filas separada s de 3 c/u
5 kV (5000 Vca)	8	58	53	58	52	41	71	66	51	56	47	43
	6	86	76	82	73	58	87	81	74	83	69	64
	4	113	99	108	93	76	103	95	98	109	91	83
	2	149	133	140	122	98	136	126	129	143	119	110
	1 / 0	199	176	184	157	129	186	172	171	191	159	147
	2 / 0	229	200	210	178	147	212	196	195	220	183	170
	3 / 0	264	233	240	204	168	242	223	223	254	212	195
	4 / 0	304	268	273	232	192	272	252	256	292	243	225
	250	338	298	301	253	210	299	276	282	324	270	250
	300	376	330	334	280	240	330	304	312	361	300	278
	350	408	358	363	304	260	358	330	339	392	326	302
	400	436	389	395	322	276	374	346	361	420	350	323
	500	512	442	439	364	298	430	398	424	492	410	379
	600	568	465	481	400	327	472	435	464	545	455	420
	750	642	519	537	534	353	521	482	531	617	515	473
	1000	738	482	606	492	394	587	542	600	700	590	546
8 kV (5000 - 8000 Vac)	6	93	83	88	75	63	83	90	71	90	75	69
	4	122	107	111	97	81	107	116	94	117	98	90
	2	159	143	147	124	103	137	148	121	153	127	118
	1 / 0	211	186	192	160	132	177	192	157	202	169	156
	2 / 0	243	212	218	181	149	204	218	182	234	195	180
	3 / 0	279	247	248	205	168	229	245	208	268	223	206
	4 / 0	321	280	282	232	189	259	280	239	309	258	238
	250	355	313	310	254	206	284	307	263	340	284	272
	300	395	345	343	280	226	320	346	308	380	314	292
	350	429	374	372	304	245	347	375	334	412	340	317
	400	471	404	399	324	260	364	394	363	452	376	348
	500	536	458	449	361	289	409	442	392	515	430	396
	600	592	507	492	394	315	446	483	424	566	474	437
	750	668	565	646	433	343	493	535	476	641	532	494
	1000	768	630	612	483	382	555	600	546	736	615	568
15 kV (8000 - 15000 Vac)	2	164	147	150	125	103	135	145	124	158	132	122
	1 / 0	215	194	194	161	131	174	188	162	206	172	159
	2 / 0	246	220	220	182	148	197	214	185	236	194	182
	3 / 0	283	251	250	205	167	224	242	210	272	226	210
	4 / 0	325	289	284	232	188	254	275	241	312	260	240
	250	359	320	311	259	204	279	302	266	344	287	266
	300	402	354	343	280	224	310	334	295	386	322	298
	350	436	384	372	304	243	336	362	320	419	349	323
	400	473	417	401	323	257	356	386	346	454	378	350
	500	536	473	449	359	285	400	432	392	515	428	397
	600	593	515	482	392	308	438	475	428	570	475	438
	750	699	570	544	430	340	486	527	475	642	535	495
	1000	770	649	613	480	377	550	595	540	740	616	570
	T amb.	40 °C	40 °C	20 °C	20 °C	20 °C	20 °C	20 °C	40 °C	40 °C	40 °C	40 °C

TABLA 6.19. Factores de corrección a la capacidad de corriente aplicable a las tablas 6.15 a 6.18.

1. Conductores de aluminio.

$I_{Al} = 0,78 I_{Cu}$ = Capacidad de corriente para el conductor Al (Véase numeral 6.7)

I_{Cu} = Capacidad de corriente para el conductor de Cu de igual sección al conductor de Al.

2. Temperatura Ambiente.

Si la temperatura ambiente es diferente a la deseada, multiplicar la capacidad de corriente por el factor apropiado de acuerdo con la siguiente tabla:

Temperatura en el conductor	Temperatura de referencia	Temperatura ambiente real							
		20 °C	25 °C	30 °C	35 °C	40 °C	45 °C	50 °C	55 °C
75 °C	20 °C	1.00	0.95	0.90	0.85	0.80	0.74	0.67	0.60
	40 °C	1.25	1.19	1.13	1.07	1.00	0.92	0.84	0.75
90 °C	20 °C	1.00	0.96	0.93	0.88	0.84	0.80	0.76	0.72
	40 °C	1.18	1.13	1.08	1.04	1.00	0.95	0.90	0.83

3. Agrupamiento de cables.

Los factores de corrección se aplican para cables de igual sección y transportando igual corriente.

3.1 Cables instalados al aire, en bandeja portacables o en cárcamos.

Cuando se instalan varios cables y la separación entre ellos es de 0.25 a 1 vez el diámetro de un cable, la capacidad de corriente se obtiene multiplicando por los siguientes factores.

Número de cables verticales		Número de cables horizontales					
		1	2	3	4	5	6
	1	1.00	0.93	0.87	0.84	0.83	0.82
	2	0.89	0.83	0.79	0.76	0.75	0.74
	3	0.80	0.76	0.72	0.70	0.69	0.68
	4	0.77	0.72	0.68	0.67	0.66	0.65
	5	0.75	0.70	0.66	0.65	0.64	0.63
	6	0.74	0.69	0.64	0.63	0.62	0.61

3.2 Instalación en ductos.

Cuando se instalan más de tres conductores por ducto o el cable tiene más de tres conductores, se deben aplicar los factores que se especifican en la siguiente tabla. a la capacidad de corriente nominal.

Nº de conductores	4 a 6	7 a 24	25 a 42	43 o más
Factor	0.80	0.70	0.60	0.50

TABLA 6.19. (Continuación) Factores de corrección a la capacidad de corriente aplicable a las tablas 6.15 a

3.3 Enterramiento directo.

Cuando se instalan varios cables, monopolares o tripolares, enterrados directamente se deben aplicar los factores que se indican a continuación.

N° de cables verticales	Número de cables horizontales							
	Cables no separados				Cables separados 20 cm			
	2	3	4	5	2	3	4	5
Cables monopolares								
1	1.04	0.92	0.83	0.78	1.10	1.00	0.94	0.89
2	0.78	0.66	0.57	0.51	0.91	0.80	0.71	0.65
Cables Tripolares								
1	0.80	0.73	0.66	0.62	0.87	0.79	0.74	0.70
2	0.62	0.52	0.45	0.40	0.72	0.63	0.56	0.51

4. Factor de carga

Cuando se necesita la capacidad de corriente de un conductor para un factor de carga de 75 % se deben aplicar los siguientes factores de corrección.

Calibre AWG - MCM	Cables Monopolares	Cables Tripolares
Hasta 2 AWG	1.07	1.08
2 AWG a 300 MCM	1.08	1.09
300 a 1000 MCM	1.09	1.10

TABLA 6.20. Cables monopolares de cobre.

Instalación: Ductos y enterramiento directo Tensión de servicio: 600 Va.c. Material del conductor: Cobre blando Temperatura ambiente: 30°C Amperios por conductor						
Calibre AWG MCM	Temperatura en el conductor 60 °C			Temperatura en el conductor 75 °C		
	Número de conductores por ducto			Número de conductores por ducto		
	1 a 3	4 a 6	7 a 24	1 a 3	4 a 6	7 a 24
14	15	12	11	15	12	11
12	20	16	14	20	16	14
10	30	24	21	30	24	21
8	40	32	28	45	36	32
6	55	44	39	65	52	46
4	70	56	49	85	68	60
3	80	64	56	100	80	70
2	95	76	67	115	92	81
1	110	88	77	130	104	91
1 / 0	125	100	88	150	120	105
2 / 0	145	116	102	175	140	123
3 / 0	165	132	116	200	160	140
4 / 0	195	156	137	230	184	161
250	215	172	151	255	204	179
300	240	192	168	285	228	200
350	260	208	182	310	248	217
400	280	224	196	335	268	235
500	320	256	224	380	304	266
600	355	284	249	420	336	294
700	385	308	270	460	368	322
750	400	320	280	475	380	333
800	410	328	287	490	392	343
900	435	348	305	420	416	364
1000	455	364	319	545	436	382
1250	495	396	347	590	472	413
1500	520	416	364	625	500	438
1750	545	436	382	650	520	455
2000	560	448	392	665	532	466
Factor corrección para temperatura ambiente						
30 °C		1.00			1.00	
40 °C		0.82			0.88	
45 °C		0.71			0.82	
50 °C		0.58			0.75	
55 °C		0.41			0.67	
60 °C					0.58	

TABLA 6.21. Cables monopolares de aluminio.

Instalación: Ductos y enterramiento directo Tensión de servicio: 600 Va.c. Material del conductor: Cobre blando Temperatura ambiente: 30°C Amperios por conductor						
Calibre AWG MCM	Temperatura en el conductor 60 °C			Temperatura en el conductor 75 °C		
	Número de conductores por ducto			Número de conductores por ducto		
	1 a 3	4 a 6	7 a 24	1 a 3	4 a 6	7 a 24
12	15	12	11	15	12	11
10	25	20	18	25	20	18
8	30	24	21	40	32	28
6	40	32	28	50	40	35
4	55	44	39	65	52	46
3	65	52	46	75	60	53
2	75	60	53	90	72	63
1	85	68	60	100	80	70
1 / 0	100	80	70	120	96	84
2 / 0	115	92	81	135	108	95
3 / 0	130	104	91	155	124	109
4 / 0	155	124	109	180	144	126
250	170	136	109	205	164	144
300	190	152	133	230	184	161
350	210	168	147	250	200	175
400	225	180	158	270	216	189
500	260	208	182	310	248	217
600	285	228	200	340	272	238
700	310	248	217	375	300	263
750	320	256	224	385	308	270
800	330	264	234	395	316	277
900	355	284	249	425	340	298
1000	375	300	263	445	356	312
1250	405	324	284	485	388	340
1500	435	348	305	520	416	364
1750	455	364	319	545	436	382
2000	470	376	379	560	448	392
Factor corrección para temperatura ambiente						
30 °C		1.00			1.00	
40 °C		0.82			0.88	
45 °C		0.71			0.82	
50 °C		0.58			0.75	
55 °C		0.41			0.67	
60 °C					0.58	

6.7 CAPACIDAD DE CORRIENTE DEL ALUMINIO COMPARADA CON LA DEL COBRE

Los conductores de aluminio deben ser cargados únicamente con el 78 % de los valores de corriente válidos para el cobre del mismo calibre.

El fundamento de esta deducción esta dado por:

La cantidad de calor producida durante 1 segundo en un conductor vale:

$$Q = 0.24 \cdot I^2 R = 0.24 \cdot I^2 \frac{\rho \cdot l}{S} \text{ Cal}$$

Si I_{Cu} es la intensidad en el conductor de cobre y ρ_{Cu} es su resistencia específica, resulta:

$$Q_{Cu} = 0.24 \cdot I_{Cu}^2 \frac{\rho_{Cu} \cdot l}{S} \text{ Cal}$$

Para el conductor de otro material, por ejemplo aluminio, sea la intensidad I_{Al} y la resistencia específica ρ_{Al} ; el calor producido por segundo será:

$$Q_{Al} = 0.24 \cdot I_{Al}^2 \frac{\rho_{Al} \cdot l}{S} \text{ Cal}$$

Si han de producirse iguales calentamientos, resulta:

$$Q_{Cu} = Q_{Al}$$

ó

$$0.24 \cdot I_{Cu}^2 \frac{\rho_{Cu} \cdot l}{S} = 0.24 \cdot I_{Al}^2 \frac{\rho_{Al} \cdot l}{S}$$

Para igual longitud y sección del conductor resultará:

$$I_{Cu}^2 \cdot \rho_{Cu} = I_{Al}^2 \cdot \rho_{Al}$$

luego:

$$I_{Al} = I_{Cu} \sqrt{\frac{\rho_{Cu}}{\rho_{Al}}} \text{ Amperios}$$

y como $\rho_{Cu} = \frac{1}{57}$ y $\rho_{Al} = \frac{1}{36}$

$$I_{Al} = 0.78 I_{Cu} \text{ [A]}$$

O sea, que construyendo el conductor de aluminio debe admitirse para cada sección únicamente el 78.0 % del valor de la intensidad admitida por el cobre.

Sobrecargas, cortocircuito y tensiones inducidas

7.1 Sobrecargas

7.2 Cortocircuitos

7.3 Tensiones inducidas en las pantallas

7.1 SOBRECARGAS

Si se sobrepasa el valor de la corriente nominal de un cable de energía, la respuesta térmica no es instantánea, es decir, la temperatura en el cable va aumentando paulatinamente hasta alcanzar su nivel máximo de equilibrio térmico (el equilibrio térmico se establece cuando el calor generado es igual al calor disipado). Es por esto que las normas para cables admiten la posibilidad de sobrecarga durante un tiempo limitado durante una emergencia. La tabla 7.1 da los valores recomendados por ICEA, en operación de emergencia de los principales aislamientos usados en cables de energía de media tensión.

TABLA 7.1. Temperatura de sobrecarga de cables de energía de media tensión.

Tipo de aislamiento	Témporaturas máximas de emergencia
Papel impregnado 8 kV	115 °C
Papel impregnado 25 kV	105 °C
SINTENAX	100 °C
VULCANEL XLP	130 °C
VULCANEL EP	130 °C

En la norma CConnie 10.2.4 se especifica que, en promedio, por varios años puede llegarse a la temperatura de emergencia, en períodos de no más de 36 horas por año, para cables de 5 a 35 kV, pero con un total de no más de tres de tales períodos en cualesquiera de 12 meses consecutivos.

El método de cálculo de capacidad de conducción de corriente de un conductor depende, como se vio en el capítulo anterior de ciertos parámetros, los cuales están relacionados con la transmisión de calor generado en el conductor, a través del cable mismo y el medio que lo rodea, despreciando las pérdidas en el dieléctrico.

Durante la operación normal del cable, la temperatura en el conductor llegará a su punto de equilibrio cuando el calor generado en el conductor sea igual al calor disipado a través de los elementos que forman el cable:

- **Condición normal:**

Calor generado:

$$Q_g = I_n^2 R$$

Calor disipado:

$$Q_d = \frac{T_c - T_a}{R_t} = \frac{\Delta T}{R_t} \quad (7.1)$$

El equilibrio térmico se establece cuando

$$Q_g = Q_d$$

Corriente máxima:

$$I_n = \sqrt{\frac{\Delta T}{R_t \cdot R}} \quad (7.2)$$

• **Condición de sobrecarga:**

Calor generado:

$$Q_g = I_s R_o$$

Calor disipado:

$$Q_d = \frac{T_o - T_a}{R_t} = \frac{\Delta T_s}{R_t} \quad (7.3)$$

Corriente de sobrecarga:

$$I_s = \sqrt{\frac{\Delta T_s}{R_t R_o}}$$

Si se hace $\Delta T = T_c - T_a$ y $\Delta T = T_o - T_a$, se divide 7.2 entre 7.3 y se despeja I_s , se obtiene la expresión 7.4 que en forma aproximada, da el incremento permisible en la capacidad de corriente de un cable aislado para media tensión en un período de sobrecarga

$$I_s = I_n \sqrt{\frac{T_o - T_a}{T_c - T_a} \times \frac{R}{R_o}} [A] \quad (7.4)$$

en donde:

I_n = Valor de la corriente normalmente permisible en el cable.

I_s = Valor de la corriente de sobrecarga en el cable.

T_o = Temperatura máxima de emergencia del conductor en °C.

T_c = Temperatura máxima de operación normal del conductor en °C.

T_a = Temperatura del medio ambiente en °C.

R = Factor de corrección de la resistencia del conductor, a la temperatura máxima nominal de operación (ver tabla 7.3).

R_o = Factor de corrección de la resistencia del conductor, a la temperatura máxima de emergencia (ver tabla 7.3).

La fórmula anterior da el valor aproximado de la corriente de sobrecarga sostenida en un período no mayor de 2 horas, partiendo de la temperatura nominal de operación del cable.

TABLA 7.2. Sobrecargas permisibles para tiempos menores de 2 horas.

Tipo de aislamiento	Temperatura del conductor		Factores de incremento para Temperatura Ambiente (fórmula 7.4)					
	Normal	Emergencia	20		30		40	
			Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
Etieno propileno (EPR)	90	130	1.18	1.18	1.22	1.22	1.26	1.26
Polipropileno de cadena cruzada (XLP)	90	130	1.18	1.18	1.22	1.22	1.26	1.26
Papel impregnado	85	105	1.10	1.10	1.22	1.22	1.19	1.19

Para períodos mayores, se pueden obtener valores más precisos con ecuaciones más complejas, como la que se da a continuación:

$$I_s = I_n \sqrt{\frac{(T_o - T_c) + B(T_o - T_{c1})}{T_{c1} - T_a}} \quad [A] \quad (7.5)$$

donde:

$$B = \frac{e^{-t/k}}{1 - e^{-t/k}} \quad (7.6)$$

t = Duración de la sobrecarga en horas.

k = Constante térmica de tiempo que depende de la resistencia térmica entre el conductor y el medio que lo rodea, así como su diámetro (ver tabla 7.4).

T_{c1} = Temperatura del conductor en el momento en que se inicia la sobrecarga en °C.

Por lo general se encontrará que la temperatura del conductor para las condiciones de diseño debe ser precisamente la de operación, es decir, $T_c = T_{c1}$, por lo que la fórmula 7.5 se reduce a:

$$I_s = I_n \sqrt{\frac{(1 + B) \cdot (T_o - T_c)}{T_c - T_a}} \quad (7.7)$$

En la figura 7.1 se muestra la forma en que crece la temperatura del conductor con el tiempo, cuando se ha roto el equilibrio térmico del mismo, debido al paso de una sobrecorriente; como se ve, la variación no es lineal sino que obedece una ley exponencial.

En la tabla 7.5 se dan valores ya tabulados de B, en función de t y k.

TABLA 7.3. Factores de corrección de la resistencia por variación de la temperatura del conductor.

Temperatura °C	Factor de multiplicación	
	Cobre	Aluminio
20	1.0000	1.0000
25	1.0946	1.0202
30	1.0393	1.0393
40	1.0786	1.0806
50	1.1179	1.1210
60	1.1572	1.1613
70	1.1965	1.2016
75	1.2161	1.2218
80	1.2358	1.2419
85	1.2554	1.2621
90	1.2750	1.2823
95	1.2947	1.3024
100	1.3143	1.3226
105	1.3340	1.3427
110	1.3536	1.3629
130	1.4322	1.4435
150	1.5108	1.5242
160	1.5501	1.5645
200	1.7073	1.7258
250	1.9073	1.9274

TABLA 7.4. Valor aproximado de la constante k.

Calibre del conductor unipolar o tripolar	Conductor al aire	Cable en conduit expuesto	Cable en ducto subterráneo	Cable directamente enterrado
Hasta 4 AWG	0.33	0.67	1.00	1.25
Nº 2 a 4 / 0	1.00	1.50	2.50	3.00
250 MCM y mayores	1.50	2.50	4.00	6.00

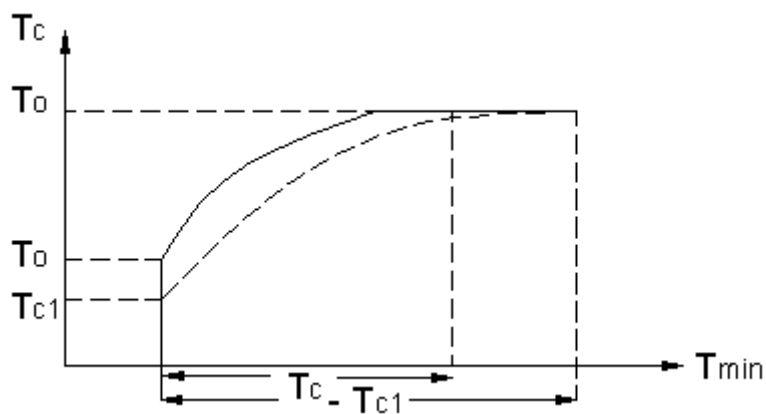
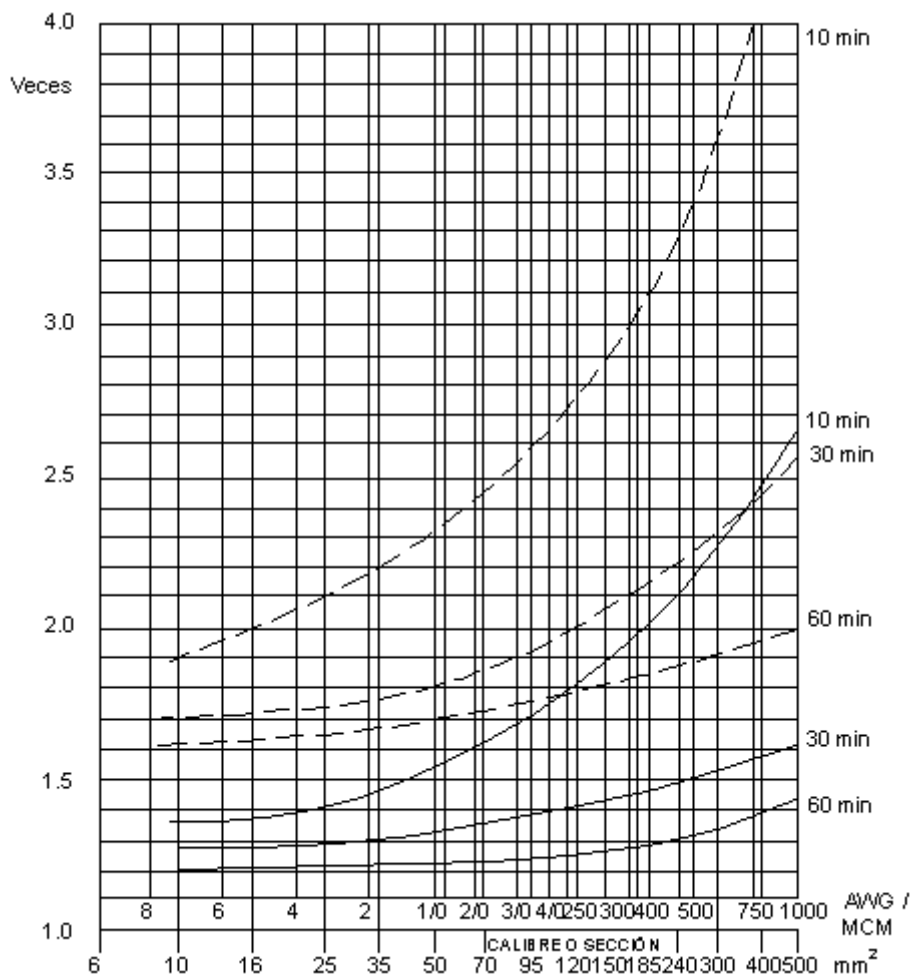


FIGURA 7.1. Gráfica del incremento de la temperatura inicial del conductor.

TABLA 7.5. Valor de B en función de t y k.

	0.33	0.67	1.00	1.25	1.50	2.50	3.00	4.00	6.00
1 / 4 h	0.8825	2.2110	3.5208	4.5167	5.5139	9.5083	11.507	15.5052	23.5035
1 / 2 h	0.2817	0.9016	1.5415	2.0332	2.5277	4.5167	5.5139	7.5104	11.5069
3 / 4 h	0.1149	0.4847	0.8953	1.2164	1.5415	2.8583	3.5208	4.8489	7.5104
1 h	0.0508	0.2900	0.5820	1.8160	1.0551	2.0332	2.5277	3.5208	5.5139
2 h	0.0023	0.0532	0.1565	0.2330	0.3580	0.8160	1.0551	1.5415	2.5277
3 h		0.0115	0.0524	0.0998	0.1565	0.4310	0.5820	0.8953	1.5415
5 h			0.0068	0.0187	0.0370	0.1565	0.2329	0.4016	0.7687
7 h				0.0037	0.0095	0.0647	0.1074	0.2103	0.4552
9 h					0.0025	0.0281	0.0524	0.1178	0.2872
12 h						0.0083	0.0187	0.0524	0.1565
15 h							0.0068	0.0241	0.0894
18 h								0.0112	0.0524
24 h								0.0025	0.0187
36 h									0.0025
48 h									0.0003

En las gráficas 7.2 a 7.6 se muestran las sobrecargas en cables de energía en diferentes aislamientos y en diferentes condiciones.



Condiciones supuestas

_____ Cable caliente antes de la sobrecarga

----- Cable frío antes de la sobrecarga

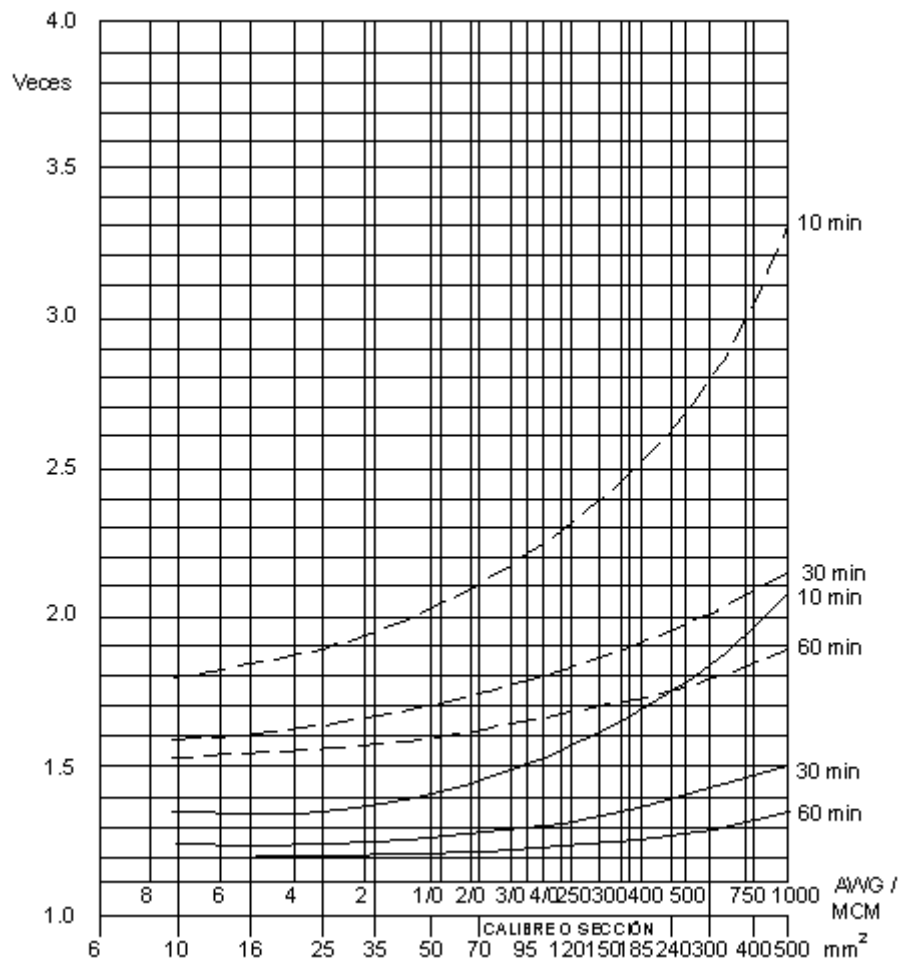
T terreno --- 25 °C

T operación --- 75 °C

T emergencia --- 95 °C

(según normas AEIC)

FIGURA 7.2. Sobrecargas en cables unipolares con aislamiento de papel impregnado, hasta 20 kV. Enterrados directamente.



Condiciones supuestas

_____ Cable caliente antes de la sobrecarga

----- Cable frío antes de la sobrecarga

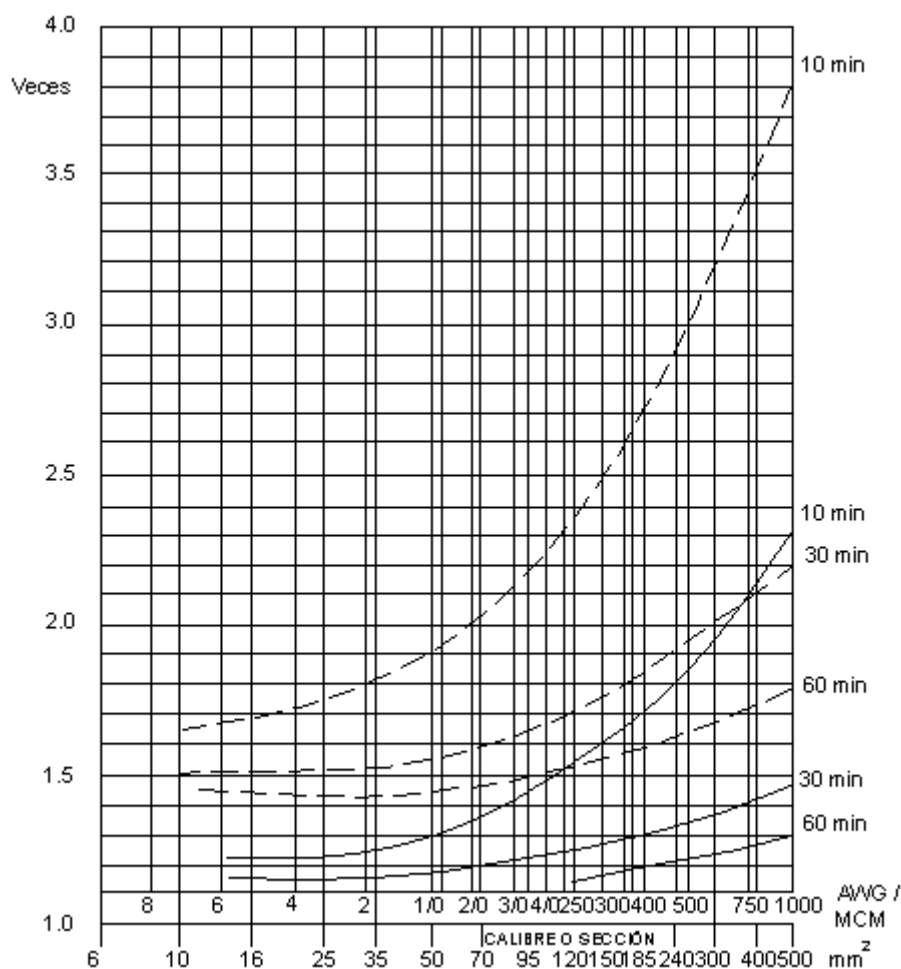
T aire --- 35 °C

T operación --- 75 °C

T emergencia --- 95 °C

(según norma AEIC)

FIGURA 7.3. Sobrecargas en cables unipolares con aislamiento de papel impregnado, hasta 20 kV. en aire.



Condiciones supuestas

_____ Cable caliente antes de la sobrecarga

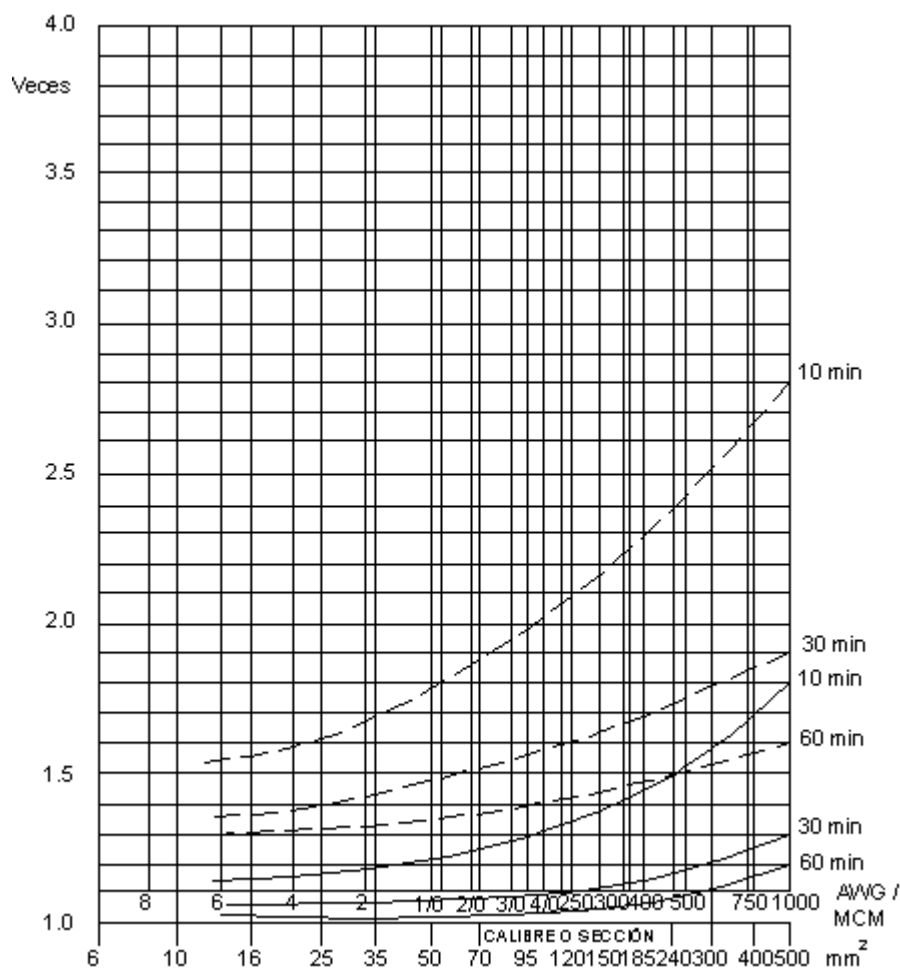
----- Cable frío antes de la sobrecarga

T aire --- 35 °C

T operación --- 75 °C

T emergencia --- 95 °C
(según norma AEIC)

FIGURA 7.4. Sobrecargas en cables tripolares con aislamiento de papel impregnado, hasta 20 kV. enterrados directamente.



Condiciones supuestas

_____ Cable caliente antes de sobrecarga

----- Cable frío antes de la sobrecarga

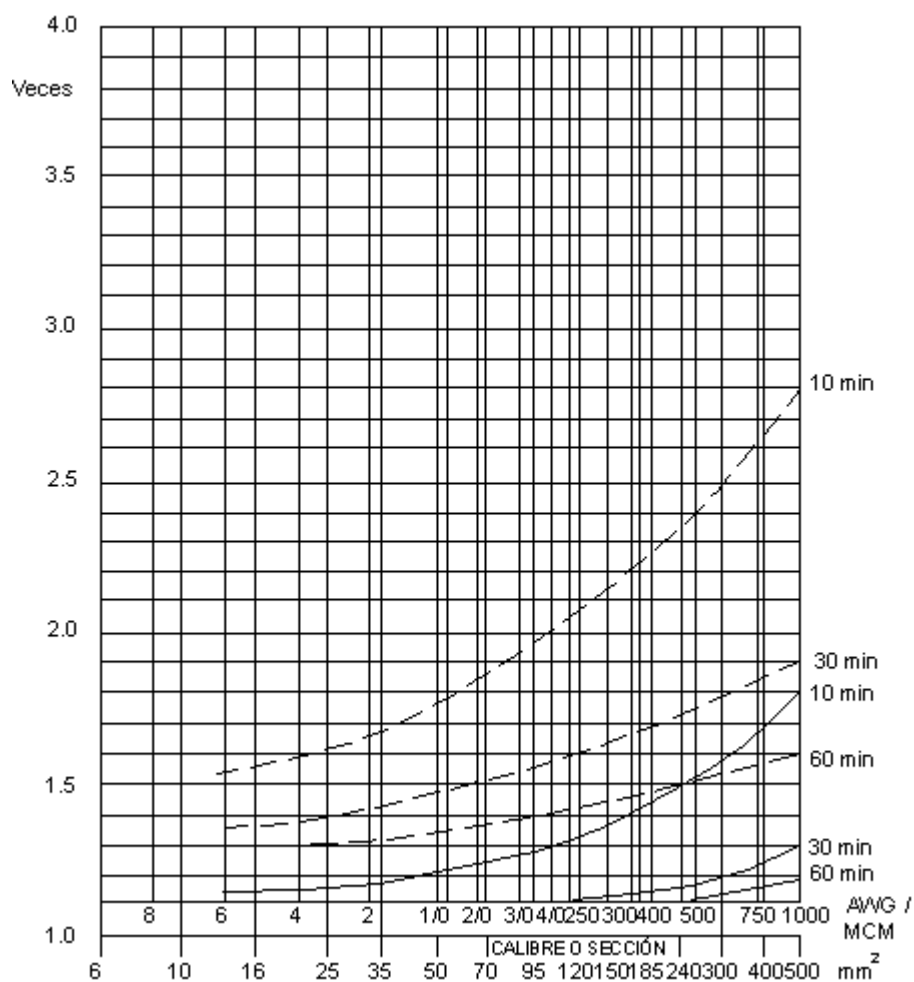
T aire --- 35 °C

T operación --- 75 °C

T emergencia --- 95 °C

(según norma AEIC)

FIGURA 7.5. Sobrecargas en cables tripolares con aislamiento de papel impregnado, hasta 20 kV en aire.



Condiciones supuestas

_____ Cable caliente antes de sobrecarga

- - - - - Cable frío antes de la sobrecarga

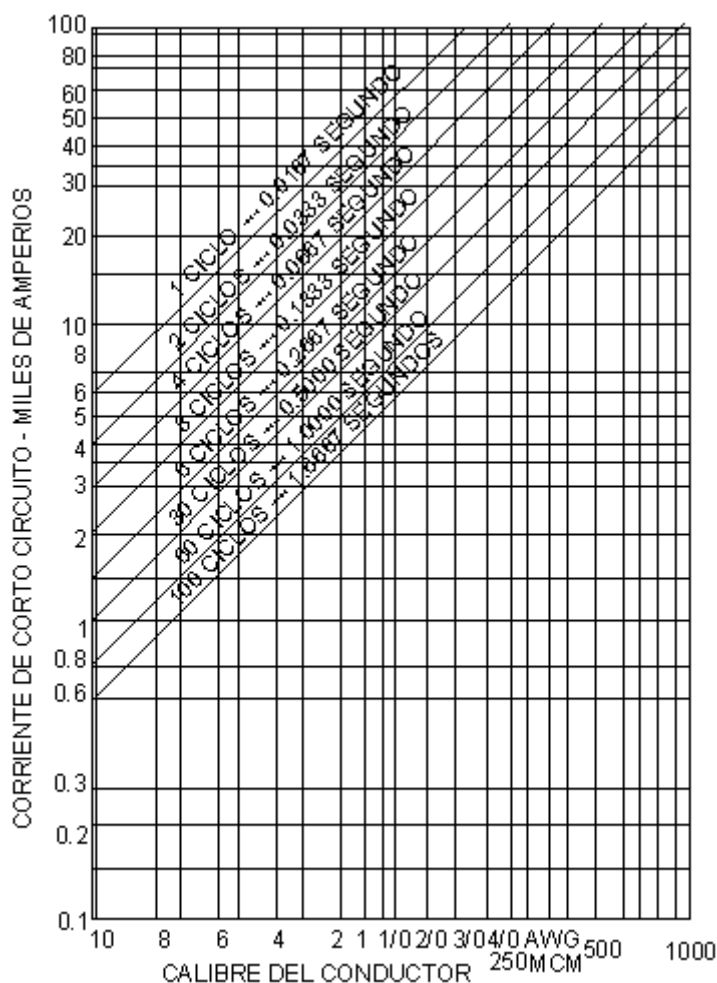
T aire --- 35 °C

T operación --- 75 °C

T emergencia --- 95 °C

(según norma AEIC)

FIGURA 7.6. Sobrecarga en cables unipolares con aislamiento de hule o termoplástico 75 °C, hasta 15 kV en aire.



Conductor de cobre aislamiento de polietileno de cadena cruzada (XPL) y etileno propileno (EPR)

Curvas basadas sobre la siguiente formula:

donde:

I = corriente de corto circuito en amperios

A = área del conductor --- circular MILS

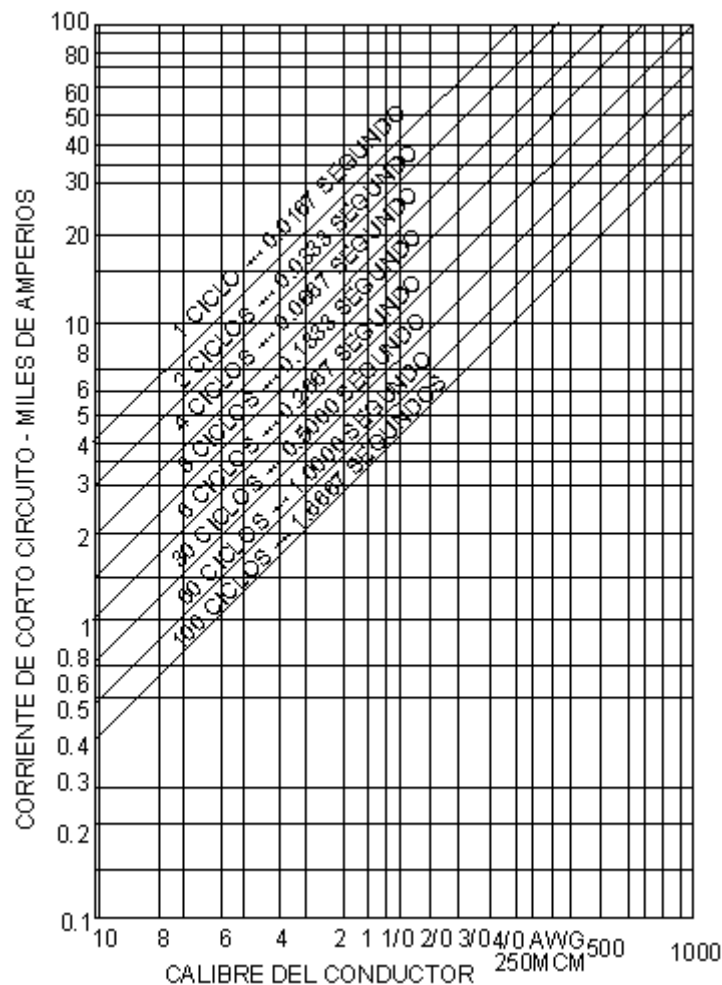
t = tiempo de corto circuito --- segundos

T_1 = temperatura máxima de operación --- 90 °C

T_2 = temperatura máxima de corto circuito --- 250 °C

$$\left[\frac{I}{A}\right]^2 t = 0.0297 \log \left[\frac{T_2 + 234}{T_1 + 234} \right]$$

FIGURA 7.7. Corrientes de cortocircuito permisibles para cables aislados con conductor de cobre.



Conductor de cobre aislamiento termoplástico (SINTENAX)

Curvas basadas sobre la siguiente formula:

$$\left[\frac{I}{A}\right]^2 t = 0.0297 \log \left[\frac{T_2 + 234}{T_1 + 234} \right]$$

donde:

I = corriente de corto circuito en amperios

A = área del conductor --- circular MILS

t = tiempo de corto circuito --- segundos

T_1 = temperatura máxima de operación --- 75 °C

T_2 = temperatura máxima de corto circuito --- 200 °C

FIGURA 7.8. Corrientes de cortocircuito permisibles para cables aislados con conductor de aluminio.

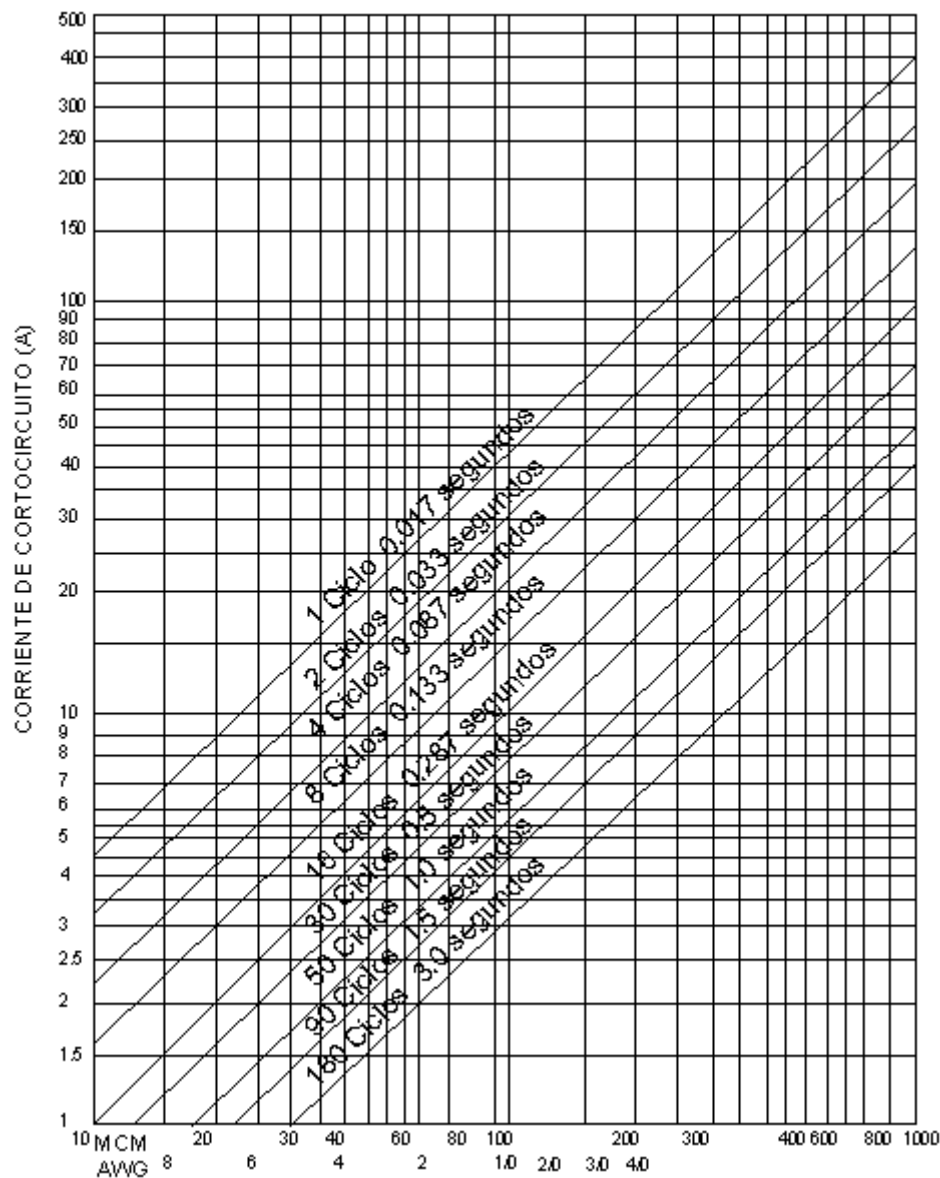


FIGURA 7.9. Corrientes de cortocircuito permisibles en conductores de cobre. Aislamiento termoplástico 75 °C.

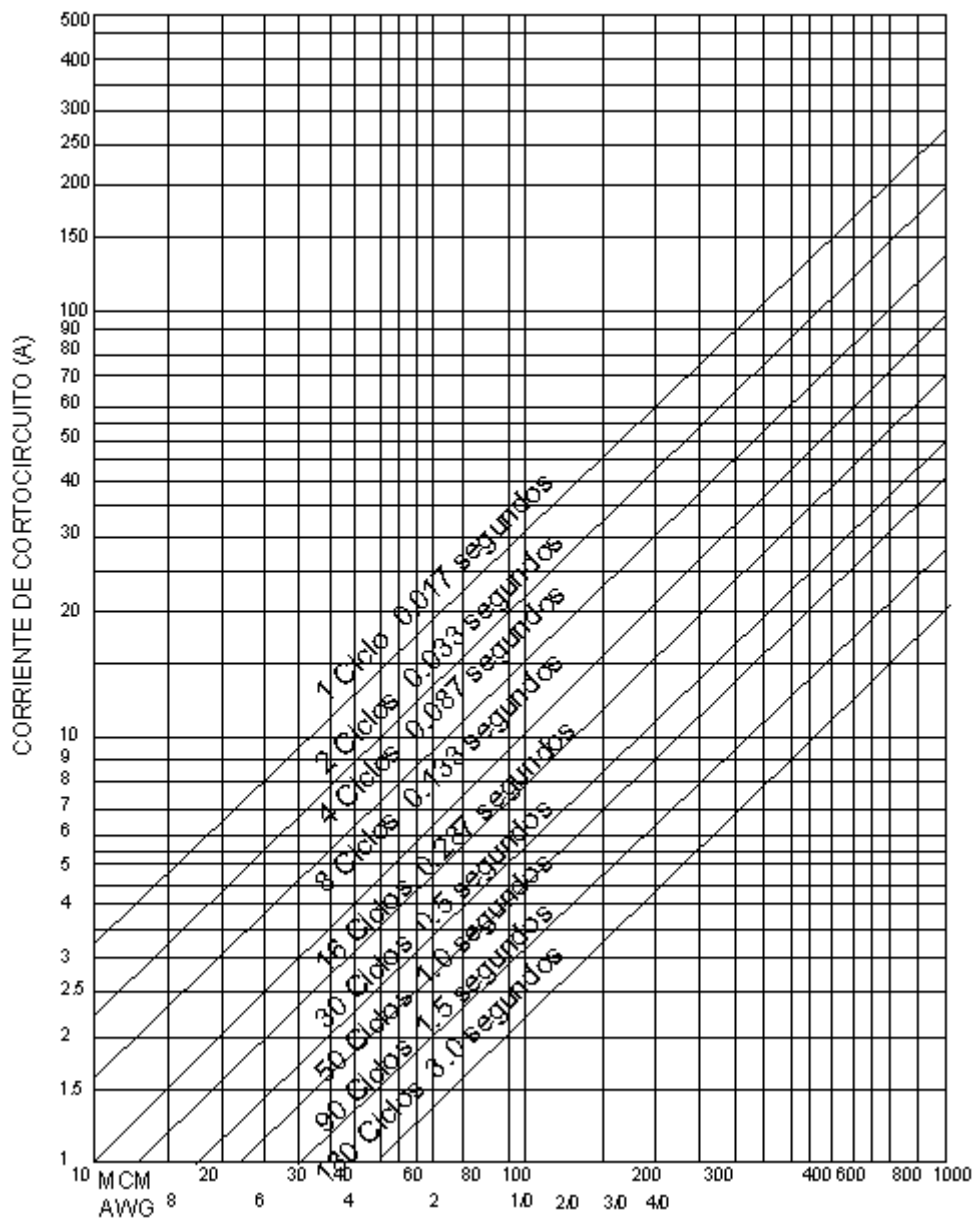
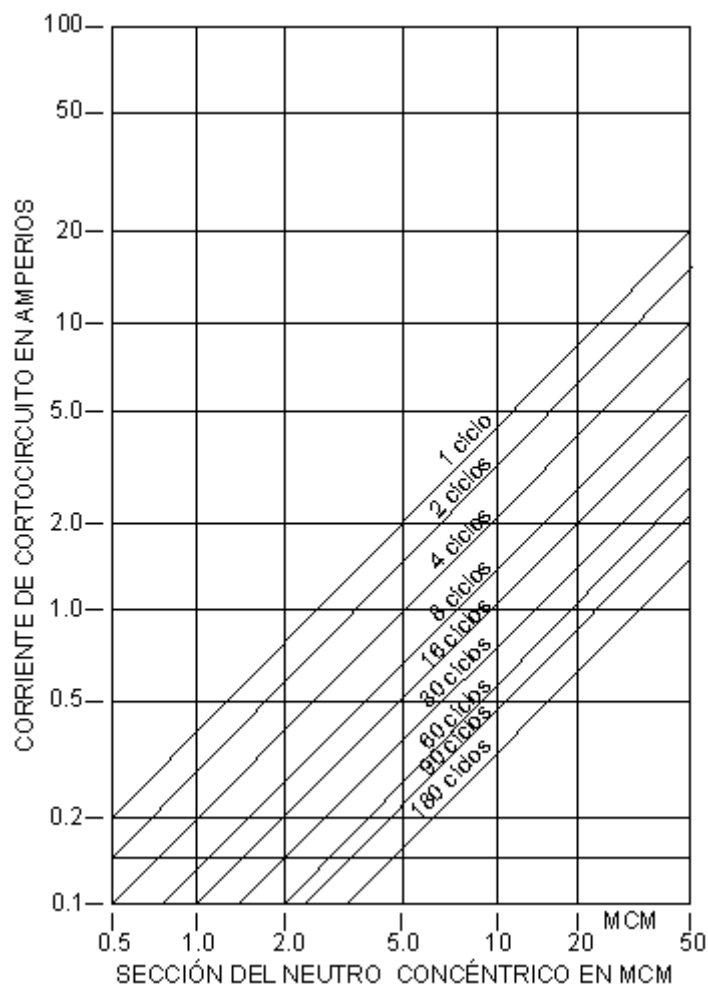


FIGURA 7.10. Corrientes de cortocircuito permisibles en conductor de aluminio. Aislamiento termoplástico 75 °C.



Curvas basadas sobre la siguiente formula:

$$I = A \sqrt{\frac{0.0297 \log \frac{T_2 + 234.5}{T_1 + 234.5}}{t}} = \frac{0.0528A}{\sqrt{t}}$$

donde:

I = corriente de corto circuito en amperios.

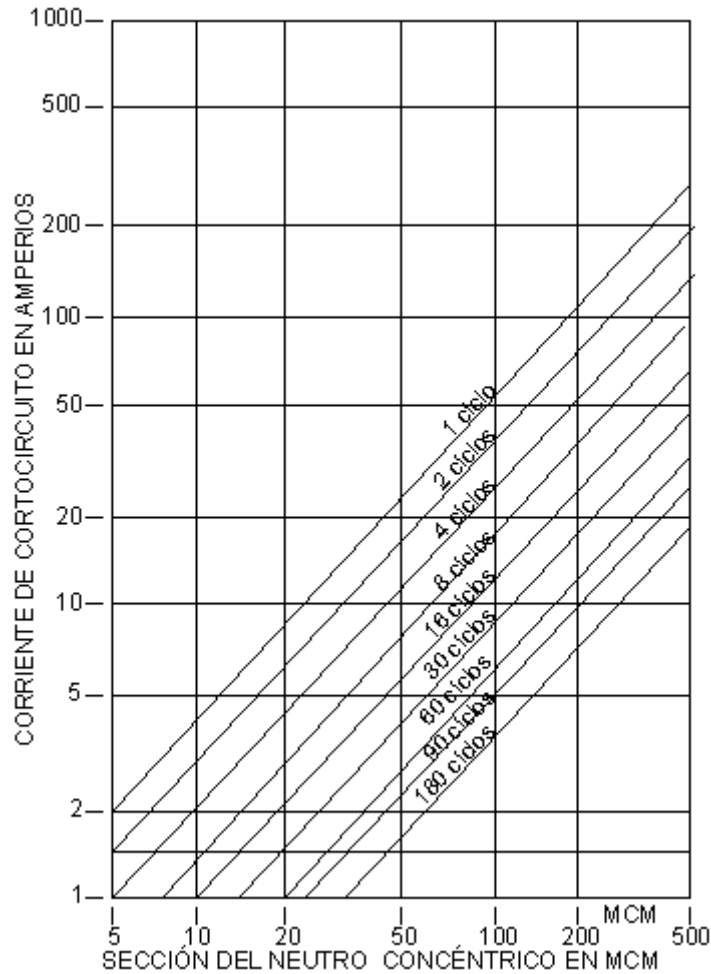
A = área de la sección --- c mil.

t = tiempo de corto circuito --- segundos.

T_1 = temperatura de operación --- 75 °C.

T_2 = temperatura de corto circuito --- 150 °C.

FIGURA 7.11. Corriente permisible de cortocircuito para pantallas de cinta de cobre.



Curvas basadas sobre la siguiente formula:

$$I = A \sqrt{\frac{0.0297 \log \frac{T_2 + 234.5}{T_1 + 234.5}}{t}} = \frac{0.0528A}{\sqrt{t}}$$

donde:

I = corriente de corto circuito en amperios.

A = área de la sección --- c mil.

t = tiempo de corto circuito --- segundos.

T_1 = temperatura de operación --- 75 °C.

T_2 = temperatura de corto circuito --- 150 °C.

FIGURA 7.12. Corriente permisible de cortocircuito para neutros concéntricos.

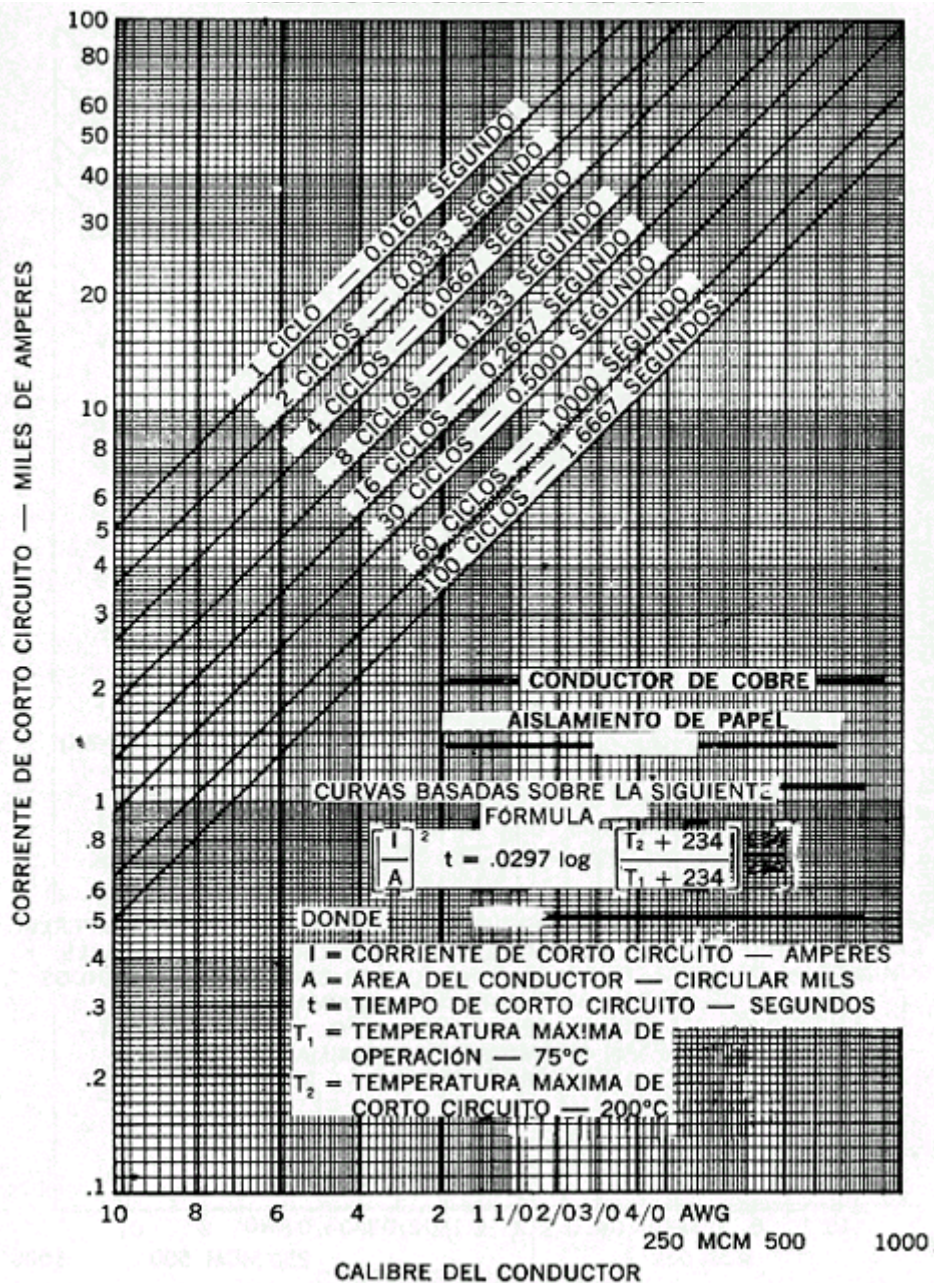


FIGURA 7.13. Corrientes de cortocircuito permisibles para cables aislados con conductor de cobre.

7.2 CORTOCIRCUITO

Bajo condiciones de cortocircuito, se incrementa con rapidez la temperatura de los elementos metálicos de los cables de energía (conductor y pantalla). Cuando están diseñados para soportar tal incremento; el límite dependerá de la temperatura máxima admisible para la cual no se deteriore el material de las capas vecinas, esto es, la que resulte menor entre la del conductor, para que no dañe el aislamiento, o la de la pantalla, para no deteriorar el aislamiento y cubierta. En la tabla 7.6 aparecen los valores máximos aceptables en las normas ICEA.

TABLA 7.6. Temperaturas máximas admisibles en condiciones de cortocircuito (°C)

Material del cable en contacto con el metal	Conductor	Pantalla
Termofijos (XLP o EP)	250	350*
Termoplástico (PVC o PE)	150	200
Papel impregnado en aceite	200	200

(*) Para cables con cubierta de plomo, esta temperatura deberá limitarse a 200 °C.

Si la selección del conductor, o de la pantalla, no es adecuada para soportar las condiciones del cortocircuito, el intenso calor generado en tan poco tiempo produce daño severo en forma permanente en el aislamiento, e incluso forma cavidades entre pantalla y aislamiento las cuales ocasionen serios problemas de ionización.

Por otra parte, para determinar la corriente permisible en el conductor o pantalla, es necesario conocer el tiempo que transcurre antes de que las protecciones operen para librar la falla.

Así mismo, de acuerdo con el tipo de falla, se deberán verificar los distintos componentes de la siguiente manera:

A) Para el conductor

- Cortocircuito trifásico balanceado.
- Cortocircuito trifásico desbalanceado, calculando la corriente de falla de secuencia cero.

B) Para la pantallas

- Cortocircuito fase a tierra.
- Cortocircuito trifásico desbalanceado, calculando la corriente de falla de secuencia cero.

La ecuación 7.8 permite verificar la sección del conductor, conociendo los amperios de falla y la duración de la misma.

$$\left[\frac{I}{A} \right]^2 t = k \log \frac{T_2 + T}{T_1 + T} \quad (7.8)$$

en donde:

I = Corriente máxima de conductor permitida, amperios.

K = Constante que dependerá del material conductor (tabla 7.7).

A = Área de la sección transversal del conductor, mm^2 .

t = Tiempo de duración del cortocircuito, segundos.

T = Temperatura en $^{\circ}\text{C}$ (bajo cero) en la cual el material del que se trate tiene resistencia eléctrica teóricamente nula (tabla 7.7).

T_1 = Temperatura inicial del conductor, $^{\circ}\text{C}$.

T_2 = Temperatura final del conductor, $^{\circ}\text{C}$.

TABLA 7.7. Valores de K y T para la ecuación 7.8

Material	K	T
Cobre	0.0297	234.5
Aluminio	0.0125	228.0
Plomo	0.0097	236.5
Acero	0.0032	180.0

Esta ecuación está basada en la premisa de que, debido a la cantidad de metal concentrado y la duración tan corta de la falla, el calor permanece en el metal formando un sistema adiabático.

Esta consideración es muy cercana a la realidad, en el caso del conductor, pero objetable para las pantallas, ya que estas tienen una mayor área de disipación del calor y una menor concentración de la masa metálica.

La ecuación 7.8 resultara entonces conservadora para las pantallas, y en la mayoría de los casos, dara como resultado mayor área de la necesaria. Para compensar esta situación, en la tabla 7.6 se puede observar que, para un mismo material, se recomiendan temperaturas mayores en condiciones de cortocircuito.

Modificando la ecuación se puede encontrar el área de la pantalla de un sistema en que se conozca la magnitud y la duración de la corriente de falla, o el tiempo de duración de la falla para una pantalla de sección conocida.

Cuando se trate de analizar el comportamiento bajo condiciones de cortocircuito de los cables comerciales, con parámetros perfectamente definidos, la fórmula 7.8 se puede escribir como:

$$I = C \cdot \frac{A}{\sqrt{t}} \quad (7.9)$$

donde la constante C depende de las unidades de A, del material del conductor y del tipo de aislamiento.

En la tabla 7.8 se encuentran tabulados los valores de C para cables de fabricación normal.

TABLA 7.8. Valores de C para determinar la corriente de cortocircuito en conductor y pantalla o cubierta

Tipo de cable	Conductor*	Pantalla**
Vulcanel (EP o XLP)	141.90	128.28
Sintenax	110.32	138.14
Vulcanel 23 TC	141.90	128.28
Vulcanel (EP o XLP) con cubierta de plomo	141.90	23.68
Vulcanel - DRS	92.76	177.62
Vulcanel - DS	92.76	128.28
6 PT	77.16	23.68
23 PT	83.48	25.65

* Se supone que la temperatura en el conductor es la misma de operación

** La temperatura en la pantalla se considera, para cables de media tensión, 10 °C abajo de la del conductor.

Las cubiertas o pantallas son las usuales de construcción para los cables señalados.

7.3 TENSIONES INDUCIDAS EN LAS PANTALLAS METÁLICAS

El problema de cuantificar y minimizar las tensiones inducidas en las pantallas de los cables, de energía, se refiere fundamentalmente a los cables unipolares, ya que las variaciones del campo magnético en los cables tripolares o en formación triplex se anulan a una distancia relativamente corta del centro geométrico de los conductores y, consecuentemente, las tensiones que se inducen en sus pantallas son tan pequeñas que pueden despreciarse. Se analiza pues, este fenómeno para el caso de circuitos que utilicen cables unipolares.

Si se tienen dos conductores paralelos colocados uno cerca del otro y uno de ellos lleva una corriente alterna, se tiene un campo magnético alrededor del conductor que lleva la corriente. Dada la cercanía de los conductores, las líneas de flujo del campo magnético del conductor energizado cortarán al otro conductor y se inducirá una tensión en este último como se ilustra en la figura 7.14.

Las variaciones del campo magnético en el conductor 2 harán que la tensión inducida en 1 varíe en función del tiempo y de la magnitud de la corriente en el conductor 2.

Una vez expuesta en forma general la teoría elemental, se pasa a considerar el caso particular de un cable de energía.

En la figura 7.15, la corriente alterna que circula por el conductor central crea un campo magnético alterno cuyas líneas de flujo enlazan a la pantalla metálica, y se induce en ella una tensión a tierra cuya magnitud aproximada esta dada por ecuaciones cuyas variables son función de la posición relativa que guardan entre si el conductor central y la pantalla metálica.

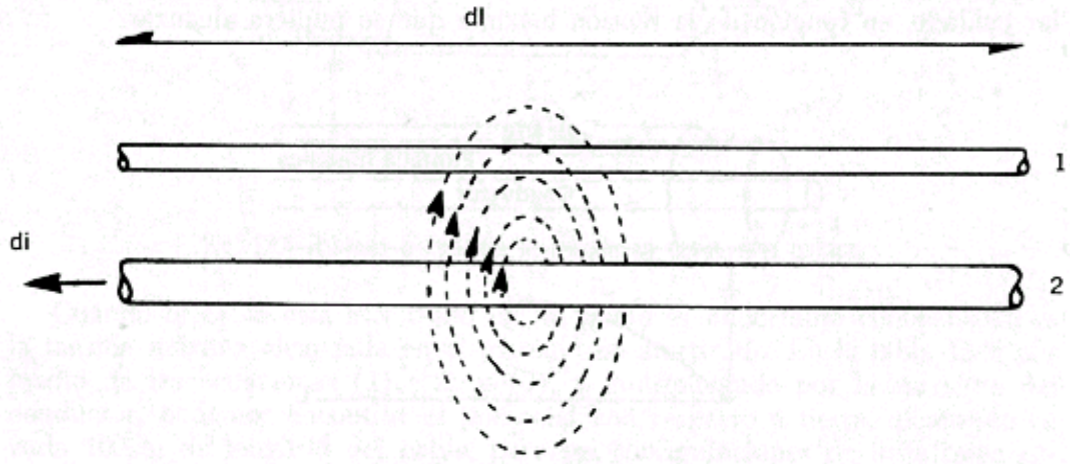


FIGURA 7.14. Tensión inducida entre 2 conductores paralelos.

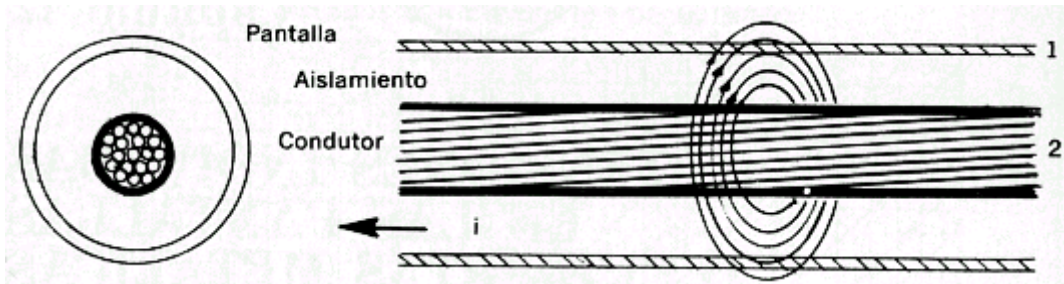


FIGURA 7.15. Tensión inducida en la pantalla metálica de un cable para media tensión.

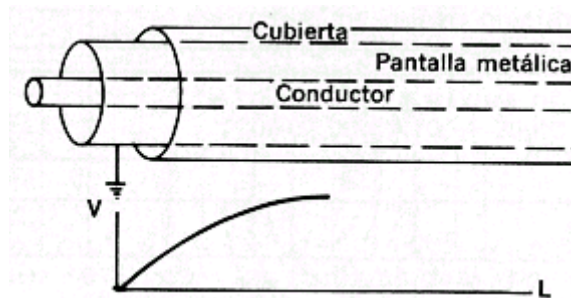


FIGURA 7.16. Pantalla aterrizada en un punto.

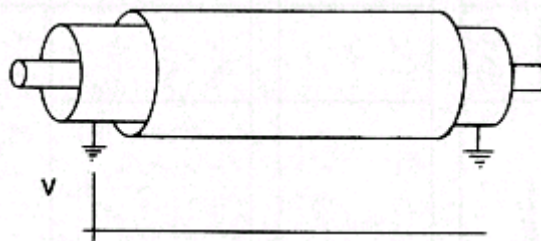


FIGURA 7.17. Pantalla aterrizada en un dos o más puntos.

7.3.1 Conexión a tierra.

La conexión de las pantallas a tierra es de gran importancia. Si los extremos no se conectan, se inducirá en la pantalla una tensión muy cercana al potencial del conductor, de manera similar al secundario de un transformador; por lo que se procura aterrizar la pantalla, evitando peligros de choque eléctrico al personal y posible daño al cable, por efecto de sobretensiones inducidas en las pantallas que pudieran perforar las cubiertas.

Usualmente, las conexiones se realizan en un punto, figura 7.16, o en dos o más puntos, figura 7.17. El tipo de conexión a tierra debe analizarse con particular cuidado, en función de la tensión máxima que se pudiera alcanzar.

Cuando la pantalla del cable está aterrizada en ambos extremos, como sucede en la mayoría de los casos encontrados en la práctica, la tensión inducida producirá la circulación de corriente a través de la pantalla.

Esta corriente produce a su vez una caída de tensión que punto a punto, es igual a la tensión inducida y el efecto neto de ambos fenómenos es igual a cero.

Por lo tanto el potencial a tierra de las conexiones de los extremos se mantiene a lo largo de la pantalla del cable. Sin embargo, es conveniente aterrizar la pantalla en el mayor número de puntos posibles, por si llegara a abrirse alguna de las conexiones.

Si se conectan a tierra las pantallas metálicas de los cables en todos aquellos puntos accesibles al personal de mantenimiento (principalmente en los empalmes y los terminales), se garantizará una diferencia de potencial nula entre pantalla y tierra en esos puntos; sin embargo, el hecho de conectarlas entre si y a tierra en dos o más puntos del circuito permite la circulación de corriente, cuya magnitud es función de la impedancia de la pantalla. Esta corriente produce 3 efectos desfavorables sobre el cable:

- a) Produce pérdidas
- b) Puede reducir notablemente la capacidad de corriente de los cables sobre todo en calibres grandes (350 MCM y más)
- c) Produce calentamientos que pueden llegar a dañar los materiales que lo rodean (aislamiento y cubierta).

A pesar de las desventajas mencionadas, se recomienda conectarse entre si y a tierra las pantallas metálicas de los cables de energía, en todos aquellos puntos accesibles al personal de operación y mantenimiento.

Cuando el cable está aterrizado en un punto, es importante conocer cuales la tensión máxima alcanzada en el extremo no aterrizado. En la tabla 7.9, por medio de las ecuaciones (1), (2) y (3) y multiplicado por la corriente del conductor, se puede encontrar el potencial con respecto a tierra alcanzado en cada 100 m de longitud del cable, para las configuraciones de instalación comúnmente encontradas en la práctica (figura 7.18).

7.3.2 Ejemplo.

Se tiene un circuito formado por 3 cables VULCANEL EP, 500 MCM para 35 kV, instalados directamente enterrados en configuración plana. La longitud del circuito es de 125 m, y la corriente que circula por el conductor es de 400 A. Los cables se encuentran espaciados 20 cm entre centros. Calcular la tensión inducida en el extremo no aterrizado.

Solución:

Para encontrar la tensión inducida se emplea la figura 7.18 y se ve que el arreglo que se tiene esta ilustrado en la figura 7.18.

Para entrar a esta gráfica se requiere conocer la razón S / d_m , siendo S la distancia entre centros de los conductores y d_m es el diámetro medio de la pantalla.

La distancia entre centros del conductor es de 20 cm y el diámetro medio de la pantalla es de 3.5 cm por lo que la razón:

$$\frac{S}{d_m} = \frac{20}{3.5} = 5.7$$

Localizando este punto en el eje de las abscisas, se sube hasta cortar la recta que corresponde a la configuración 3 (Nº 3 AC* y Nº 3 B*) se puede leer:

$$\text{Nº 3 AC} = 0,0215(V/A \cdot 100m)$$

$$\text{Nº 3 B} = 0,0185(V/A \cdot 100m)$$

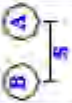
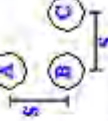
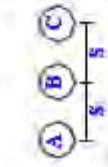
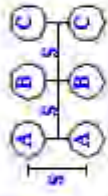
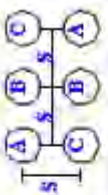
Para encontrar la tensión inducida en el extremo final bastará con multiplicar estos valores por la longitud del circuito en cientos de metros y por la corriente que circula en el conductor.

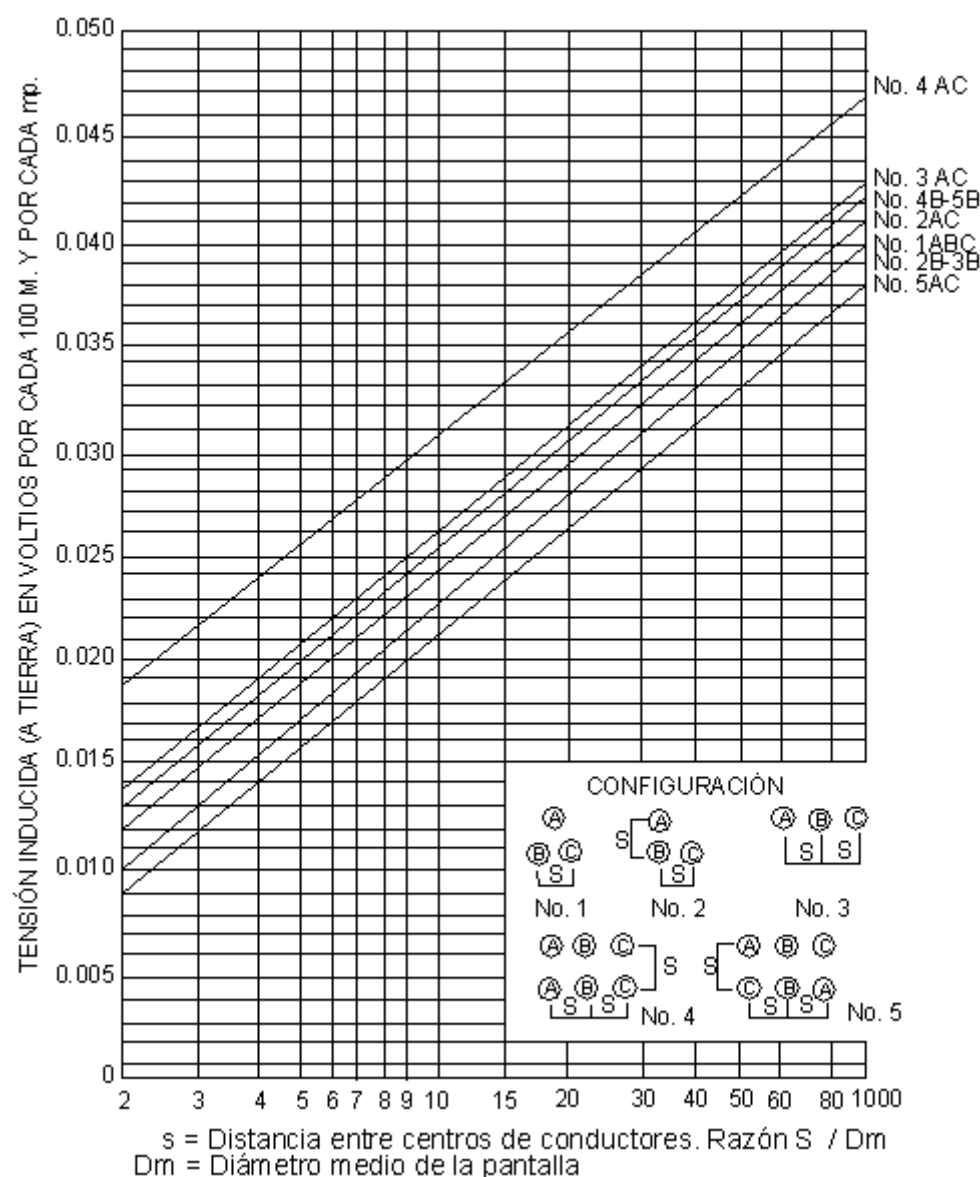
$$E_{AC} = 0,0215 \times 1,25 \times 400 = 10,75 \text{ V}$$

$$E_B = 0,0185 \times 1,25 \times 400 = 9,25 \text{ V}$$

La tensión inducida en las fases A y C es distinta a la de la fase B; por esta razón, existen dos rectas por cada configuración.

TABLA 7.9. Cálculo del potencial respecto a tierra por cada 100 metros de longitud de cable.

Configuración	I Monofásica	II Equilibrada	III Rectangular	IV Plana	V Doble circuito	VI Doble circuito
						
1. $\frac{E_{p1}}{l} =$	$\bar{E}_m$	$\bar{E}_m$	$\frac{1}{2} \sqrt{3} \sqrt{r^2 + \left(\bar{E}_m - \frac{a}{2}\right)^2}$	$\frac{1}{2} \sqrt{3} \sqrt{r^2 + (\bar{E}_m - a)^2}$	$\frac{1}{2} \sqrt{3} \sqrt{r^2 + \left(\bar{E}_m - \frac{b}{2}\right)^2}$	$\frac{1}{2} \sqrt{3} \sqrt{r^2 + \left(\bar{E}_m - \frac{b}{2}\right)^2}$
2. $\frac{E_{p2}}{l} =$	$\bar{E}_m$	$\bar{E}_m$	$\bar{E}_m$	$\bar{E}_m$	$\bar{E}_m + \frac{a}{2}$	$\bar{E}_m + \frac{a}{2}$
3. $\frac{E_{p3}}{l} =$	$\bar{E}_m$	$\bar{E}_m$	$\frac{1}{2} \sqrt{3} \sqrt{r^2 + \left(\bar{E}_m - \frac{a}{2}\right)^2}$	$\frac{1}{2} \sqrt{3} \sqrt{r^2 + (\bar{E}_m - a)^2}$	$\frac{1}{2} \sqrt{3} \sqrt{r^2 + \left(\bar{E}_m - \frac{b}{2}\right)^2}$	$\frac{1}{2} \sqrt{3} \sqrt{r^2 + \left(\bar{E}_m - \frac{b}{2}\right)^2}$
Pantallas abiertas						
$\frac{P^2}{l^2} = \frac{W_1 \times 10^3}{l^2 R_y} = \frac{R_{01}}{R_y}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$
$\frac{P^2}{l^2} - \frac{W_2 \times 10^3}{l^2 R_y} = \frac{R_{02}}{R_y}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$
$\frac{P^2}{l^2} - \frac{W_3 \times 10^3}{l^2 R_y} = \frac{R_{03}}{R_y}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$
$\frac{W_1 \times 10^3}{3 l^2 R_y} = \frac{R_{0prom}}{R_y}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$
Pantallas solidamente puestas						
$\frac{P^2}{l^2} = \frac{W_1 \times 10^3}{l^2 R_y} = \frac{R_{01}}{R_y}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$
$\frac{P^2}{l^2} - \frac{W_2 \times 10^3}{l^2 R_y} = \frac{R_{02}}{R_y}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$
$\frac{P^2}{l^2} - \frac{W_3 \times 10^3}{l^2 R_y} = \frac{R_{03}}{R_y}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$
$\frac{W_1 \times 10^3}{3 l^2 R_y} = \frac{R_{0prom}}{R_y}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$	$\frac{\bar{E}_m^2}{R_y^2 + \bar{E}_m^2}$
Donde:						
$P = \frac{R_y}{l}$	$\bar{E}_m$	$\bar{E}_m$	$\left(\bar{E}_m + \frac{a}{2}\right)$	$(\bar{E}_m + a)$	$\left(\bar{E}_m + a + \frac{b}{2}\right)$	$\left(\bar{E}_m + a + \frac{b}{2}\right)$
$Q = \frac{R_y}{l}$	$\bar{E}_m$	$\bar{E}_m$	$\left(\bar{E}_m - \frac{a}{2}\right)$	$\left(\bar{E}_m - \frac{a}{2}\right)$	$\left(\bar{E}_m + \frac{a}{2} - \frac{b}{2}\right)$	$\left(\bar{E}_m + \frac{a}{2} - \frac{b}{2}\right)$
$\bar{E}_m = 2 = f(2 \times 10^{-4} \ln \frac{S}{r_0})$; $a = 2\pi f(2 \times 10^{-4} \ln 2)$; $b = 2\pi f(2 \times 10^{-4} \ln 5)$						
en $\frac{\Omega}{km}$ $\bar{E}_m = 0,0754 \ln \frac{S}{r_0}$, $a = 0,0523$; $b = 0,1214$						



Tensión inducida (a tierra) en pantallas metálicas de cables de energía.

Cálculo de redes de distribución primarias aéreas

-
- 8.1 Generalidades.
 - 8.2 Factores que afectan la selección de la potencia nominal de los alimentadores.
 - 8.3 Comparación entre SDA (Sistemas de distribución aéreos) y los SDS (Sistemas de distribución subterráneos).
 - 8.4 Topologías básicas.
 - 8.5 Niveles de voltaje de alimentadores primarios.
 - 8.6 Carga, rutas, número y tamaño de alimentadores primarios.
 - 8.7 Líneas de enlace.
 - 8.8 Salida de alimentadores primarios, desarrollo tipo rectangular.
 - 8.9 Salida de alimentadores primarios, desarrollo tipo radial.
 - 8.10 Tipos de circuitos de distribución primaria.
 - 8.11 Método para el cálculo de regulación y pérdidas en líneas de distribución primaria.
 - 8.12 Normas técnicas para la construcción de redes primarias aéreas.

8.1 GENERALIDADES

Los circuitos primarios constituyen la parte de un sistema de distribución que transportan la energía desde la subestación receptora secundaria o punto de alimentación del sistema donde el voltaje baja de niveles de subtransmisión 66 - 44 - 33 kV a voltajes de distribución primarios 13.2 - 11.4 kV hasta los primarios de los transformadores de distribución.

Los circuitos primarios están conformados por los alimentadores principales y sus ramales laterales y sublaterales.

Generalmente, los alimentadores principales están conformados en todo su recorrido por las tres fases, mientras que los ramales laterales y sublaterales son bifásicos y monofásicos.

Las redes primarias funcionan con los siguientes voltajes trifásicos: 13.2 kV y 4.16 kV y configuración estrella con neutro sólidamente puesto a tierra.

También se emplea alimentación bifásica a 13.2 kV y monofásica a 7.62 kV.

Al efectuar el diseño de circuitos primarios que alimentan cargas monofásicas y bifásicas, debe efectuarse una distribución razonablemente balanceada de estas entre las fases, admitiéndose un desequilibrio máximo del 10 % con la máxima regulación admisible.

Un sistema de distribución primario está compuesto principalmente por:

a) El alimentador principal:

También llamado troncal principal y se caracteriza por ser trifásico y de calibres grandes (del orden de 2/0 a 4/0 AWG) y generalmente con neutro. Se protege a la salida de la subestación distribuidora con un interruptor con recierre automático y promediando dicho alimentador se instala un reconector automático.

b) Derivaciones laterales:

Se derivan del alimentador principal mediante equipo de seccionamiento y protección (cortacircuitos fusible) con conductores de calibre 1/0 y 2 AWG que dependiendo del tamaño de la carga y del tipo de transformadores que alimenta llevarán las 3 fases y el neutro, y 2 fases y neutro.

c) Derivaciones sublaterales:

Salen de las derivaciones laterales mediante cortacircuitos fusible para alimentar muy pocos transformadores monofásicos. (fase - neutro). El calibre mínimo por norma debe ser N° 2 AWG aunque existen en calibre menores.

Un alimentador puede ser seccionado por dispositivos de reconexión, seccionadores automáticos y cortacircuitos fusible con el fin de remover partes falladas y mediante adecuada coordinación minimizar el número de usuarios afectados por fallas. Igualmente se pueden disponer de interruptores de enlace N.A. (Normalmente Abiertos).

En la actualidad se hace énfasis en la confiabilidad del servicio, por lo que el esquema de protecciones se hace más sofisticado y complejo, combinando dispositivos de operación manual con los de operación automática controlados remotamente con procesos computarizados.

En el futuro se tiende hacia la automatización de los sistemas de distribución.

8.2 FACTORES QUE AFECTAN LA SELECCIÓN DE LA POTENCIA NOMINAL DE ALIMENTADORES PRIMARIOS

Para determinar la potencia de los alimentadores primarios hay que tener en cuenta:

- La naturaleza de las cargas conectadas.
- La densidad de carga del área servida.
- La rata de crecimiento de la carga.
- La necesidad de prever capacidad de reserva para operaciones de emergencia.
- El tipo y costo de la construcción empleada.
- El diseño y capacidad de la subestación distribuidora usada.
- El tipo de equipo de regulación usado.
- La calidad de servicio requerida.
- La continuidad de servicio requerida.

Las condiciones de voltaje de los sistemas de distribución pueden ser mayores usando capacitores en paralelo (shunt) que también mejoran el factor de potencia resultando corrientes de carga y caídas de voltaje más bajas (pérdidas de energía y de potencia más bajas).

Los valores nominales de los capacitores deben ser cuidadosamente seleccionados para prevenir sobrevoltajes producidos por corrientes capacitivas.

Las condiciones de voltaje también pueden ser mejoradas con capacitores serie, pero estos no reducen corrientes ni pérdidas.

8.3 COMPARACIÓN ENTRE SDA (SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN AÉREOS) Y LOS SDS (SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEOS).

8.3.1 Confiabilidad

Los SDS se han vuelto muy comunes últimamente como repuesta inicialmente a consideraciones de tipo estético (urbanístico) y de tipo ambiental, y finalmente por exigencias de confiabilidad.

Las compañías electrificadoras gradualmente están cambiando a SDS pues aunque son muy costosas, también son mucho más confiables que los SDA.

Los SDS fallan con menos frecuencia pero toma mucho más tiempo en encontrar y reparar las fallas, tiene efecto deseable con respecto a calidad del servicio. En los SDA el 80 % de las fallas son de carácter temporal; en los SDS se invierte esta situación.

Una comparación de las ratas de falla (fallas permanentes) entre SDA y SDS se muestra en la tabla 8.1.

TABLA 8.1. Comparación de ratas de falla entre SDA y SDS

Nivel de Voltaje kV	Ratas de falla (falla / año / milla)	
	Líneas Aéreas	Líneas Subterráneos
5 a 11	0.117	0.048
11 a 20	0.130	0.097
33	0.070	0.037
66	0.059	0.028

8.3.2 Equipo.

La mayoría de los equipos utilizados en SDA emplean el aire como medio aislante (mas o menos 186 kV / ft para un impulso) y los conductores son desnudos. Los interruptores usan aire para aislar sus contactos abiertos e interrumpir niveles muy bajos de corriente de carga. Muchos de los suiches de corte al aire están equipados con cuernos saltachispas.

El término asociado a SDS, FRENTE MUERTO, significa que no existen partes energizadas expuestas (por ejemplo al abrir la puerta del gabinete de un interruptor de frente muerto, las partes vivas no quedan expuestas). Cuando un seccionamiento bajo carga se instala en el interior de un pasamuros (busing) se clasifica como un sistema de frente muerto.

La mayoría de los SDA tiene sus partes vivas expuestas: FRENTE VIVO y sus conectores son claramente visibles.

8.3.3 Terminología común para interruptores de SDA y SDS.

8.3.3.1 Seccionador de apertura bajo carga (Loadbreak).

Es un dispositivo capaz de abrir la carga (usualmente 200 A máximo para monofásicos y 600 A máximo para trifásicos). Muchos interruptores aéreos no tienen esta capacidad mientras la mayoría de los suiches subterráneos si la tienen. El término loadbreak en SDS está normalmente relacionado con los codos moldeados de apertura bajo corrientes por encima de 200 A.

8.3.3.2 Régimen nominal continuo (Continuos rating).

Es la corriente máxima de un dispositivo bajo operación continua. Si el dispositivo es un suiche, la palabra "continua" no quiere decir que el suiche pueda interrumpir esta carga, significa que puede pasar esta corriente en posición cerrada sin daño.

8.3.3.3 Régimen nominal momentáneo (Momentary rating) .

Para un dispositivo, es la cantidad de corriente de cortacircuito que puede pasar en posición cerrada sin daño. Ello no significa que el dispositivo pueda interrumpir la corriente de falla. Por ejemplo, un codo moldeado de apertura con carga tiene un régimen nominal momentáneo y no puede interpretarse para todas las cargas mayores que las corrientes de carga (generalmente 200 A).

8.3.3.4 Régimen nominal de cortacircuito (Short circuit rating).

Para un dispositivo es la corriente máxima que para la cual es diseñado interrumpir (por ejemplo fusibles, interruptores y recierres).

8.3.3.5 Cierre y enclavamiento (Close and latch).

Para un interruptor es la corriente nominal máxima (a nivel de falla) que el este puede cerrar sucesivamente aunque esto no es práctica normal.

Sin embargo, por error es posible que el interruptor sea cerrado durante una falla. La capacidad de cierre y enclavamiento de un dispositivo permite proteger al operador de este error. Si un codo moldeado de apertura con carga es cerrado durante una falla, sobrevivirá pero debe ser reemplazado.

8.3.3.6 Nivel básico de aislamiento (BIL).

Para un equipo, es un valor nominal que permite evaluar la capacidad de resistir impulsos de voltaje sin fallar. El equipo se prueba con una onda de impulso de $1.2 \times 50 \mu s$.

Un equipo para 13.2 kV normalmente tiene un BIL de 95 kV y significa que el equipo ha sido sometido a un valor de cresta de 95 en $1.2 \mu s$ y decae a 47.5 kV en $50 \mu s$.

8.4 TOPOLOGÍAS BÁSICAS

8.4.1 Alimentador primario tipo radial.

Es el más simple y de más bajo costo y por lo tanto, el más común, se muestra en la figura 8.1 el sistema radial convencional (sin interruptores de enlace).

La confiabilidad del servicio es bajo. La ocurrencia de una falla en algún punto causa el corte del servicio de muchos usuarios.

Es obvio que el sistema radial está expuesto a muchas posibilidades de interrupción por fallas en conductores aéreos o cables subterráneos o por fallas en los transformadores. Los tiempos de interrupción son grandes (hasta 10 horas).

La figura 8.1 muestra un alimentador primario modificado con seccionadores e interruptores de enlace para proveer rápida restauración del servicio por suicheo de secciones no falladas del alimentador a un alimentador primario adyacente.

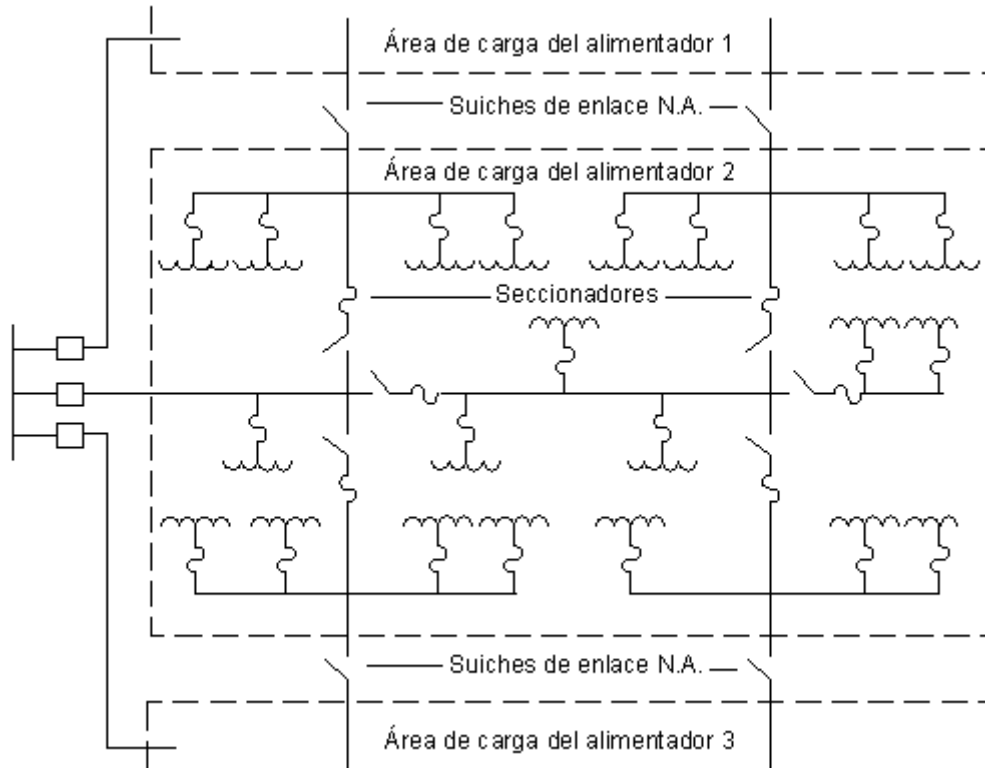


FIGURA 8.1. Alimentador primario radial con suiches de enlace y seccionadores.

La figura 8.2 muestra otro tipo de alimentador primario radial con un alimentador expreso que llega hasta un centro de carga, a partir del cual se irradia hacia todos los lados incluyendo ramales de regreso.

La figura 8.3 muestra un arreglo tipo radial en la cual cada fase sirve su propia área de carga.

Cualquiera de las modalidades del sistema radial será satisfactorio si la frecuencia de interrupciones es baja y si existen formas de operar el sistema sin salidas planeadas.

Los recierres de los interruptores y los recierres del alimentador primario o las fallas temporales pueden afectar las cargas sensitivas.

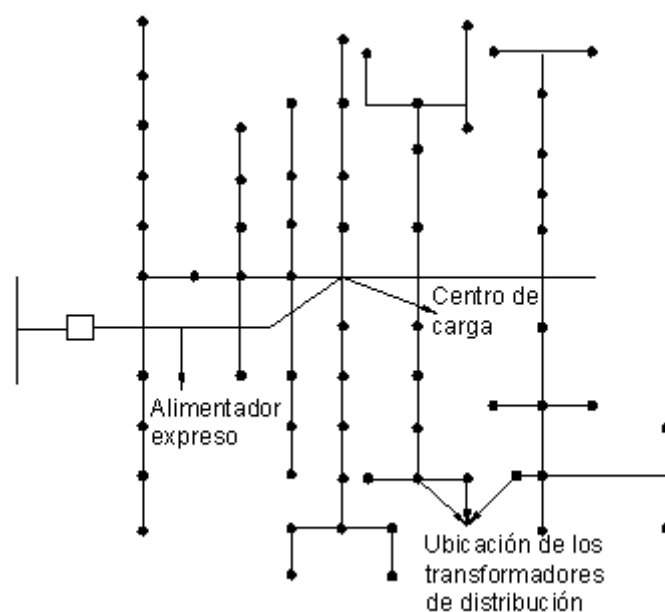


FIGURA 8.2. Alimentador primario radial con alimentador expreso.

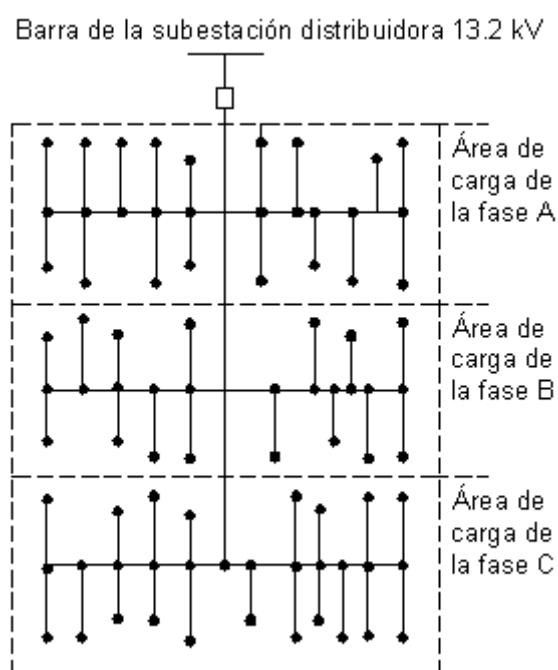


FIGURA 8.3. Alimentador radial con áreas de carga por fase.

8.4.2 Anillo primario.

La figura 8.4 muestra un alimentador tipo anillo primario. Usualmente el tamaño del conductor es el mismo en todo el anillo y debe transportar la carga de las 2 mitades del anillo. El arreglo provee 2 trayectorias paralelas desde la subestación distribuidora a la carga cuando el anillo es operado con suiches o interruptores de enlace. En esta forma, alguna sección del alimentador primario puede aislarse sin interrumpir el servicio y las fallas son reducidas en su duración a solo el tiempo necesario para localizar la falla y hacer el suicheo necesario para restaurar el servicio. Este sistema aumenta la confiabilidad del servicio.

Las trayectorias paralelas del alimentador también pueden ser conectadas de secciones de barras separadas en la subestación y alimentadas desde transformadores separados.

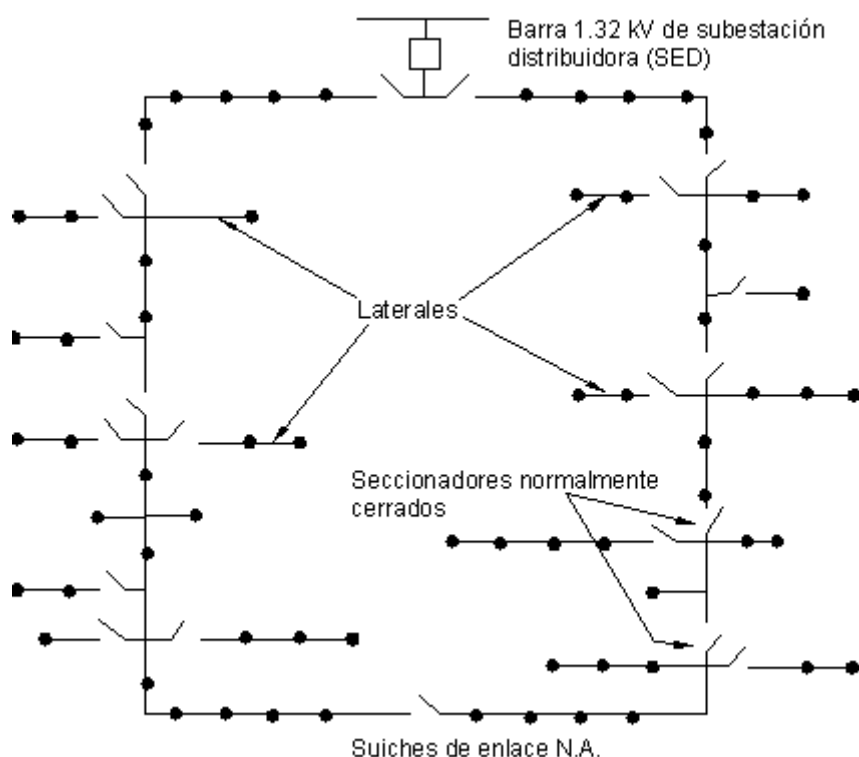


FIGURA 8.4. Alimentador tipo anillo primario.

8.4.3 Sistema de red primaria.

Como se muestra en la figura 8.5 es un sistema de alimentadores interconectados alimentados por varias SED. Los alimentadores primarios radiales pueden derivarse de los alimentadores de enlace interconectados o servidos directamente de la SED.

Cada alimentador de enlace tiene 2 interruptores asociados. Las pérdidas son bajas debido a la división de cargas.

La confiabilidad y la calidad del servicio de este arreglo es mucho más alta pero es más difícil de diseñar y de operar que el sistema anillo.

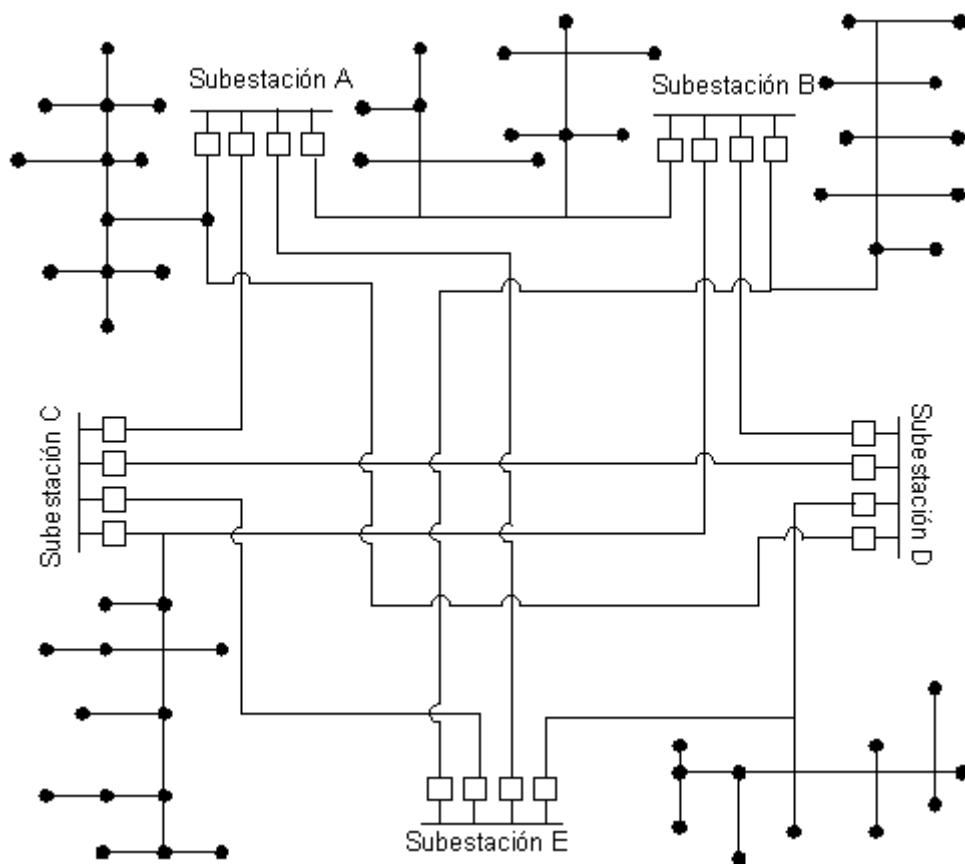


FIGURA 8.5. Red primaria.

8.4.4 Selectivo primario.

Este sistema usa los mismos componentes básicos del anillo primario pero dispuesto en un esquema dual o principal alternativo. Cada transformador de distribución puede seleccionar su fuente y se utiliza la conmutación automática (ver figura 8.6).

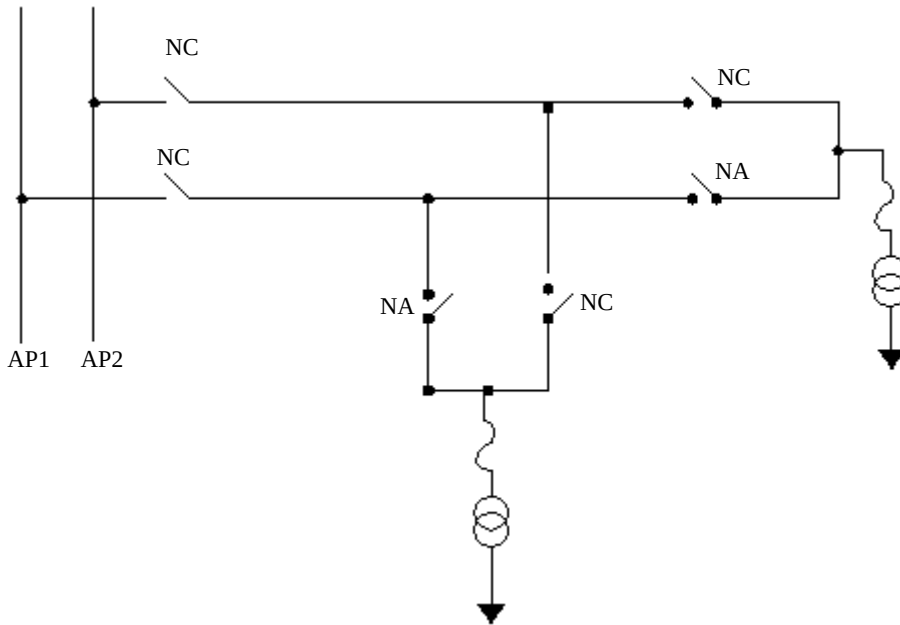


FIGURA 8.6. Sistema selectivo primario.

Cada nuevo servicio es una salida potencial del doble alimentador (si el suiche abierto falla), pero bajo condiciones de contingencia normales, la restauración del servicio es rápida y no hay necesidad de localizar la falla (como en el anillo primario) antes de hacer el suicheo. Este sistema es muy usado en sistemas subterráneos y también en sistemas aéreos.

Cada uno de los sistemas descritos pueden evaluarse en términos de confiabilidad para cargas tradicionales. Como puede verse en la tabla 8.2.

TABLA 8.2. Confiabilidad de diferentes SD primarios.

Tipo de sistema	Radial	Auto anillo Primario	URD	Servicio Primario
Cortes / Año	0.3 - 1.3	0.4 - 0.7	0.4 - 0.7	0.1 a 0.5
Duración promedio del corte, minutos	90	65	60	180
Interrupciones momentanea / año	5 - 10	10 - 15	4 - 8	4 - 8

8.5 NIVELES DE VOLTAJE DE ALIMENTADORES PRIMARIOS (AP)

El nivel de voltaje del AP es el factor más importante que afecta el diseño, el costo y la operación. Algunos de los aspectos de diseño y operación afectados por el nivel de voltaje del AP son:

1. Longitud del AP.
2. Carga del AP.
3. Número de SED (Subestaciones distribuidoras).
4. Régimen nominal de las SED.
5. Número de líneas de subtransmisión.
6. Número de usuarios afectados por un corte específico.
7. Sistema de mantenimiento.
8. La necesidad de poda de árboles.
9. Uso de postería.
10. Diseño y construcción de postes.
11. Apariencia de los postes.
12. Caídas de voltaje.
13. Proyección de la carga.
14. Pérdidas de potencia.
15. Costo de equipos.
16. SED adyacentes y voltajes de alimentación.
17. Políticas de la compañía.
18. Voltajes de subtransmisión.

Los niveles de voltaje más comunes empleados son los siguientes:

4.160 4H-Y; 7.200 3H-Δ o 4H-Y; 11.400 3H-Δ ; 13.200 3H-Δ o 4H-Y; 34.500 4H-Y

Los sistemas primarios 3F - 4H con neutro común multiaterrizado como 4.160/2.400, 13.200/7.620 son muy empleados. El cuarto hilo es usado como neutro multiaterrizado para sistemas primarios y secundarios.

La serie 15 kV es hoy la más utilizada.

La serie 34.5 kV será en el futuro muy tenida en cuenta.

La serie 5 kV continua en declive su uso.

Los AP en áreas de baja densidad de carga son restringidos en longitud y carga por caídas permisibles de voltaje y restricciones térmicas.

Los AP en áreas de alta densidad de carga deben restringirse por limitaciones térmicas.

En general, para un porcentaje de regulación dado, la longitud del AP y la carga son funciones directas del nivel de voltaje del AP. Esta relación es conocida como regla del cuadro de voltajes dada por:

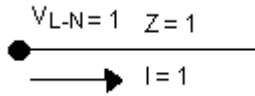
$$\text{Factor de cuadrados de voltaje} = \left(\frac{V_{L-N} \text{ nuevo}}{V_{L-N} \text{ viejo}} \right)^2 \quad (8.1)$$

$$\text{relación de distancia} \times \text{relación de carga} = \text{factor de voltaje al cuadrado} \quad (8.2)$$

$$\text{relación de distancia} = \frac{\text{Distancia nueva}}{\text{Distancia vieja}} \quad (8.3)$$

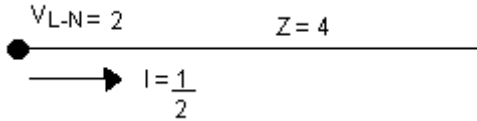
$$\text{relación de carga} = \frac{\text{Carga nueva del alimentador}}{\text{Carga vieja del alimentador}} \quad (8.4)$$

Para observar el efecto de las anteriores ecuaciones considerese el siguiente ejemplo:



$$Reg = \frac{I \cdot Z}{V_{L-N}} = \frac{1 \times 1}{1} = 1 \text{ pu.}$$

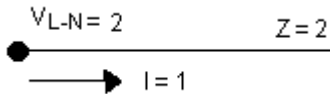
Al aplicar el voltaje, el resultado es:



$$Reg = \frac{I \cdot Z}{V_{L-N}} = \frac{\frac{1}{2} \times 4}{2} = 1 \text{ pu.}$$

Para la misma carga $\left(\frac{V_2}{V_1}\right)^2 = \left(\frac{2}{1}\right)^2 = 4$ veces la distancia

Si se duplica la carga y se duplica el voltaje, el resultado es:



$$Reg = \frac{I \cdot Z}{V_{L-N}} = \frac{2 \times 1}{2} = 1 \text{ pu.}$$

Para la doble carga $\frac{1}{2} \cdot \left(\frac{V_2}{V_1}\right)^2 = \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{2}{1}\right)^2 = 2$ veces la distancia

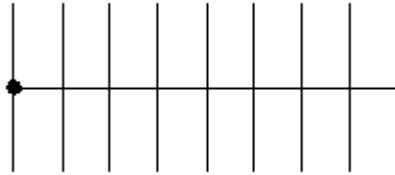
La relación entre la regla del factor de voltaje al cuadrado y el principio de cubrimiento de distancia es explicado con el ejemplo anterior.

Existe una relación entre el área servida por una SED y la regla de voltaje. Se define como principio de área cubierta ; para un porcentaje regulación constante y carga uniformemente distribuida , el área de servicio de un alimentador es proporcional a:

$$\left[\left(\frac{V_{L-N} \text{ nuevo}}{V_{L-N} \text{ viejo}} \right)^2 \right]^{\frac{2}{3}} \quad (8.5)$$

Por ejemplo, si el voltaje del AP es doblado:

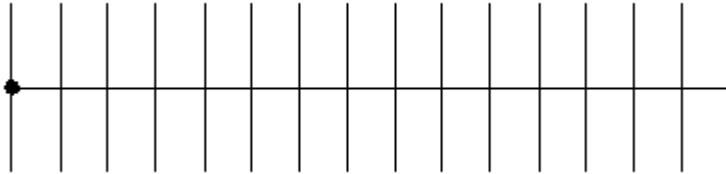
Área de carga:



Reg = 1
Área servida = 1
Carga = 1

$V_{L-N} = 1$

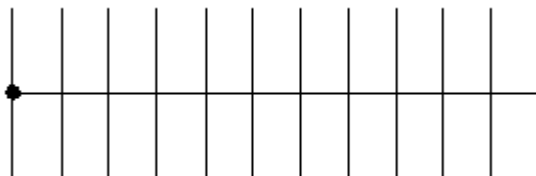
El resultado es:



Reg = 1
Área servida = 2
Carga = 2

$V_{L-N} = 2$

O el resultado es:



Reg = 1
Área servida = $\left[\left(\frac{2}{1} \right)^2 \right]^{\frac{2}{3}} = 2.52$
Carga = 2.52

$V_{L-N} = 2$

Si el nuevo nivel de voltaje del alimentador es triplicado, la nueva área de carga y carga que puede ser servida con la misma regulación es:

$$\left[\left(\frac{3}{1} \right)^2 \right]^{\frac{2}{3}} = 4.53 \text{ Veces el área y la carga original}$$

8.6 CARGAS, RUTAS, NÚMERO Y TAMAÑO DE CONDUCTORES DE ALIMENTADORES PRIMARIOS

Algunos factores que afectan las cargas de diseño del AP son:

- La diversidad de la carga del alimentadores principales.
- La naturaleza de la carga de los alimentadores principales.
- La rata de crecimiento de carga.
- Los requerimientos de capacidad de reserva para emergencia.
- Los requerimientos de continuidad del servicio.
- Los requerimientos de confiabilidad del servicio.
- La calidad del servicio.
- Los niveles de voltaje de los alimentadores principales.
- El tipo de construcción y el costo.
- La localización y capacidad de la sistemas de distribución.
- Los requerimientos de regulación de voltaje.

Los factores que afectan la selección de la ruta de los alimentadores principales son:

- Los alimentadores principales mismos.
- Crecimiento de carga (futuro).
- Densidad de carga.
- Barreras físicas.
- Caídas de voltaje.
- Modelos de desarrollo.
- Costos totales.

Los factores que afectan la determinación del número de alimentadores principales son:

- Densidad de carga.
- Longitud de alimentadores principales.
- Limitaciones de alimentadores principales.
- Tamaño de conductores.
- Caídas de voltaje.
- Capacidad de las subestaciones de distribución.
- Niveles de voltaje primario.

Los factores que afectan la selección del tamaño de conductores son:

- Pérdidas de potencia.
- Rata de crecimiento de carga.
- Caídas de voltaje.
- Potencia nominal de transformadores.

- Valores de régimen nominal de conductores.
- Costos totales.

8.7 LÍNEAS DE ENLACE

Son líneas que conectan 2 sistemas de alimentación para proporcionar servicio de emergencia de un sistema a otro como se muestra en la figura 8.7. las líneas de enlace cumplen las siguientes funciones:

1. Proporcionar servicio de emergencia a un alimentador principal adyacente para reducir el tiempo de salida de usuarios durante condiciones de emergencia.
2. Proporcionar servicio de emergencia para subestaciones de distribución adyacentes, de ese modo eliminar la necesidad de alimentación de reserva en cada subestación de distribución. Las líneas de enlace deben ser instaladas cuando se requiere más de una subestación de distribución para servir el área de carga al mismo voltaje de distribución primaria. Este sistema permite restaurar el servicio a un área que es afectada por un a falla en transformadores de distribución.

8.8 SALIDA DE ALIMENTADORES PRIMARIOS. DESARROLLO TIPO RECTANGULAR

Se da un ejemplo de un plan de desarrollo para áreas uniformes que minimice los cambios asociados con la expansión sistemática de sistemas de distribución primarios.

Asumir que las salidas de los alimentadores primarios se extiendan hacia fuera de una subestación de distribución dentro de un sistema aéreo existente. Asumir también que el desarrollo final de esta subestación de distribución es 6 mi^2 (área de servicio) y será servida con 12 circuitos primarios (4 por transformador).

Asumiendo carga uniformemente distribuida, cada uno de los 12 alimentadores servirá aproximadamente $1/2 \text{ mi}^2$ al desarrollar totalmente el área de servicio.

En general, áreas de servicio adyacentes son servidas por transformadores diferentes para facilitar la transferencia a circuitos adyacentes en el evento de salidas de transformadores.

La adición de nuevos circuitos alimentadores y bancos de transformadores requieren numerosos cambios de circuitos a medida que el área de servicio se desarrolla. El banco central de transformadores estará completamente desarrollado cuando la subestación tenga 8 circuitos alimentadores. A medida que el área de servicio se desarrolla, el resto de bancos de transformadores desarrolla toda la capacidad.

Existen 2 métodos básicos de desarrollo dependiendo de la densidad de carga del área de servicio.

8.8.1 Método de desarrollo para áreas de alta densidad de carga (secuencia 1-2-4-8-12 circuitos alimentadores).

En áreas de servicio con alta densidad de carga, las subestaciones adyacentes son desarrolladas similarmente para proveer adecuada capacidad de transferencia de carga y continuidad del servicio. Aquí, por ejemplo, una subestación con un banco de 2 transformadores puede suministrar una potencia firme (potencia de

emergencia de un banco + circuitos de enlace + consideraciones de reserva). Como los enlaces de circuito deben estar disponibles para soportar pérdida de una unidad grande de transformación, el método de desarrollo de alimentadores primarios 1 - 2 - 4 - 8 - 12 es especialmente deseable para áreas de alta densidad de carga. La figura 8.8 ilustra el método.

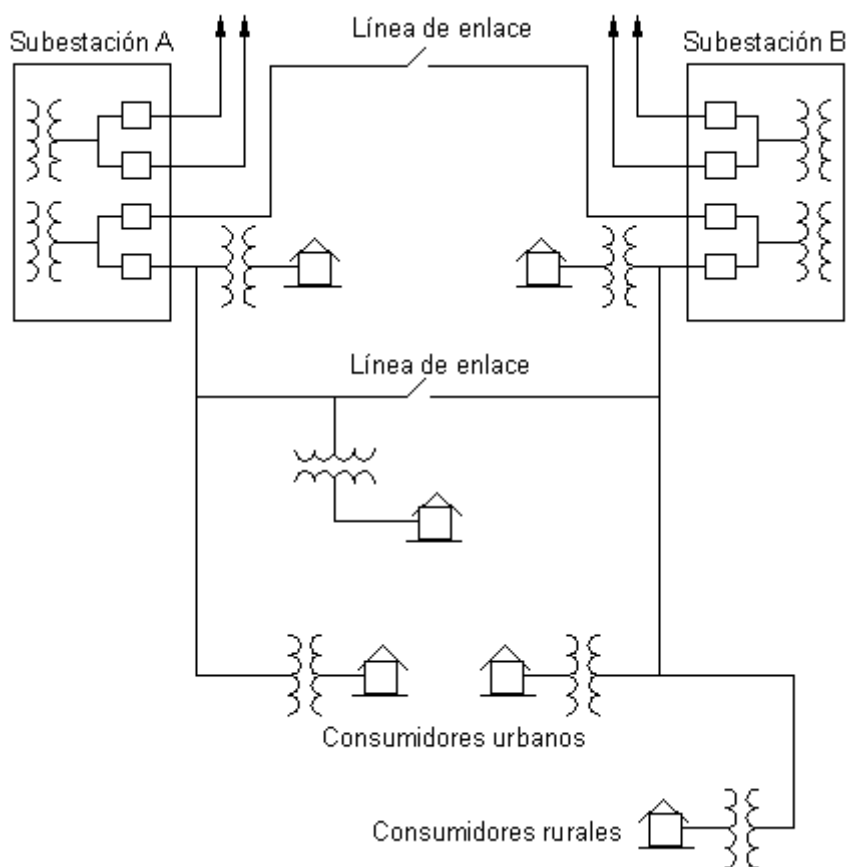


FIGURA 8.7. Diagrama unifilar de un sistema de alimentación típico con 2 subestaciones y con líneas de enlace.

8.8.2 Método de desarrollo para áreas de baja densidad de carga (Secuencia 1-2-4-6-8-12 alimentadores primarios).

En áreas de baja densidad de carga donde las subestaciones adyacentes no están adecuadamente desarrolladas y los enlaces de circuitos no están disponibles debido a las excesivas distancias entre subestaciones el esquema de desarrollo del alimentadores primarios 1 - 2 - 4 - 6 - 8 - 12 es el más adecuado.

Estas grandes distancias entre subestaciones generalmente limitan la cantidad de carga que puede ser transferida entre subestaciones sin tiempos de salida objetables debido al suicheo del circuito y garantizar que los niveles de voltaje mínimos sean mantenidos.

Este método requiere que las subestaciones tengan todos los 3 bancos de transformadores antes de usar los transformadores más grandes a fin de proporcionar una capacidad firme más grande dentro de cada una de las subestaciones individuales.

Como se ilustra en la figura 8.9 una vez que 3 unidades de transformación de 12 / 16 / 20 MVA y 6 alimentadores principales son alcanzados en el desarrollo de este tipo de subestación, existen 2 alternativas para otra expansión:

1. Remover uno de los bancos e incrementar el tamaño de los 2 bancos restantes por ejemplo 24 / 32 / 40 kVA, empleando la bahía del lado de baja del tercer transformador como parte de la circuitería en el desarrollo de los 2 bancos que permanecen.
2. Ignorar completamente el área del tercer banco de transformadores y completar el desarrollo de las 2 secciones restantes similar al método anterior.

8.9 DESARROLLO TIPO RADIAL

Además del desarrollo tipo rectangular asociado con la expansión de redes, existe un segundo tipo de desarrollo que es debido al crecimiento de subestaciones de distribución residencial con alimentadores sirviendo carga local a medida que ellos salen hacia el interior de áreas de servicio adyacentes. Este tipo de desarrollo se muestra en la figura 8.10

8.10 TIPOS DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA

8.10.1 Sistemas 3 ϕ - 4h con neutro multiterrizado (figura 8.11).

Por las ventajas económicas y de operación, este sistema es bastante usado. El neutro es aterrizado en cada transformador de distribución. El neutro secundario es también aterrizado en el transformador de distribución y en las acometidas de los usuarios.

Cuando existen sistemas primarios y secundarios el neutro es común para ambos sistemas.

Los valores típicos de resistencia de los electrodos de tierra son:

5 - 10 - 15 - 25 Ω .

Una parte de la corriente de carga balanceada o de secuencia cero fluye por el neutro. El calibre del neutro debe ser por lo menos igual al de las fases.

En tramos largos donde no hay transformadores de distribución algunas compañías aterrizan tres veces por kilómetro mientras otras lo hacen cada poste.

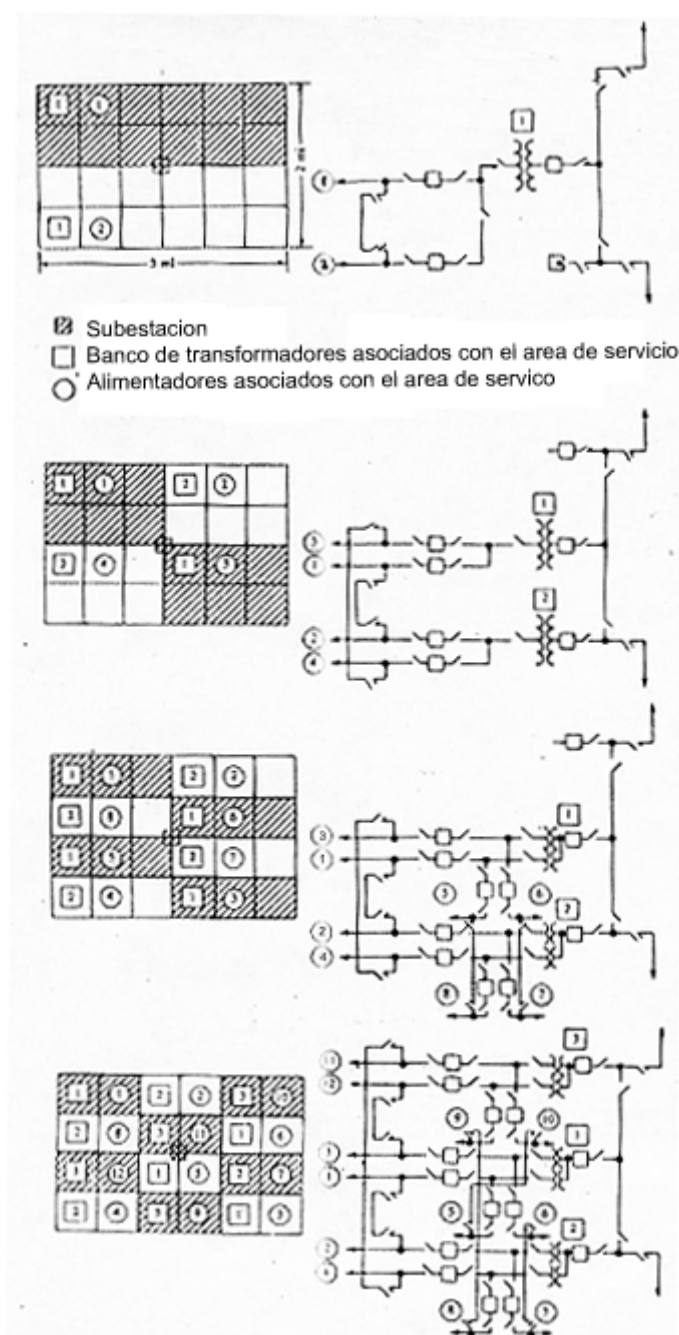


FIGURA 8.8. Método de desarrollo rectangular para áreas de alta densidad de carga.

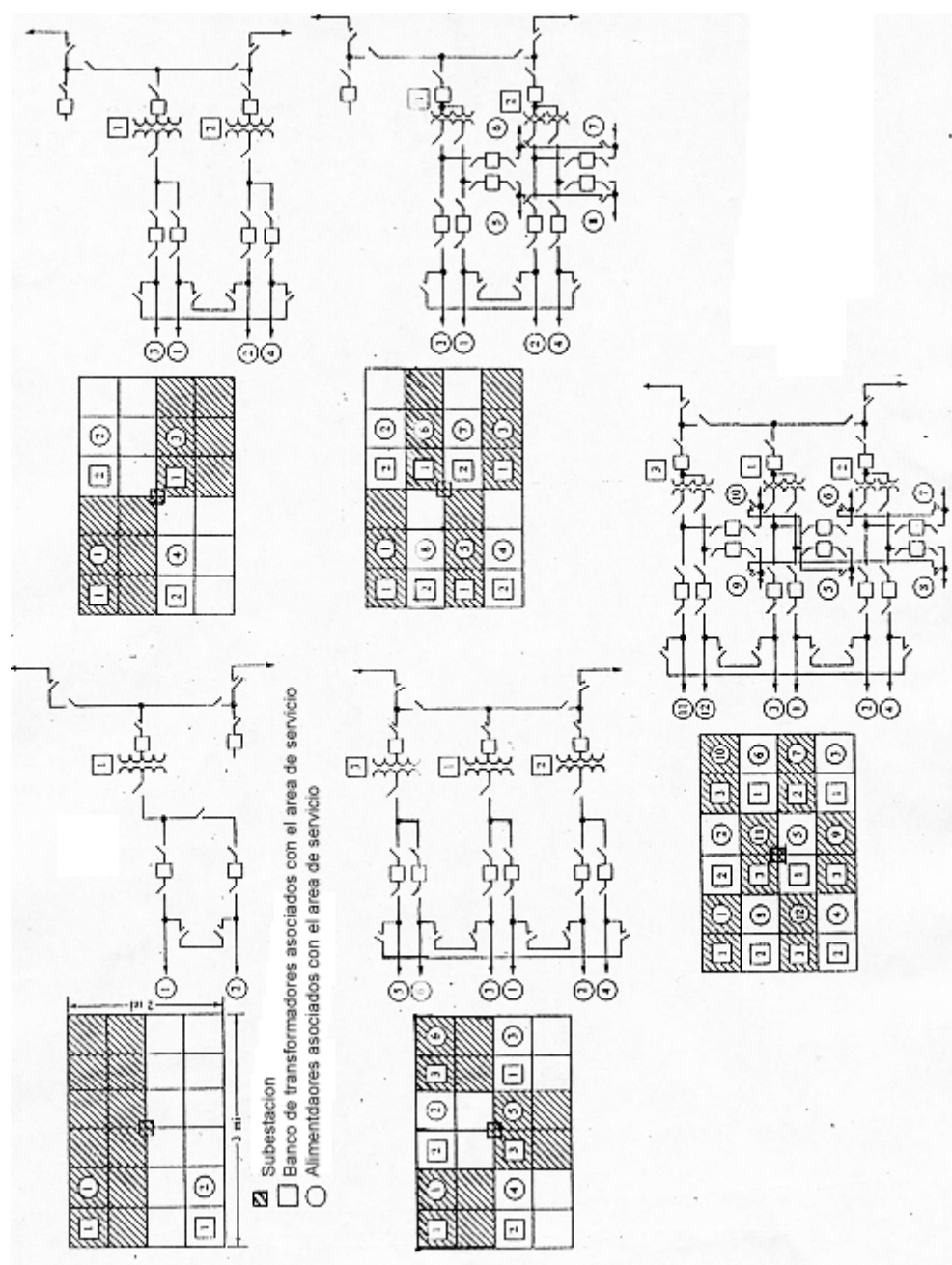


FIGURA 8.9. Método de desarrollo rectangular de áreas de baja densidad de carga.

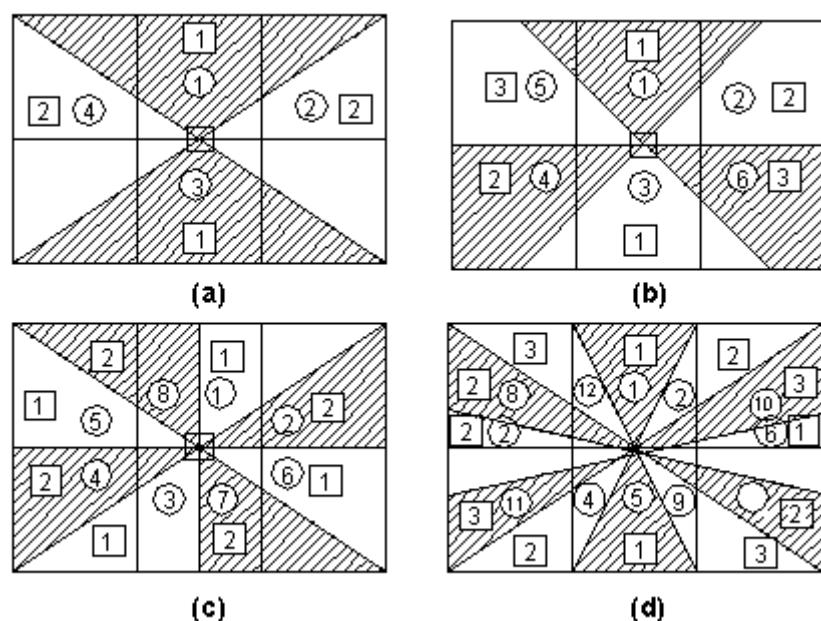
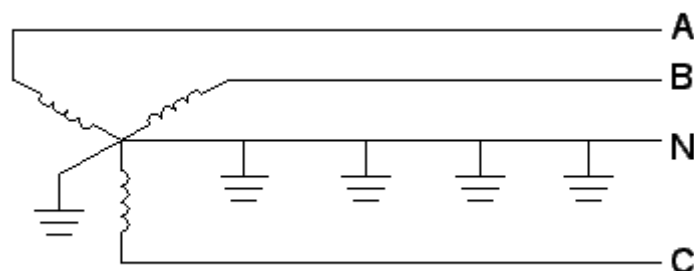


FIGURA 8.10. Desarrollo tipo radial.

Algunas veces los transformadores de las subestaciones distribuidoras se aterrizan a través de impedancias de más o menos 1Ω para limitar las corrientes de cortocircuito.

FIGURA 8.11. Sistema $3\phi - 4H$ con neutro multiaterrizado.

Las ventajas más importantes de este sistema (con respecto al sistema $3\phi - 4H$ en Δ) son:

1. Altas corrientes de cortocircuito que permiten operación efectiva de los réles de sobrecorriente.
2. Mucho más barato para servicio 1f, especialmente subterráneo pues solo necesita 1 cable, 1 pasamuros, 1 suiche, 1 fusible, etc. En el sistema Δ , 2 de cada uno.
3. Los pararrayos son ratados más bajo al igual que el BIL requerido.

8.10.2 Sistema $3\phi - 3h$ servido de transformadores en Δ (figura 8.12).

Es el segundo más popular sistema. Son generalmente más viejos y con niveles de voltaje más bajos que el sistema $3\phi - 4H$ neutro multiterrizado.

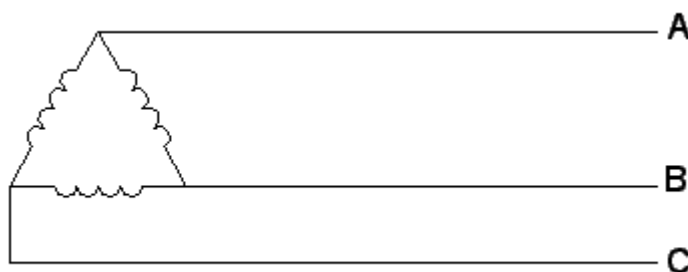


FIGURA 8.12. Sistema $3\phi - 4H$.

Son muy usados en sistemas industriales. Algunas de sus ventajas son:

1. Mejor balanceo de fases.
2. Energía liberada más baja durante fallas.

8.10.3 Sistema $3\phi - 4h$ con neutro uniterrizado (figura 8.13).

Son sistemas donde el neutro primario es aislado en todos los puntos excepto en la fuente. El neutro es conectado en el punto de neutro con pararrayos conectados entre fase y tierra.

Los transformadores de distribución son usualmente conectados entre fase y neutro con pararrayos conectados entre fase y tierra.

Algunos sistemas $3\phi - 4H$ uniterrizados usan pararrayos entre neutro y tierra. Un descargador puede también usarse en transformadores de distribución entre el neutro secundario y el pararrayos a tierra para proporcionar mejor protección a los devanados del transformador.

La principal ventaja del sistema $3\phi - 4H$ uniterrizado es la mayor sensibilidad de los réles de tierra comparada con la de sistemas $3\phi - 4H$ multiterrizados.

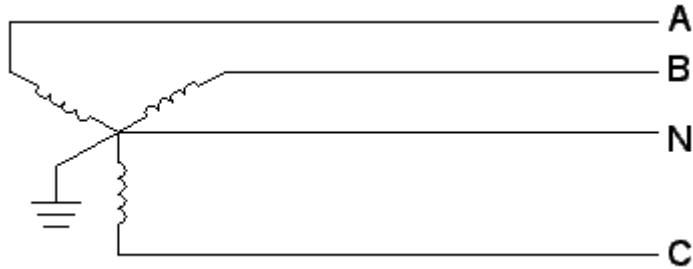


FIGURA 8.13. Sistema 3 ϕ - 4H uniterizado.

8.10.4 Sistema 3 ϕ - 3h uniterizado sin neutro (figura 8.14).

En este sistema, los transformadores de distribución 1 ϕ se conectan fase - fase. La conexión de 3 transformadores 1 ϕ y transformadores de distribución se hace usualmente en Δ -Y aterizado ó Δ - Δ .

Las conexiones Y flotante o T - T son también utilizados.

La conexión Y- Δ no es usada con alguna frecuencia.

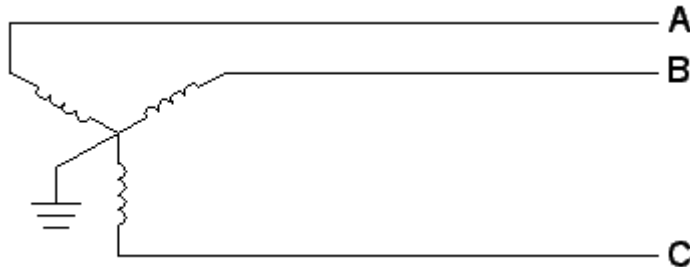


FIGURA 8.14. Sistema 3 ϕ - 3H uniterizado sin neutro.

8.10.5 Laterales 2 ϕ - 2h sin neutro (figura 8.15).

Si se convierte un lateral 2 ϕ a lateral 3 ϕ - 3H balanceado, llevando una carga constante, entonces la potencia de entrada al lateral 2 ϕ es la misma potencia de lateral 3 ϕ equivalente, entonces:

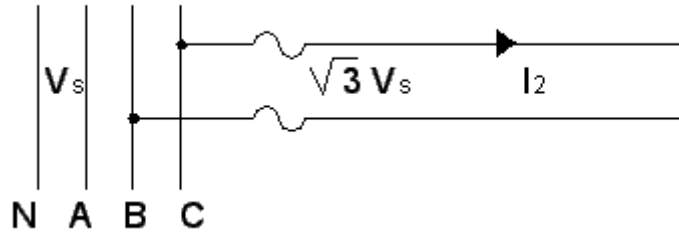


FIGURA 8.15. Sistema lateral 2ϕ - $2H$ sin neutro.

$$S_{2\phi} = S_{3\phi} \quad (8.6)$$

$$\sqrt{3}V_s \times I_{2\phi} = 3V_s \times I_{3\phi}$$

donde V_s es el voltaje línea - neutro, por lo tanto, $I_{2\phi} = \frac{3}{\sqrt{3}} \cdot I_{3\phi}$ y queda:

$$I_{2\phi} = \sqrt{3} \cdot I_{3\phi} \quad (8.7)$$

Lo que significa que la corriente de un lateral 2ϕ - $2H$ es $\sqrt{3}$ más grande que la de un lateral 3ϕ - $3H$.

Las caídas de voltaje V_D son las siguientes:

Para lateral 3ϕ : $V_{D3\phi} = I_{3\phi}(R \cos \theta + X \sin \theta) \text{ V}$

Para lateral 2ϕ : $V_{D2\phi} = I_{2\phi}(K_r R \cos \theta + K_x X \sin \theta) \text{ V}$

donde

$$K_r = 2$$

$K_x = 2$ Cuando se usa cable subterráneo.

$K_x \approx 2$ Cuando se usa línea aérea con aproximadamente 10 % de exactitud.

por lo tanto $V_{D2\phi} = I_{2\phi}(2R \cos \theta + 2X \sin \theta)$ voltios y como $I_{2\phi} = \sqrt{3} \cdot I_{3\phi}$ entonces:

$$V_{D2\phi} = 2\sqrt{3} \cdot I_{3\phi}(R \cos \theta + X \sin \theta) \text{ V}$$

$$V_{D3\phi} = I_{3\phi}(R \cos \theta + X \sin \theta) \text{ V}$$

$$\frac{V_{D2\phi}}{V_{D3\phi}} = 2\sqrt{3} \therefore V_{D2\phi} = 2\sqrt{3}V_{D3\phi} \quad V \quad (8.8)$$

Significa que la caída de voltaje en un lateral 2ϕ sin neutro aterrizado es de $2\sqrt{3}$ veces más grande que en lateral equivalente 3ϕ .

Trabajando ahora en valores p.u:

$$\text{Voltaje base para laterales } 2\phi = V_B(2\phi) = \sqrt{3} \cdot V_{SL-N} \quad V$$

$$\text{Voltaje base para laterales } 3\phi = V_B(3\phi) = V_{SL-N} \quad V$$

$$\frac{V_{Dpu2\phi}}{V_{Dpu3\phi}} = \frac{\frac{V_{D2\phi}}{V_{B2\phi}}}{\frac{V_{D3\phi}}{V_{B3\phi}}} = \frac{V_{D2\phi} \times V_{B3\phi}}{V_{D3\phi} \times V_{B2\phi}} = \frac{V_{D2\phi} \times V_{SL-N}}{V_{D3\phi} \times \sqrt{3} \cdot V_{SL-N}}$$

$$\frac{V_{Dpu2\phi}}{V_{Dpu3\phi}} = \frac{V_{D2\phi}}{\sqrt{3} \cdot V_{D3\phi}} = \frac{2\sqrt{3} \cdot V_{D3\phi}}{\sqrt{3} \cdot V_{D3\phi}} = 2 \Rightarrow V_{Dpu2\phi} = 2V_{Dpu3\phi} \quad (8.9)$$

Esto significa que la caída de voltaje en p.u de un lateral 2ϕ sin neutro es 2 veces más grande que la de un lateral equivalente 3ϕ .

Las pérdidas de potencia debido a las corrientes de carga en los conductores de un lateral 2ϕ son:

$$P_{LS2\phi} = 2I_{2\phi}^2 R \quad W$$

Las pérdidas de potencia debido a las corrientes de carga en los conductores de un lateral 3ϕ son:

$$P_{LS3\phi} = 3I_{3\phi}^2 R \quad W$$

$$\text{pero } I_{2\phi} = \sqrt{3}I_{3\phi} \Rightarrow P_{LS2\phi} = 2(\sqrt{3}I_{3\phi})^2 R = 6I_{3\phi}^2 R \text{ por lo tanto:}$$

$$\frac{P_{LS2\phi}}{P_{LS3\phi}} = \frac{6I_{3\phi}^2 R}{3I_{3\phi}^2 R} = 2 \Rightarrow P_{LS2\phi} = 2P_{LS3\phi} \quad (8.10)$$

Significa que las pérdidas de potencia debido a corrientes de carga en los conductores de un lateral 2ϕ es 2 veces más grande que las de un lateral equivalente 3ϕ .

8.10.6 Laterales 1φ -2h uniaterrizados (figura 8.16)

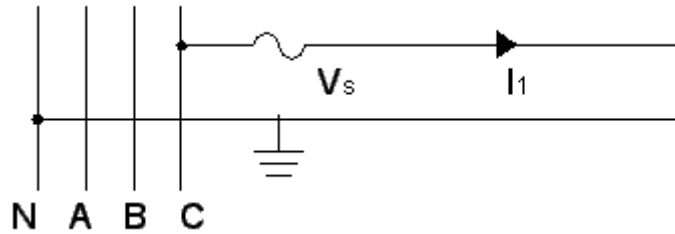


FIGURA 8.16. Lateral 1φ -2H uniaterrizado.

En general, este sistema no es muy utilizado. Al compararlo con un lateral 3φ -4H balanceado, la potencia de entrada al lateral es la misma: $S_{1\phi} = S_{3\phi}$, o sea:

$$V_S I_{1\phi} = 3 V_S I_{3\phi} \Rightarrow I_{1\phi} = 3 I_{3\phi} \quad (8.11)$$

La caída de voltaje para lateral 3φ es: $V_{D3\phi} = I_{3\phi}(R \cos \theta + X \sin \theta)$

La caída de voltaje para lateral 1φ es: $V_{D1\phi} = I_{1\phi}(K_r R \cos \theta + K_x X \sin \theta)$

donde

$K_r = 2$ Cuando se usa neutro a plena capacidad. (calibre neutro = calibre fase).

$K_r > 2$ Cuando se usa neutro a capacidad reducida. (calibre neutro < calibre fase).

$K_x \approx 2$ Cuando se usa línea aérea.

Si $K_r = 2$ y $K_x = 2$ entonces: $V_{D1\phi} = I_{1\phi}(2R \cos \theta + 2X \sin \theta)$ V

pero $I_{1\phi} = 3 I_{3\phi}$ entonces:

$$V_{D1\phi} = 6 I_{3\phi}(R \cos \theta + X \sin \theta) \text{ V}$$

$$V_{D3\phi} = I_{3\phi}(R \cos \theta + X \sin \theta) \text{ V}$$

$$\frac{V_{D1\phi}}{V_{D3\phi}} = 6 \Rightarrow V_{D1\phi} = 6 V_{D3\phi} \text{ V} \quad (8.12)$$

Significa que la caída de voltaje lateral 1φ -2H con conexión simple a tierra es 6 veces más grande que la de un lateral 3φ -4H balanceado.

Las pérdidas de potencia debido a las corrientes de carga en los conductores de un lateral 3 ϕ -4H balanceado son:

$$P_{LS3\phi} = 3I_{3\phi}^2 \cdot R \text{ W}$$

Las pérdidas de potencia debido a las corrientes de carga en los conductores de un lateral 1 ϕ -2H uniaterrizado con el neutro a plena capacidad son:

$$P_{LS1\phi} = I_{1\phi}^2 \cdot 2R \text{ W}$$

Pero $I_{1\phi} = 3I_{3\phi}$ entonces:

$$P_{LS1\phi} = (3I_{3\phi})^2 \cdot (2R)$$

$$P_{LS3\phi} = 3I_{3\phi}^2 \cdot R$$

$$\frac{P_{LS1\phi}}{P_{LS3\phi}} = 6 \Rightarrow P_{LS1\phi} = 6P_{LS3\phi} \quad (8.13)$$

Significa que las pérdidas de potencia debido a las corrientes de carga en los conductores de un lateral 1 ϕ -2H uniaterrizado con neutro a plena capacidad es 6 veces mayor que las de un lateral 3 ϕ -4H balanceado equivalente.

8.10.7 Laterales 1 ϕ -2h con neutro común multiaterrizado (figura 8.17).

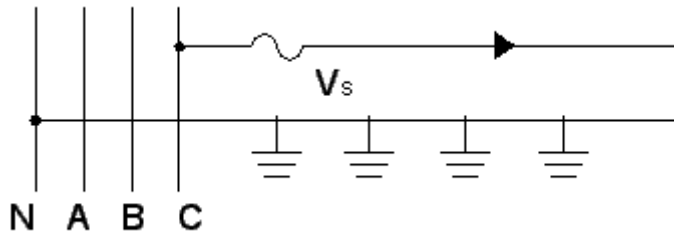
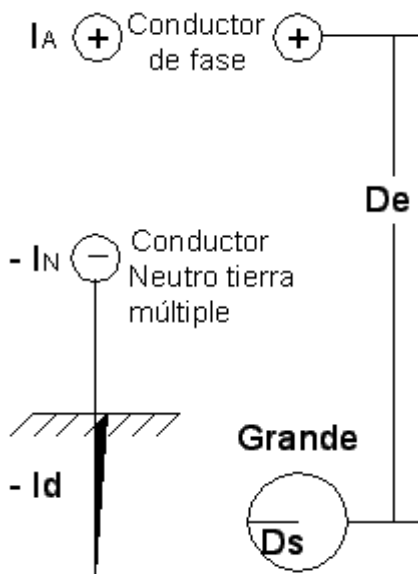


FIGURA 8.17. Lateral 1 ϕ -2H con neutro multiaterrizado.

Aquí, el conductor neutro es conectado en paralelo (por ejemplo multiaterrizado) con la tierra en varios sitios a través de electrodos de tierra para reducir la corriente en el conductor de tierra. En la figura 8.18 se muestra el

equivalente de Carson donde I_a es la corriente en el conductor de fase, I_N es la corriente de retorno por conductor neutro, I_d es la corriente de retorno en el equivalente de Carson (conductor de tierra).



La corriente de retorno en el hilo es:

$$I_N = \xi_1 I_a \text{ donde } \xi_1 = 0.25 \text{ a } 0.33$$

y es casi independiente del tamaño del conductor neutro

Aquí

$$Kr < 2$$

$$Kx \approx 2$$

puesto que D_m que es DMG mutuo o RMG es grande

FIGURA 8.18. Equivalente Carson. Conductor neutro aterrizado e hilo neutro.

La probabilidad empírica indica que:

$$V_{Dpu1\phi} = \xi_2 \times V_{Dpu3\phi}, \text{ donde } \xi_2 = 3.8 \text{ a } 4.2$$

y

$$P_{LS1\phi} = \xi_3 \times P_{LS3\phi}, \text{ donde } \xi_3 = 3.5 \text{ a } 3.75$$

Asumiendo que los datos son seguros $K_r < 2, 0$ y $K_x < 2, 0$.

La caída de voltaje en p.u y las pérdidas de potencia debido a las corrientes de carga pueden aproximarse como:

$$V_{Dpu1\phi} \cong 4V_{Dpu3\phi} \quad (8.14)$$

$$P_{LS1\phi} \cong 3.6P_{LS3\phi} \quad (8.15)$$

Para problemas ilustrativos

8.10.8 Laterales 2 ϕ -3h (y abierta) (figura 8.19).

El sistema con neutro uniaterrizado generalmente no es usado.

$$\bar{V} = \bar{Z} \cdot \bar{I} \quad \text{donde} \quad \begin{cases} \bar{V}_a = \bar{Z}_a \cdot \bar{I}_a \\ \bar{V}_b = \bar{Z}_b \cdot \bar{I}_b \end{cases} \quad \left| \begin{array}{l} \text{Es correcto para división de carga igual entre las 2 fases} \end{array} \right.$$

Asumiendo igual división de cargas entre fases, el sistema 2 ϕ -3H puede compararse con el lateral 3 ϕ equivalente llevando carga constante

$$\begin{aligned} S_{2\phi} &= S_{3\phi} \\ 2V_S I_{2\phi} &= 3V_S I_{3\phi} \Rightarrow I_{2\phi} = \frac{2}{3} I_{3\phi} \end{aligned} \quad (8.16)$$

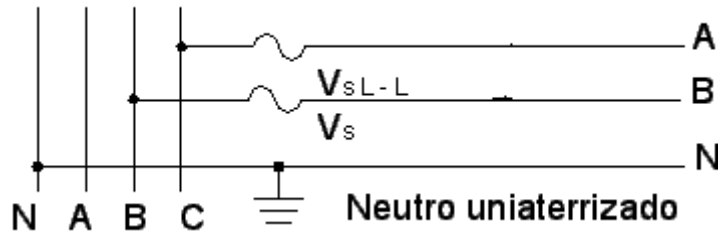


FIGURA 8.19. Lateral 2 ϕ -3H con neutro uniaterrizado.

En la figura 8.20 se muestra el diagrama equivalente.

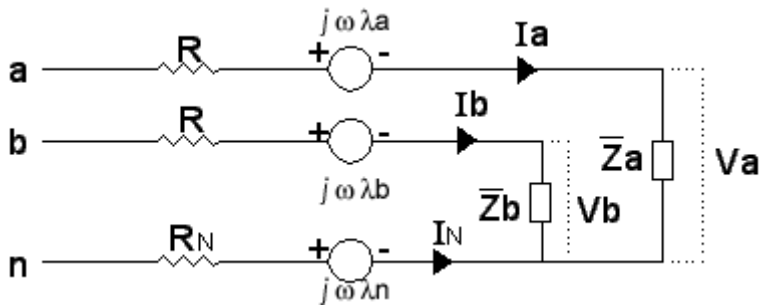


FIGURA 8.20. Diagrama equivalente del lateral 2 ϕ -3H.

Con $Z_n = 0$ (impedancia del conductor neutro)

$$V_{D2\phi} = I_{2\phi}(K_r R \cos \theta + K_x X \sin \theta) \text{ V}$$

Si $K_r = 1,0$ y $K_x = 1,0$ entonces: $V_{D2\phi} = I_{2\phi}(R \cos \theta + X \sin \theta) \text{ V}$

pero $I_{2\phi} = \frac{3}{2} I_{3\phi}$ entonces:

$$V_{D2\phi} = \frac{3}{2} I_{3\phi}(R \cos \theta + X \sin \theta) \text{ V}$$

$$V_{D3\phi} = I_{3\phi}(R \cos \theta + X \sin \theta) \text{ V}$$

$$\frac{V_{D2\phi}}{V_{D3\phi}} = \frac{3}{2} \text{ para neutro uniterrizado y } Z_n = 0 \quad (8.17)$$

Por lo tanto, si el neutro es uniterrizado y $Z_n > 0$ (impedancia del conductor neutro > 0)

$$\frac{V_{D2\phi}}{V_{D3\phi}} > \frac{2}{3} \quad (8.18)$$

y las pérdidas de potencia

$$P_{LS2\phi} = I_{2\phi}^2 (K_r R) .$$

donde:

$K_r = 3$ Cuando se usa neutro a plena capacidad.

$K_x > 3$ Cuando se usa neutro a capacidad reducida.

si $K_r = 3$

$$\frac{P_{LS2\phi}}{P_{LS3\phi}} = \frac{3I_{2\phi}^2 R}{3I_{3\phi}^2 R} = \frac{3\left(\frac{3}{2}I_{3\phi}\right)^2 R}{3I_{3\phi}^2 R} = \frac{9}{4}$$

$$\frac{P_{LS2\phi}}{P_{LS3\phi}} = \frac{9}{4} = 2.25 \quad (8.19)$$

8.10.9 Laterales 2 ϕ -3h con neutro común multiterrizado (figura 8.21)

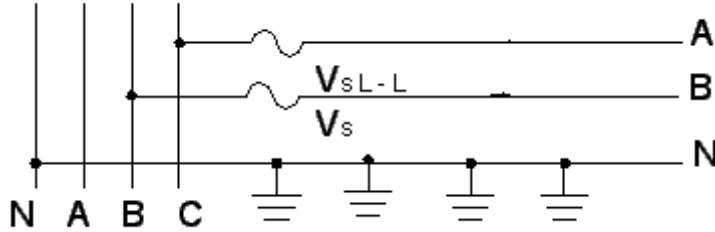


FIGURA 8.21. Lateral 2 ϕ -3H con neutro común multiterrizado.

Este sistema es muy utilizado. Mediante un análisis idéntico al caso anterior se llega a:

$$V_{Dpu2\phi} = 2V_{Dpu3\phi} \text{ por cada fase}$$

Cuando se usa neutro a plena capacidad y $Z_n > 0$

$$V_{Dpu2\phi} = 2.1V_{Dpu3\phi} \text{ por cada fase}$$

Cuando se usa neutro a capacidad reducida (calibre del neutro 1 a 2 galgas menos que el conductor de fase)

$$\frac{P_{LS2\phi}}{P_{LS3\phi}} < 2.25$$

Un valor aproximado es:

$$\frac{P_{LS2\phi}}{P_{LS3\phi}} \cong 1.64$$

$$P_{LS2\phi} \cong 1.64P_{LS3\phi} \quad (8.20)$$

Significa que las pérdidas de potencia debido a las corrientes de carga en los conductores de un lateral 2 ϕ -3H con neutro multiterrizado es aproximadamente 1.64 veces mayor que las de un lateral trifásico equivalente.

8.11 MÉTODO PARA EL CÁLCULO DEFINITIVO DE REGULACIÓN Y PÉRDIDAS EN LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA.

El método que ahora se presenta ha sido aplicado con éxito en la solución de líneas cortas que alimentan cargas a lo largo de su recorrido como es el caso de la mayoría de las redes primarias. Sólo en contadas ocasiones una línea primaria alimenta exclusivamente una sola carga. En dicho método se dan por conocidas las condiciones del extremo emisor y se toman como referencia, y se aplica el concepto de momento eléctrico y flujo de cargas.

Para la escogencia definitiva de los conductores para líneas trifásicas a 13.2 kV se deben tener en cuenta los límites máximos tolerables para regulación y pérdidas que se establecen en los capítulos 3 y 4 respectivamente, sin olvidar aplicar el criterio de calibre económico y sin sobrepasar los límites térmicos tanto para corriente de régimen permanente como de cortocircuito.

En Colombia se utilizan ampliamente las redes de distribución aéreas a 13.2 kV para alimentar sectores residenciales, comerciales y cargas industriales aisladas; dada la longitud alcanzada y el voltaje que se estudian y se tratan como líneas cortas.

8.11.1 Cálculo del momento eléctrico y las constantes de regulación y pérdidas.

Para dichos cálculos se usan las ecuaciones 4.54 y 4.55 para el momento eléctrico en función de la regulación y las ecuaciones 5.9 y 5.11 para el porcentaje de pérdidas.

Las constantes k_1 (constante de regulación) y k_2 (constante de pérdidas) son diferentes para cada conductor y dependen de la tensión, de la configuración de los conductores, del diámetro de los mismos, del factor de potencia, etc.

En las tablas 8.3 a 8.12 se muestran los cálculos de momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para líneas de distribución primarias a 13.2 kV a base de conductores ACSR y con diferentes espaciamientos, temperatura de operación del conductor de 50 °C y temperatura ambiente de 25 °C.

El factor de potencia asumido para el diseño de redes primarias que alimentan cargas residenciales es 0.95.

El porcentaje de regulación para el momento eléctrico determinado se halla mediante la ecuación:

$$\% \text{ Reg} = K_1(\text{ME})$$

El porcentaje de pérdidas será calculado mediante la siguiente ecuación:

$$\% \text{ Perd} = K_2(\text{ME})$$

Haciendo énfasis en que cuando se tienen cargas uniformemente distribuidas el criterio de concentración de carga equivalente es muy diferente.

Las cargas de cálculo se tomarán en los puntos de transformación teniendo en cuenta un período de proyección de 15 años para la totalidad de carga (usuarios + alumbrado público + cargas especiales).

8.11.2 Cargas primarias de diseño.

Para los circuitos primarios, las cargas de diseño se obtendrán a partir de las cargas secundarias, materializadas en los transformadores de distribución cuya capacidad no sería la correspondiente a un período de proyección de 8 años, sino una capacidad de cálculo obtenida para período de proyección de 15 años.

Por otra parte, para el diseño de circuitos primarios se tendrán en cuenta las cargas especiales proyectadas, las cargas especiales actuales, las áreas de expansión urbana, de acuerdo con los criterios coordinados de planeación urbana y en general los criterios topológicos recomendados.

No se recomienda afectar de diversidad primaria las cargas de cálculo, independientemente de la extensión urbana ya que en función de los calibres máximos primarios existe un límite en el tamaño de dichos circuitos y las mayores capacidades urbanas se obtienen en función de dichos circuitos.

Las cargas de alumbrado público también deben ser adicionadas ya que estas entran a funcionar para acentuar aún más el pico de la tarde que se presenta entre las 18 y 20 horas.

Para establecer correctamente las cargas de diseño primarias, se determina un área de influencia de la línea extendiéndose la zona a lado y lado de la misma, para lo cual los usuarios podrán beneficiarse en forma directa o indirecta mediante la construcción de derivaciones. Es importante conocer una buena metodología para determinar el área de influencia de la línea y una vez establecida, se encuentra la densidad de población y se determina el consumo per cápita típico y su proyección. A partir de estos datos se halla el consumo de la zona y así su carga de diseño.

TABLA 8.3. Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de c.a.

MOMENTO ELÉCTRICO Y CONSTANTES DE REGULACIÓN Y PÉRDIDAS PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN DE C.A												
Tipo de sistema Tipo de construcción Ve cos θe θe Reg VeL			TRIFÁSICO AÉREO RURAL 7620 V 0.9 23.842° 0.03 13200 V			Tipo de red Conductor Temperatura Ambiente Operación Espaciamento entre conductores			Primaria ACSR 25°C 50°C			
									Dm: 850.06 cm XI :0.1738 $\log \frac{Dm}{RMG}$ K1: 100 pend = 100r x $\frac{0.03}{SI}$ K2: $\frac{100r}{V_e^2 \cos \phi_e}$			
									$SL = \left[\frac{\cos(\theta - \phi_e) - \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_e) - Reg(2 - Reg)}}{Z} \right] \times V_e^2 \cdot n$			
									$\% \text{ Pérdidas} = \frac{100r}{V_e^2 \cos \phi_e} SI$			
									n = 3			
Calibre conductor AWG - MCM	Nro hilos	Corriente admisible A	RMG mm	r a 75°C Ω/km	X _L Ω/km	Z ∠θ Ω/km	θ - φ _e	cos (θ - φ _e)	cos ² (θ - φ _e)	SI kVAm	Constante de regulación k ₁ × 10 ⁻⁷	Constante de pérdidas k ₂ × 10 ⁻⁷
4	1 - 6	139	1.3320	1.565	0.487	1.639∠17.285	-0.910	0.9998738	0.9997477	3189187.4	9.40678	9.45459
2	1 - 6	183	1.2741	1.012	0.490	1.124∠25.836	7.641	0.9911206	0.9823201	4692239.2	6.39353	6.11376
1/0	1 - 6	240	1.3594	0.654	0.585	0.814∠36.56	18.365	0.9490686	0.9007313	6775975.4	4.4274	3.95099
2/0	1 - 6	275	1.5545	0.530	0.475	0.712∠41.868	23.673	0.9158519	0.8387847	8037925.8	3.7323	3.20187
3/0	1 - 6	316	1.8288	0.429	0.463	0.631∠47.829	29.634	0.8692016	0.7555115	9576172.6	3.13277	2.5917
4/0	1 - 6	360	2.4811	0.354	0.440	0.565∠51.182	32.987	0.8387941	0.7035755	11099586	2.7028	2.13861
266.8	7-26	457	6.0351	0.235	0.373	0.441∠57.788	39.593	0.7705911	0.5938106	15543885	1.93001	1.41969

TABLA 8.4.

MOMENTO ELÉCTRICO Y CONSTANTES DE REGULACIÓN Y PÉRDIDAS PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN DE C.A												
Tipo de sistema Tipo de construcción		TRIFÁSICO AÉREO URBANA				Tipo de red Conductor		Primaria ACSR		Dm: 850.06 cm Xl :0.1738 $\log \frac{Dm}{RMG}$		
Ve cos θ_e θ_e Reg V _{eL}		7620 V 0.9 23.842° 0.03 13200 V				Temperatura Ambiente Operación		25°C 50°C		K1: 100 pend : 100r x $\frac{0.03}{SI}$ K2: $\frac{100r}{V_e^2 \cos \phi_e}$		
						Espaciamiento entre conductores				$SL = \left[\frac{\cos(\theta - \phi_e) - \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_e) - Reg(2 - Reg)}}{Z} \right] \times V_e^2 \cdot n$ $\% \text{ Pérdidas} = \frac{100r}{V_e^2 \cos \phi_e} SI \quad n = 3$		
Calibre conductor AWG - MCM	Nro hilos	Corriente admisible A	RMG mm	r a 75°C Ω/km	X _L Ω/km	Z ∠θ Ω/km	θ - φ _e	cos (θ - φ _e)	cos ² (θ - φ _e)	SI kVAm	Constante de regulación k ₁ x 10 ⁻⁷	Constante de pérdidas k ₂ x 10 ⁻⁷
4	1 - 6	139	1.3320	1.565	0.490	1.640∠17.585	-0.810	0.9999	0.9998001	3186784.6	9.41387	9.45459
2	1 - 6	183	1.2741	1.012	0.493	1.126∠25.975	7.778	0.9907998	0.9816844	4685461.1	6.40278	6.11376
1/0	1 - 6	240	1.3594	0.654	0.488	0.816∠36.729	18.534	0.9481852	0.8989603	6766269.5	4.43375	3.95099
2/0	1 - 6	275	1.5545	0.530	0.478	0.714∠42.047	23.852	0.954593	0.8364804	8026846.4	3.73745	3.20187
3/0	1 - 6	316	1.8288	0.429	0.466	0.633∠47.367	29.172	0.8731603	0.762409	9500849.2	3.15761	2.5917
4/0	1 - 6	360	2.4811	0.354	0.443	0.567∠51.372	33.177	0.836984	0.7005423	11085406	2.70626	2.13861
266.8	7-26	457	6.0351	0.235	0.376	0.443∠57.995	39.800	0.7682835	0.5902595	15522697	1.93265	1.41969

TABLA 8.5.

MOMENTO ELÉCTRICO Y CONSTANTES DE REGULACIÓN Y PÉRDIDAS PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN DE C.A												
Tipo de sistema Tipo de construcción		TRIFÁSICO AÉREO (URBANA RURAL)				Tipo de red Conductor		Primaria ACSR		Dm: 850.06 cm Xl :0.1738 $\log \frac{Dm}{RMG}$		
Ve cos θ_e θ_e Reg V _{eL}		7620 V 0.95 18.195° 0.03 13200 V				Temperatura Ambiente Operación		25°C 50°C		K1: 100 pend : 100r x $\frac{0.03}{SI}$ K2: $\frac{100r}{V_e^2 \cos \phi_e}$		
						Espaciamiento entre conductores				$SL = \left[\frac{\cos(\theta - \phi_e) - \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_e) - Reg(2 - Reg)}}{Z} \right] \times V_e^2 \cdot n$ $\% \text{ Pérdidas} = \frac{100r}{V_e^2 \cos \phi_e} SI \quad n = 3$		
Calibre conductor AWG - MCM	Nro hilos	Corriente admisible A	RMG mm	r a 75°C Ω/km	X _L Ω/km	Z ∠θ Ω/km	θ - φ _e	cos (θ - φ _e)	cos ² (θ - φ _e)	SI kVAm	Constante de regulación k ₁ x 10 ⁻⁷	Constante de pérdidas k ₂ x 10 ⁻⁷
4	1 - 6	139	1.3320	1.565	0.513	1.647∠18.149	-0.046	0.9999996	0.9999993	3172913.9	9.45503	9.45459
2	1 - 6	183	1.2741	1.012	0.516	1.136∠27.016	8.821	0.9881722	0.9764843	4656968.4	6.44195	6.11376
1/0	1 - 6	240	1.3594	0.654	0.511	0.830∠38.002	19.807	0.9408393	0.8851787	6705511.2	4.47393	3.95099
2/0	1 - 6	275	1.5545	0.530	0.501	0.729∠43.389	25.184	0.9048716	0.8187926	7949359.3	3.77388	3.20187
3/0	1 - 6	316	1.8288	0.429	0.489	0.651∠48.74	30.545	0.8612302	0.7417175	9371515.7	3.20118	2.5917
4/0	1 - 6	360	2.4811	0.354	0.466	0.585∠52.778	34.583	0.8233048	0.6778308	10931105	2.74446	2.13861
266.8	7-26	457	6.0351	0.235	0.399	0.463∠59.503	41.308	0.7511719	0.5642593	15209472	1.97245	1.41969

TABLA 8.6.

MOMENTO ELÉCTRICO Y CONSTANTES DE REGULACIÓN Y PÉRDIDAS PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN DE C.A												
Tipo de sistema Tipo de construcción Ve cos θ_e θ_e Reg V_{eL}			TRIFÁSICO AÉREO URBANA 7620 V 0.95 18.195° 0.03 13200 V			Tipo de red Conductor Temperatura Ambiente Operación Espaciamiento entre conductores			Primaria ACSR 25°C 50°C ●700mm●800mm●			
									Dm: 850.06 cm XI :0.1738 $\log \frac{Dm}{RMG}$ $SL = \left[\frac{\cos(\theta - \phi_e) - \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_e) - Reg(2 - Reg)}}{Z} \right] \times V_e^2 \cdot n$ $\% \text{ Pérdidas} = \frac{100r}{V_{eL}^2 \cos \phi_e} SI \quad n = 3$			
Calibre conductor AWG - MCM	Nro hilos	Corriente admisible A	RMG mm	r a 75°C Ω/km	$X_L \Omega/km$	Z $\angle \theta \Omega/km$	$\theta - \phi_e$	cos ($\theta - \phi_e$)	cos² ($\theta - \phi_e$)	SI kVAm	Constante de regulación $k_1 \times 10^{-7}$	Constante de pérdidas $k_2 \times 10^{-7}$
4	1 - 6	139	1.3320	1.565	0.495	1.641 $\angle$ 17.632	-0.643	0.999937	0.999874	3184726.3	9.41996	9.45459
2	1 - 6	183	1.2741	1.012	0.498	1.128 $\angle$ 26.203	8.007	0.990251	0.9803971	4679835.6	6.41048	6.11376
1/0	1 - 6	240	1.3594	0.654	0.493	0.819 $\angle$ 37.01	18.815	0.9465648	0.895985	6753041	4.44244	3.95099
2/0	1 - 6	275	1.5545	0.530	0.483	0.717 $\angle$ 42.343	24.148	0.9124917	0.8326412	8012350.3	3.74421	3.20187
3/0	1 - 6	316	1.8288	0.429	0.471	0.637 $\angle$ 47.672	29.477	0.8705533	0.757863	9470654.4	3.16767	2.5917
4/0	1 - 6	360	2.4811	0.354	0.448	0.571 $\angle$ 51.685	33.490	0.833984	0.6955262	11049753	2.71499	2.13861
266.8	7-26	457	6.0351	0.235	0.381	0.448 $\angle$ 58.334	40.139	0.7644827	0.5844339	15429896	1.94427	1.41969

TABLA 8.7.

MOMENTO ELÉCTRICO Y CONSTANTES DE REGULACIÓN Y PÉRDIDAS PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN DE C.A												
Tipo de sistema Tipo de construcción Ve cos θ_e θ_e Reg V_{eL}			TRIFÁSICO AÉREO URBANA 7620 V 0.95 18.195° 0.03 13200 V			Tipo de red Conductor Temperatura Ambiente Operación Espaciamiento entre conductores			Primaria ACSR 25°C 50°C ●800mm●1400mm●			
									Dm: 850.06 cm XI :0.1738 $\log \frac{Dm}{RMG}$ $SL = \left[\frac{\cos(\theta - \phi_e) - \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_e) - Reg(2 - Reg)}}{Z} \right] \times V_e^2 \cdot n$ $\% \text{ Pérdidas} = \frac{100r}{V_{eL}^2 \cos \phi_e} SI \quad n = 3$			
Calibre conductor AWG - MCM	Nro hilos	Corriente admisible A	RMG mm	r a 75°C Ω/km	$X_L \Omega/km$	Z $\angle \theta \Omega/km$	$\theta - \phi_e$	cos ($\theta - \phi_e$)	cos² ($\theta - \phi_e$)	SI kVAm	Constante de regulación $k_1 \times 10^{-7}$	Constante de pérdidas $k_2 \times 10^{-7}$
4	1 - 6	139	1.3320	1.565	0.522	1.650 $\angle$ 18.446	0.251	0.9999904	0.9999808	3167180.4	9.47214	9.45459
2	1 - 6	183	1.2741	1.012	0.525	1.140 $\angle$ 27.419	9.224	0.9870692	0.9743056	4645979.2	6.45719	6.11376
1/0	1 - 6	240	1.3594	0.654	0.520	0.836 $\angle$ 38.488	20.293	0.9379313	0.8797151	6678771	4.49184	3.95099
2/0	1 - 6	275	1.5545	0.530	0.510	0.136 $\angle$ 43.898	25.703	0.9010543	0.8118988	7908398	3.79343	3.20187
3/0	1 - 6	316	1.8288	0.429	0.498	0.657 $\angle$ 49.257	31.062	0.8566094	0.7337797	9338164.8	3.21262	2.5917
4/0	1 - 6	360	2.4811	0.354	0.475	0.592 $\angle$ 53.304	35.109	0.8180593	0.6692211	10874367	2.75878	2.13861
266.8	7-26	457	6.0351	0.235	0.408	0.471 $\angle$ 60.059	41.864	0.744731	0.5546242	15087943	1.98834	1.41969

TABLA 8.8.

MOMENTO ELÉCTRICO Y CONSTANTES DE REGULACIÓN Y PÉRDIDAS PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN DE C.A													
Tipo de sistema Tipo de construcción Ve cos θ_e θ_e Reg V _{eL} TRIFÁSICO AÉREO URBANA 7620 V 0.95 18.195° 0.03 13200 V						Tipo de red Conductor Temperatura Ambiente Operación Espaciamiento entre conductores		Primaria ACSR 25°C 50°C		Dm: 850.06 cm Xl :0.1738 log $\frac{Dm}{RMG}$ K1: 100 pend : 100r x $\frac{0.03}{SI}$ K2: $\frac{100r}{V_{eL}^2 \cos \phi_e}$			
										$\bullet 1450mm \bullet 1450mm \bullet$			
Calibre conductor AWG - MCM	Nro hilos	Corriente admisible A	RMG mm	r a 75°C Ω/km	X _L Ω/km	Z ∠θ Ω/km	θ - φ _e	cos (θ - φ _e)	cos ² (θ - φ _e)	SI kVAm	Constante de regulación k ₁ x 10 ⁻⁷	Constante de pérdidas k ₂ x 10 ⁻⁷	
4	1 - 6	139	1.3320	1.565	0.545	1.657∠19.2	1.005	0.9998461	0.9996923	3154265.8	9.51092	9.45459	
2	1 - 6	183	1.2741	1.012	0.548	1.151∠28.436	10.241	0.9840686	0.968391	4616057.4	6.49905	6.11376	
1/0	1 - 6	240	1.3594	0.654	0.543	0.850∠39.702	21.507	0.9303727	0.8655935	6624028.1	4.52896	3.95099	
2/0	1 - 6	275	1.5545	0.530	0.533	0.752∠45.162	26.967	0.8912678	0.7943583	7828446.2	3.83217	3.20187	
3/0	1 - 6	316	1.8288	0.429	0.521	0.674∠50.532	32.337	0.8449165	0.713884	9234114.2	3.24882	2.5917	
4/0	1 - 6	360	2.4811	0.354	0.498	0.611∠54.593	36.398	0.8049145	0.6478873	10716654	2.79938	2.13861	
266.8	7-26	457	6.0351	0.235	0.431	0.491∠61.399	43.204	0.7289208	0.5313255	14806118	2.02618	1.41969	

TABLA 8.9.

MOMENTO ELÉCTRICO Y CONSTANTES DE REGULACIÓN Y PÉRDIDAS PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN DE C.A														
Tipo de sistema TRIFÁSICO Tipo de construcción AÉREO RURAL Ve 7620 V cos θ_e 0.95 θ_e 18.195° Reg 0.03 VeL 13200 V						Tipo de red Conductor Temperatura Ambiente Operación Espaciamiento entre conductores			Primaria ACSR 25°C 50°C		Dm: 850.06 cm K1: 100 pend : 100r x $\frac{0.03}{SI}$ Xl :0.1738 log $\frac{Dm}{RMG}$ K2: $\frac{100r}{V_{eL}^2 \cos \phi_e}$			
											$SL = \left[\frac{\cos(\theta - \phi_e) - \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_e) - Reg(2 - Reg)}}{Z} \right] \times V_e^2 \cdot n$ ●1950mm●1950mm● $\% \text{ Pérdidas} = \frac{100r}{V_{eL}^2 \cos \phi_e} SI \quad n = 3$			
Calibre conductor AWG - MCM	Nro hilos	Corriente admisible A	RMG mm	r a 75°C Ω/km	X _L Ω/km	Z ∠θ Ω/km	θ - φ _e	cos (θ - φ _e)	cos ² (θ - φ _e)	SI kVAm	Constante de regulación k ₁ x 10 ⁻⁷	Constante de pérdidas k ₂ x 10 ⁻⁷		
4	1 - 6	139	1.3320	1.565	0.567	1.665∠19.915	1.72	0.9995494	0.999099	3140075.1	9.55391	9.45459		
2	1 - 6	183	1.2741	1.012	0.570	1.161∠29.390	11.195	0.9809721	0.9623062	4591497	6.53381	6.11376		
1/0	1 - 6	240	1.3594	0.654	0.565	0.864∠40.824	22.629	0.9230155	0.8519577	6670536.8	4.56583	3.95099		
2/0	1 - 6	275	1.5545	0.530	0.555	0.767∠46.32	28.125	0.8819212	0.7777851	7759938.9	3.866	3.20187		
3/0	1 - 6	316	1.8288	0.429	0.543	0.692∠51.689	33.494	0.8339436	0.6954619	9117617.7	3.29033	2.5917		
4/0	1 - 6	360	2.4811	0.354	0.520	0.629∠55.754	37.559	0.792726	0.6284145	10578062	2.83605	2.13861		
266.8	7-26	457	6.0351	0.235	0.510	0.510∠62.581	44.386	0.7146436	0.5107155	14557142	2.06084	1.41969		

TABLA 8.10.

MOMENTO ELÉCTRICO Y CONSTANTES DE REGULACIÓN Y PÉRDIDAS PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN DE C.A												
Tipo de sistema Tipo de construcción		BIFÁSICO AÉREO URBANA				Tipo de red Conductor		Primaria ACSR		Dm: 850.06 cm XI :0.1738 $\log \frac{Dm}{RMG}$		
Ve cos θ_e θ_e Reg V _{eL}		7620 V 0.95 18.195° 0.03 13200 V				Temperatura Ambiente Operación		25°C 50°C		K1: 100 pend : 100r x $\frac{0.03}{SI}$ K2: $\frac{100r}{V_{eL}^2 \cos \phi_e}$		
						Espaciamiento entre conductores				$SL = \left[\frac{\cos(\theta - \phi_e) - \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_e) - Reg(2 - Reg)}}{Z} \right] \times V_e^2 \cdot n$ $\% \text{ Pérdidas} = \frac{100r}{V_{eL}^2 \cos \phi_e} SI \quad n = 3$		
						●1400mm●						
Calibre conductor AWG - MCM	Nro hilos	Corriente admisible A	RMG mm	r a 75°C Ω/km	X _L Ω/km	Z ∠θ Ω/km	θ - φ _e	cos (θ - φ _e)	cos ² (θ - φ _e)	SI kVAm	Constante de regulación k ₁ × 10 ⁻⁷	Constante de pérdidas k ₂ × 10 ⁻⁷
4	1 - 6	139	1.3320	1.565	0.525	1.651∠18.545	0.350	0.9999813	0.9999626	1583071.1	18.9505	18.9091
2	1 - 6	183	1.2741	1.012	0.528	1.141∠27.553	9.358	0.9866916	0.9735603	2322494.3	12.9171	12.2275
1/0	1 - 6	240	1.3594	0.654	0.523	0.837∠38.649	20.434	0.936953	0.877881	3339893.2	8.98232	7.90198
2/0	1 - 6	275	1.5545	0.530	0.513	0.738∠44.066	25.871	0.8997787	0.8096018	3950340.7	7.59428	6.40375
3/0	1 - 6	316	1.8288	0.429	0.501	0.66∠49.427	31.232	0.8550748	0.7311529	4657814.5	6.44078	5.18341
4/0	1 - 6	360	2.4811	0.354	0.478	0.595∠53.477	35.282	0.816319	0.6663768	5423305.3	5.53168	4.27722
266.8	7-26	457	6.0351	0.235	0.411	0.473∠60.24	42.045	0.742619	0.551483	7536694.2	3.98052	2.83939

TABLA 8.11.

MOMENTO ELÉCTRICO Y CONSTANTES DE REGULACIÓN Y PÉRDIDAS PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN DE C.A												
Tipo de sistema Tipo de construcción		TRIFÁSICO DOBLE CIRCUITO (BANDERA)				Tipo de red Conductor		Primaria ACSR		Dm: 1081.53 cm XI :0.1738 $\log \frac{Dm}{RMG}$		
Ve cos θ_e θ_e Reg V _{eL}		7620 V 0.95 18.195° 0.03 13200 V				Temperatura Ambiente Operación		25°C 50°C		K1: 100 pend : 100r x $\frac{0.03}{SI}$ K2: $\frac{100r}{V_{eL}^2 \cos \phi_e}$		
						Espaciamiento entre conductores				$SL = \left[\frac{\cos(\theta - \phi_e) - \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_e) - Reg(2 - Reg)}}{Z} \right] \times V_e^2 \cdot n$ $\% \text{ Pérdidas} = \frac{100r}{V_{eL}^2 \cos \phi_e} SI \quad n = 3$		
						●1100mm●1100mm●1100mm● ●700mm●700mm●						
Calibre conductor AWG - MCM	Nro hilos	Corriente admisible A	RMG mm	r a 75°C Ω/km	X _L Ω/km	Z ∠θ Ω/km	θ - φ _e	cos (θ - φ _e)	cos ² (θ - φ _e)	SI kVAm	Constante de regulación k ₁ × 10 ⁻⁷	Constante de pérdidas k ₂ × 10 ⁻⁷
4	1 - 6	139	47.924	1.565	0.235	1.583∠8.540	-9.683	0.9858355	0.9718716	3350131.4	8.95487	9.45459
2	1 - 6	183	46.871	1.012	0.237	1.039∠13.181	-5.014	0.9961733	0.9923613	5049557.2	5.94111	6.11376
1/0	1 - 6	240	48.414	0.654	0.234	0.695∠19.687	1.492	0.9996609	0.999322	7521749.5	3.98843	3.95099
2/0	1 - 6	275	51.772	0.530	0.229	0.577∠23.368	5.173	0.995927	0.9918705	9095045	3.29849	3.20187
3/0	1 - 6	316	56.154	0.429	0.223	0.483∠27.466	9.271	0.9869373	0.9740434	10967145	2.73544	2.5917
4/0	1 - 6	360	65.407	0.354	0.212	0.413∠30.916	12.721	0.9754639	0.9315103	12981904	2.3109	2.13861
266.8	7-26	457	102.01	0.235	0.178	0.295∠37.142	18.947	0.9458193	0.8945742	18763573	1.59884	1.41969

TABLA 8.12.

MOMENTO ELÉCTRICO Y CONSTANTES DE REGULACIÓN Y PÉRDIDAS PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN DE C.A													
Tipo de sistema Tipo de construcción		TRIFÁSICO DOBLE CIRCUITO AEREA				Tipo de red Conductor		Primaria ACSR		Dm: 1091.55 cm XI : 0.1738 $\log \frac{Dm}{RMG}$ K1: 100 pend : 100r x $\frac{0.03}{SI}$ K2: $\frac{100r}{V_e^2 \cos \phi_e}$			
Ve cos θ_e θ_e Reg V _{eL}		7620 V 0.95 18.195° 0.03 13200 V				Temperatura Ambiente Operación		25°C 50°C					
						Espaciamiento entre conductores				$SL = \left[\frac{\cos(\theta - \phi_e) - \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_e) - Reg(2 - Reg)}}{Z} \right] \times V_e^2 \cdot n$ $\% \text{ Pérdidas} = \frac{100r}{V_e^2 \cos \phi_e} SI \quad n = 3$			
										● 600mm ● 1300mm ● 1100mm ● ● 700mm ● 800mm ●			
Calibre conductor AWG - MCM	Nro hilos	Corriente admisible A	RMG mm	r a 75°C Ω/km	X _L Ω/km	Z ∠θ Ω/km	θ - φ _e	cos (θ - φ _e)	cos ² (θ - φ _e)	SI kVAm	Constante de regulación k ₁ × 10 ⁻⁷	Constante de pérdidas k ₂ × 10 ⁻⁷	
4	1 - 6	139	46.826	1.565	0.237	1.582∠8.611	-9.584	0.9860425	0.9722799	3351515.9	8.95117	9.45459	
2	1 - 6	183	45.797	1.012	0.239	1.040∠13.288	-4.907	0.9963348	0.9926831	5043857.7	5.94782	6.11376	
1/0	1 - 6	240	47.305	0.654	0.237	0.696∠19.920	1.725	0.9995468	0.9990938	7511838	3.99369	3.95099	
2/0	1 - 6	275	50.586	0.530	0.232	0.579∠23.641	5.446	0.995486	0.9909925	9067735.9	3.30843	3.20187	
3/0	1 - 6	316	54.868	0.429	0.225	0.484∠27.676	9.841	0.9863402	0.9728671	10.951332	2.73939	2.5917	
4/0	1 - 6	360	63.909	0.354	0.214	0.414∠31.154	12.959	0.9745307	0.9497102	12968187	2.31424	2.13861	
266.8	7-26	457	99.673	0.235	0.180	0.296∠37.451	19.256	0.9440544	0.8912388	18736349	1.60116	1.41969	

8.11.3 Ejemplo práctico.

Considérese el circuito Fundadores (Manizales) que arranca de la subestación Marmato y alimenta los barrios de San Jorge, Los Cedros, La Argentina, La Asunción, Las Américas, El Porvenir y Comuneros, El Solferino y el área rural del Alto Guamo.

El circuito Fundadores tiene una carga total instalada de 7062.5 kVA discriminadas así:

Urbana 6864.75 kVA que corresponde al 97.2 % Rural 197.75 kVA que corresponde al 2.8 %.

La parte del circuito que se calculará tiene una longitud de 5.1 km y corresponde al alimentador principal (sistema troncal), los ramales laterales y sublaterales no se calcularán y sus cargas se concentrarán en el punto donde es desvían (Ver figura 8.22).

Se calculó el factor de carga y el factor de demanda con los datos leídos en la subestación Marmato en el mes de enero de 1988 (mes en que se presenta el pico máximo). Los datos obtenidos son los siguientes:

Potencia máxima	4.700 kVA
Factor de demanda máxima	0.728
Factor de carga	0.627
Factor de pérdidas	0.430
Factor de potencia promedio	0.914

A pesar de que los primeros 1.5 km son subterráneos, se considerará aérea en su totalidad para el cálculo de regulación y pérdidas para hacer más sencillo el cálculo.

Los resultados obtenidos han sido tabulados y se muestran en la tabla 8.13 donde pueden observarse para el alimentador principal los siguientes totales.

% regulación acumulada: 5.477 %.

% de pérdidas acumulada: 3.26 %.

Pérdidas totales en el alimentador troncal: 145.07 kW.

Se concluye que el estado de funcionamiento eléctrico del circuito es aceptable al encontrarse un % Reg menor del 9 % y un % Perd. menor del 5 % que son los valores máximos tolerables. Por otro lado, el valor presente de las pérdidas para un horizonte de estudio de 10 años es el siguiente:

$$V_{PP}PE = \text{Pérdidas Totales } (K_p K_c^2 + 8760 K_e FP) \sum_{i=1}^n \frac{(1+j)^{2i}}{(1+t)^i}$$

$$V_{PP}PE = 145.07(29687 \times 1.0 + 8760 \times 7.07 \times 0.4) \sum_{i=1}^n \frac{(1+0.025)^{2i}}{(1+0.12)^i}$$

$$V_{PP}PE = 56.526.536 \text{ pesos}$$

8.12 NORMAS TÉCNICAS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE REDES PRIMARIAS AÉREAS

8.12.1 Apoyos.

En ZONA URBANA se emplearán postes de ferroconcreto de 500 kg de resistencia de ruptura en la punta para líneas de conducción de calibres menores o iguales a 2 / 0 AWG. Para calibres mayores o en sitios en los cuales es imposible la construcción de templetes, se utilizarán postes con resistencia de ruptura de 750 kg o mayores. En todos los casos la longitud del poste no será inferior a 12 m. El espaciamiento entre apoyos en terreno plano no será mayor de 80 m.

En ZONA RURAL se emplearán postes de ferroconcreto de longitud no inferior a 10 metros. Los huecos para el anclaje de estructuras tendrán una profundidad igual al 15 % de la longitud del poste. En zonas donde no se pueden ingresar postes de concreto se emplearán torrecillas metálicas (Ver figura 8.57).

8.12.2 Crucetas.

Las crucetas serán en ángulo de hierro preferiblemente galvanizado en caliente tratado con pintura anticorrosiva.

Las dimensiones mínimas del ángulo a utilizar serán 2 1/2" x 2 1/2" x 1/4" y su longitud dependerá del número de conductores y tipo de estructura a utilizar.

8.12.3 Configuraciones estructurales.

8.12.3.1 Estructuras de retención:

Son utilizadas en:

- Lugares donde la línea cambia de dirección con un ángulo mayor o igual a 20°.
- Los sitios de arranque y finalización de una línea.
- Terreno plano y trayectoria rectilínea a intervalos máximos de 1000 m.
- En condiciones de vano pesante negativo.
- En terreno ondulado donde existan vanos mayores o iguales a 300 m.

8.12.3.2 Estructuras de suspensión:

Son utilizadas en:

- Terreno plano sin cambio de dirección de la trayectoria de línea.
- Terreno ondulado sin cambio de dirección de la trayectoria de vanos mayores o iguales a 400 m.

8.12.3.3 Estructuras de suspensión doble:

Son utilizadas en:

- Lugares en donde la línea cambia de dirección con ángulo hasta de 20°.

8.12.3.4 Estructura tipo combinada:

Son aquellas cuya configuración permite disponer de estructuras de diversos tipos sobre un mismo apoyo.

Las tablas 8.14 y 8.15 muestran el tipo de estructura a utilizar en zonas rurales, de acuerdo con parámetros tales como: calibre del conductor, luz máxima por separación de conductores, vano medio máximo por resistencia del poste, vano pesante máximo y vano medio máximo por vibración en los pines.

Todos los herrajes: pieamigos, collarines, tornillos, espaciadores, arandelas, tuercas de ojo, grapas de tensión, perchas, grupos en forma de U, espigos, etc, serán galvanizados.

Todas las estructuras empleadas en redes de distribución primaria se muestran en las figuras 8.23 a 8.44 para zonas urbanas y en las figuras 8.45 a 8.56 para zonas rurales.

8.12.4 Conductores.

El calibre del conductor deberá ser suficiente para mantener la regulación de voltaje dentro de los límites mostrados en la tabla 4.5.

La selección del calibre del conductor tomará en consideración:

- La capacidad del transporte de corriente (límite térmico).
- La regulación de voltaje.

- Las pérdidas de potencia y energía.
- La capacidad de cortocircuito.
- El crecimiento de la carga.
- El factor de sobrecarga.

Para líneas de distribución primaria aérea se han estandarizado los siguientes calibres mínimos:

- Para el alimentador principal : ACSR 2/0 AWG en zona urbana o rural.
- Para Derivaciones: ACSR 2 AWG en zona urbana y ACSR 4 AWG en zona rural.

En líneas trifásicas con neutro el calibre de este último será igual al de las fases.

Para líneas monofásicas de 2 o 3 hilos, el neutro será del mismo calibre de las fases.

La tensión mecánica final del conductor no será mayor del 20 % de su carga de ruptura a la temperatura promedio de la región.

El empalme entre conductores de aluminio y cobre se hará mediante conector bimetálico.

El diseño de redes primarias de distribución se hará teniendo como criterio, en lo posible, la construcción con neutro.

TABLA 8.13. Cálculo de regulación y pérdidas del circuito fundadores a 13.2 kV.

UN	CUADRO DE CÁLCULOS REDES DE DISTRIBUCIÓN						PROYECTO: Estudio de regulación y pérdidas del circuito Fundadores				CIRCUITO: Fundadores		HOJA: N° 1 de 1		% Pérdidas : 3.26 %				
	PRIMARIAS	AÉREAS	X	SECUNDARIAS	AÉREAS		LOCALIZACION: Alimenta Barrios : San Jorge, Asunción, Arg, Amer Solferino		FECHA: II 02										
		SUBTERRANEAS			SUBTERRANEAS														
Datos de cálculo:		Factor de potencia: 0.95 Tipo de sistema: Trifásica Conductor: ACSR Voltaje de envío: 13200 Temperatura de operación: 50 °C Tabla a utilizar: 8.3						Espaciamiento entre conductores ●70cm●80cm● Fórmulas: %Reg =ME x K ₁ $KW_{perd} = \frac{KVA \text{ tramo} \times 0.95 \times \%Perd}{100}$ %Per =ME x K ₂ $\% \text{ Perd total} = \frac{kW \text{ perd total}}{kVA \cdot 0.95 \text{ tramo } 0-1}$						kp = 29687 pesos / kW Kc= 1.0 Ke= 7.07 pesos / kW FP= 0.4 J= 0.025 t= 0.12 n= 10				Tipo de circuito Radial 3 φ - 4 H	
Trayectoria	Tramo	Longitud tramo m	Numero de usuarios	kVA Usuario	kVA totales tramo	Momento ELÉCTRICO kVAm	Conductor ACSR		% de regulación		Corriente A	Pérdidas de potencia							
							Fases		Neutro	Parcial		Acumulada		%	kVA Tramo	kVA Acumulados			
							Nro	Calibre	Calibre										
ALIMENTACIÓN PRINCIPAL (NO INCLUYE RAMALES LATERALES NI SUBRAMALES)	0 - 1	1350			4678.37	6315799.5	3	4 / 0 AWG	2 / 0 AWG	1.715	1.715	204.6	1.351	60.04	60.04				
	1 - 2	150			4308.37	646255.2	3	4 / 0 AWG	2 / 0 AWG	0.175	1.890	188.4	0.138	5.65	65.69				
	2 - 3	220			4289.62	943718.6	3	2 / 0 AWG	1 / 0 AWG	0.353	2.243	187.6	0.302	12.31	78.00				
	3 - 4	340			4064.62	1381970.8	3	2 / 0 AWG	1 / 0 AWG	0.517	2.760	177.8	0.442	17.07	95.07				
	4 - 5	120			4004.24	480509.04	3	2 / 0 AWG	1 / 0 AWG	0.180	2.940	175.1	0.154	5.86	100.93				
	5 - 6	100			3554.24	355424	3	2 AWG	4 AWG	0.228	3.168	155.5	0.217	7.33	108.26				
	6 - 7	70			3211.42	224799.4	3	2 AWG	4 AWG	0.144	3.312	140.5	0.138	4.21	112.47				
	7 - 8	120			2979.91	357589.2	3	2 AWG	4 AWG	0.229	3.541	130.3	0.219	6.20	118.67				
	8 - 9	70			2788.3	195183.1	3	2 AWG	4 AWG	0.125	3.666	122.0	0.119	3.15	121.82				
	9 - 10	100			2625.36	262536	3	2 AWG	4 AWG	0.168	3.834	110.5	0.161	4.02	125.84				
	10 - 11	110			2412.29	265351.9	3	2 AWG	4 AWG	0.170	4.004	105.5	0.162	3.71	129.55				
	11 - 12	140			1980.52	277272.8	3	2 AWG	4 AWG	0.178	4.182	86.6	0.170	3.20	132.75				
	12 - 13	200			1674.42	334884	3	2 AWG	4 AWG	0.215	4.397	73.2	0.205	3.26	136.01				
	13 - 14	100			1599.12	159912	3	2 AWG	4 AWG	0.103	4.500	69.9	0.098	1.49	137.50				
	14 - 15	200			1389.59	277918	3	2 AWG	4 AWG	0.178	4.678	60.8	0.170	2.24	139.74				
	15 - 16	160			1240.21	198432	3	2 AWG	4 AWG	0.127	4.805	54.2	0.121	1.43	141.17				
	16 - 17	500			868.35	434175	3	2 AWG	4 AWG	0.278	5.083	38.0	0.265	2.19	143.36				
	17 - 18	100			852.39	85239	3	2 AWG	4 AWG	0.055	5.138	37.3	0.052	0.42	143.78				
	18 - 19	160			832.64	133222.4	3	2 AWG	4 AWG	0.085	5.223	36.4	0.008	0.06	143.84				
	19 - 20	450			559.35	251707.5	3	2 AWG	4 AWG	0.161	5.384	24.5	0.154	0.82	144.66				
	20 - 21	200			538.68	107736	3	2 AWG	4 AWG	0.069	5.453	23.6	0.066	0.34	145.00				
	21-22	120			309.25	37110	3	2 AWG	4 AWG	0.024	5.477	13.5	0.023	0.07	145.07				

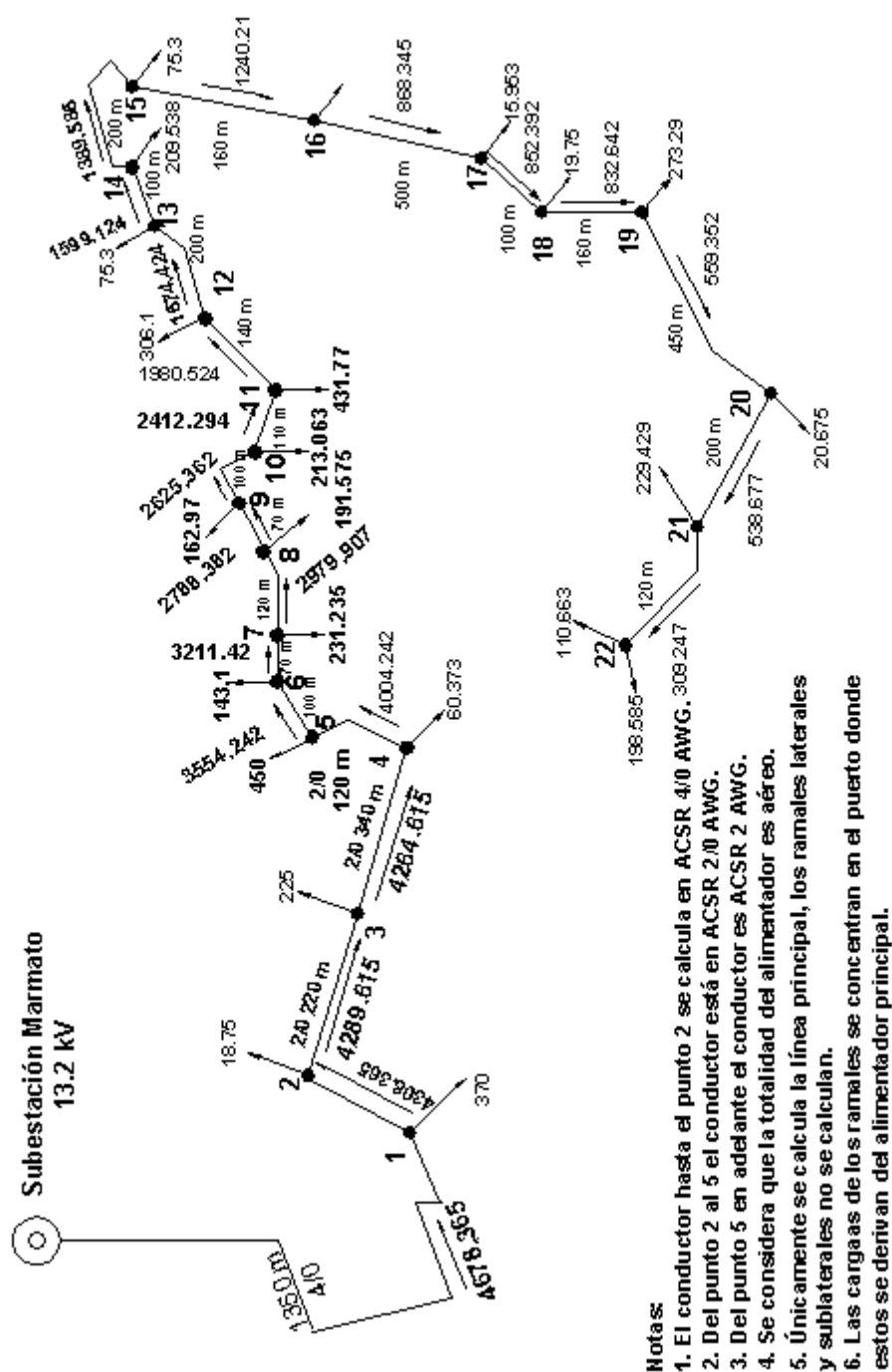


FIGURA 8.22. Flujos de carga del circuito fundadores a 13.2 kV.

TABLA 8.14. Electrificación rural -primaria 13.2 kV.(Parte 1) Selección de estructuras.

Estructura	Luz máxima de separación de conductores	Véase Nota 1			Véase Nota 2		
		Vano medio máximo por resistencia de postes (en metros)	Vano medio máximo recomendado por vibraciones en los pines	Vano pesante máximo (en metros)	Vano medio máximo por resistencia de postes (en metros)	Vano medio máximo recomendado por vibraciones en los pines	Vano pesante máximo (en metros)
		ACSR 2	ACSR 2	ACSR 2	ACSR 2 / 0	ACSR 2 / 0	ACSR 2 / 0
1P - 1.5 - 4	180	(129 - 141)*	400	1.233	(217-228)*	400	628
1P - 2.0 - 4	300	(125 - 138)*	400	765	(216 - 226)*	400	382
1P - 3.0 - 4	550	(120 - 131)*	400	607	(211 - 217)*	400	304
2P - 2.0 - 4	300	348	400	2.915	557	400	1.450
2P - 3.0 - 4	550	348	400	856	552	400	426
2DP - 2.0 - 4	300	348	500	> 2.915	557	500	2.900
2DP - 3.0 - 4	550	348	500	1.712	552	500	852
2R - 2.0 - 4	300	348		> 2.184	557		> 1.086
2R - 3.0 - 4	550	348		2.184	552		1.086
2R - 4.0 - 4	1.000	340		1.520	545		720

TABLA 8.15. Electrificación rural -primaria 13.2 kV.(Parte 2) Selección de estructuras.

Estructura	Luz máxima de separación de conductores	Véase Nota 4						Véase Nota 3		
		Vano medio máximo por resistencia de postes (en metros)		Vano medio máximo recomendado por vibraciones en los pines		Vano pesante máximo (en metros)		Vano medio máximo por resistencia de postes (en metro)	Vano medio máximo recomendado por vibraciones en los pines	Vano pesante máximo (en metros)
		ACSR # 2	ACSR # 2/0	ACSR # 2	ACSR # 2/0	ACSR # 2	ACSR # 2/0	ACSR AWG 2	ACSR AWG 2	ACSR AWG 2
1P - 1.5 - 4	180	(238 -253)*	(182 -193)*	400	400	1.233	628	(189 -206)*	400	1.233
1P - 2.0 - 4	300	(235 -249)*	(181 -191)*	400	400	765	382	(188 -202)*	400	765
1P - 3.0 - 4	550	(229 -240)*	(177 - 183)	400	400	607	304	(183 -194)*	400	607
2P - 2.0 - 4	300	616	475	400	400	2.915	1.450	505	400	2.915
2P - 3.0 - 4	550	610	470	400	400	856	426	500	400	856
2DP - 2.0 - 4	300	616	475	500	500	> 2.915	1.450	505	500	> 2.915
2DP - 3.0 - 4	550	610	470	500	500	1.712	852	500	500	1.712
2R - 2.0 - 4	300	616	475			> 2.184	> 1.086	505		> 2.184
2R - 3.0 - 4	550	610	470			2.184	1.086	500		2.184
2R - 4.0 - 4	1.000	600	464			1.520	720	491		1.520

* Según vano pesante.

Notas: reactivas a las tablas 8.14 y 8.15

1. Las especificaciones dadas en esta tabla son aplicables para rieles de 60 libras por yarda. Carga de trabajo del riel 155 kg en la punta.

2. Las especificaciones dadas en esta tabla son aplicables para torrecillas metálicas de 295 kg de carga de trabajo ó 472 kg de carga de fluencia F.S = 1.6 al límite elástico acero A 36. Velocidad del viento : 80 km/hora.
3. Las especificaciones dadas en esta tabla son aplicables para postes (torrecillas metálicas de 213 kg de carga de trabajo en los puntos ó 341 kg de límite elástico F.S = 1.6).
4. Las especificaciones dadas en esta tabla son aplicables para postes de 510 kg de rotura ó 255 kg de trabajo. Velocidad del viento: 80 km / hora.

8.12.5 Aislamiento.

Para estructuras de retención se emplearán cadenas de aisladores de plato con 2 unidades de 6 ".

El tipo de aislador de soporte o pin a emplear en estructuras tipo suspensión está estandarizado en la industria colombiana y se adquiere de acuerdo al voltaje de servicio de la línea.

Las distancias mínimas de acercamiento serán las siguientes:

- a) Distancia mínima vertical entre conductores y balcones o ventanas de edificios: 4.6 m.
- b) Distancia mínima horizontal entre conductores y paredes, ventanas o balcones de edificios: 2.5 m.
- c) Distancia mínima vertical entre conductores y carreteras: 7 m.
- d) Distancia mínima vertical entre conductores y nivel máximo de ríos navegables: 6 m.
- e) Distancia mínima vertical entre conductores y oleoductos o gasoductos: 4 m.
- f) Distancia mínima vertical entre conductores y vías férreas: 7.2 m.

La separación entre conductores estará de acuerdo con la tabla 8.16.

TABLA 8.16. Separación entre conductores.

Luz en metros	Separación mínima en metros
Hasta 200	0.70
Entre 200 y 300	0.90
Entre 300 y 500	1.45
Entre 500 y 600	1.63
Entre 600 y 1000	2.00

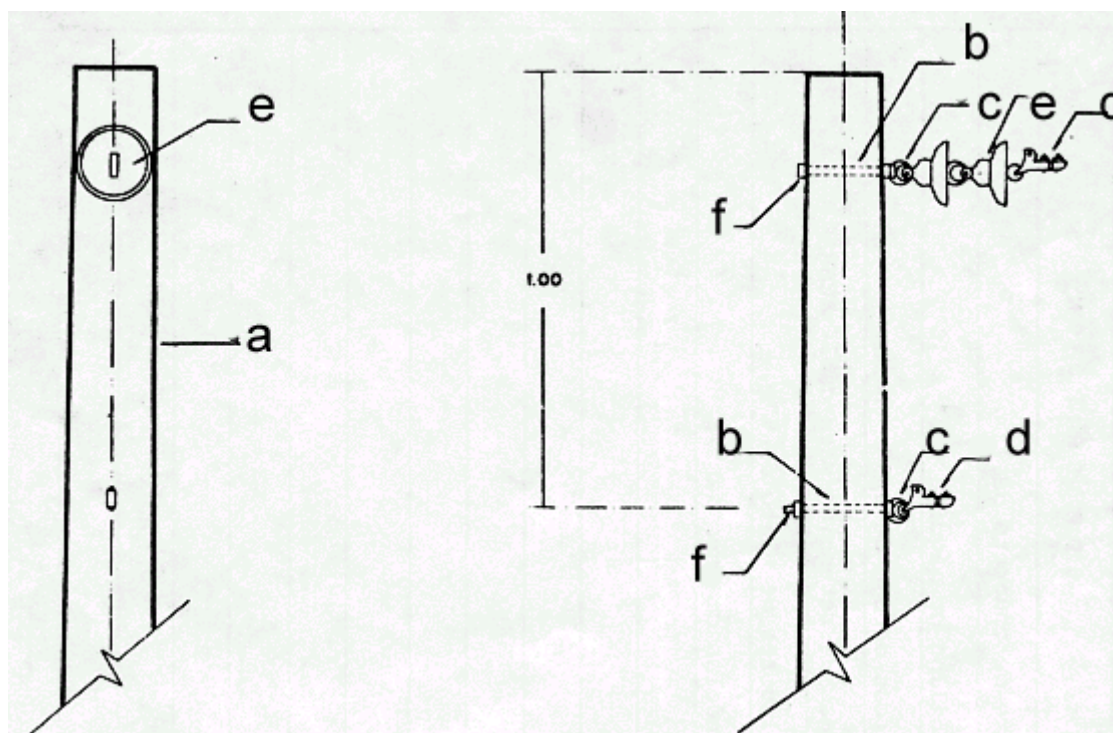
En caso de tener varios circuitos del mismo o diferente voltaje sobre la misma estructura, las distancias mínimas entre conductores será:

- Para circuitos entre 600 V y 33 kV: 1.20 m.
- Para circuitos de comunicaciones: 1.80 m.

8.12.6 Protección y seccionamiento.

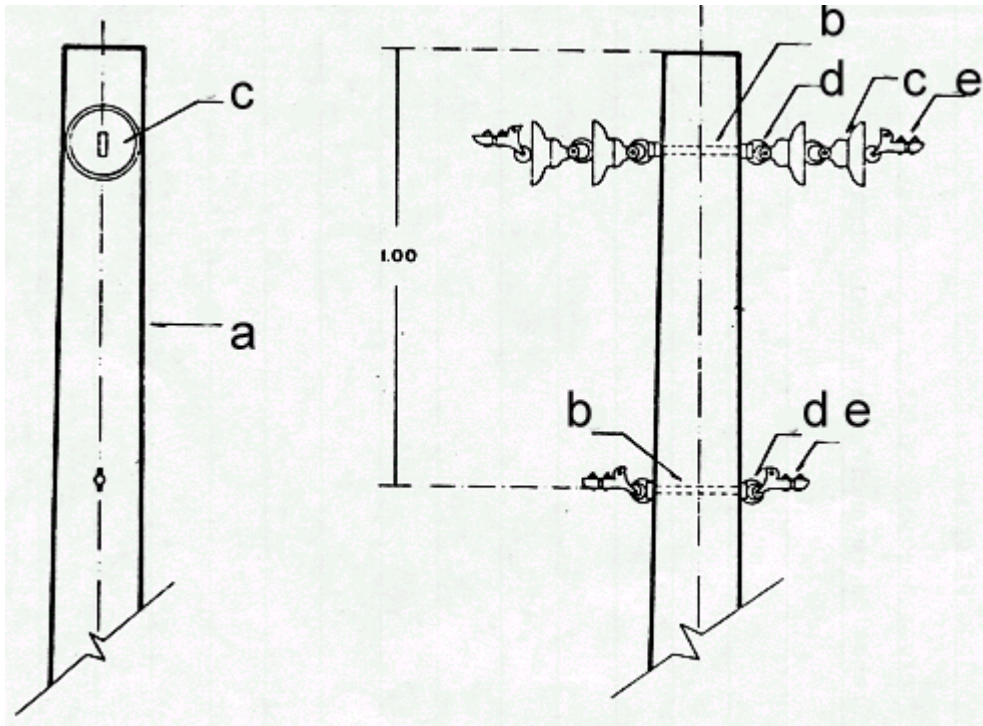
- En el arranque de toda línea se dispondrán cortacircuitos monopolares (tipo vela) para corriente nominal mínima de 100 A; operación bajo carga preferiblemente y 15 kV.
- En caso de líneas de longitud no mayor de 100 m, alimentando solamente un transformador, el cortacircuitos servirá al mismo tiempo las funciones de protección y seccionamiento de línea y protección del transformador.

- En líneas rurales el conductor que actúa como línea neutra estará dispuesto por encima de los conductores de fase en tal forma que obre como cable de guarda.
- Para líneas primarias en zonas rurales, el neutro estará conectado a tierra como máximo cada 1000 metros por medio de varillas cooperweld, de 5 / 8" x 6'.
- La bajante a tierra se hará con alambre de cobre de calibre mínimo 4 AWG, conectado al neutro de la línea mediante conector bimetalico y protegido en su parte inferior con tubo conduit metálico de 1/2", sujetado al poste con cinta band-it.
- Para líneas primarias en zona rural menores de 1000 metros se utilizará bajante en el comienzo y en el final de la línea.



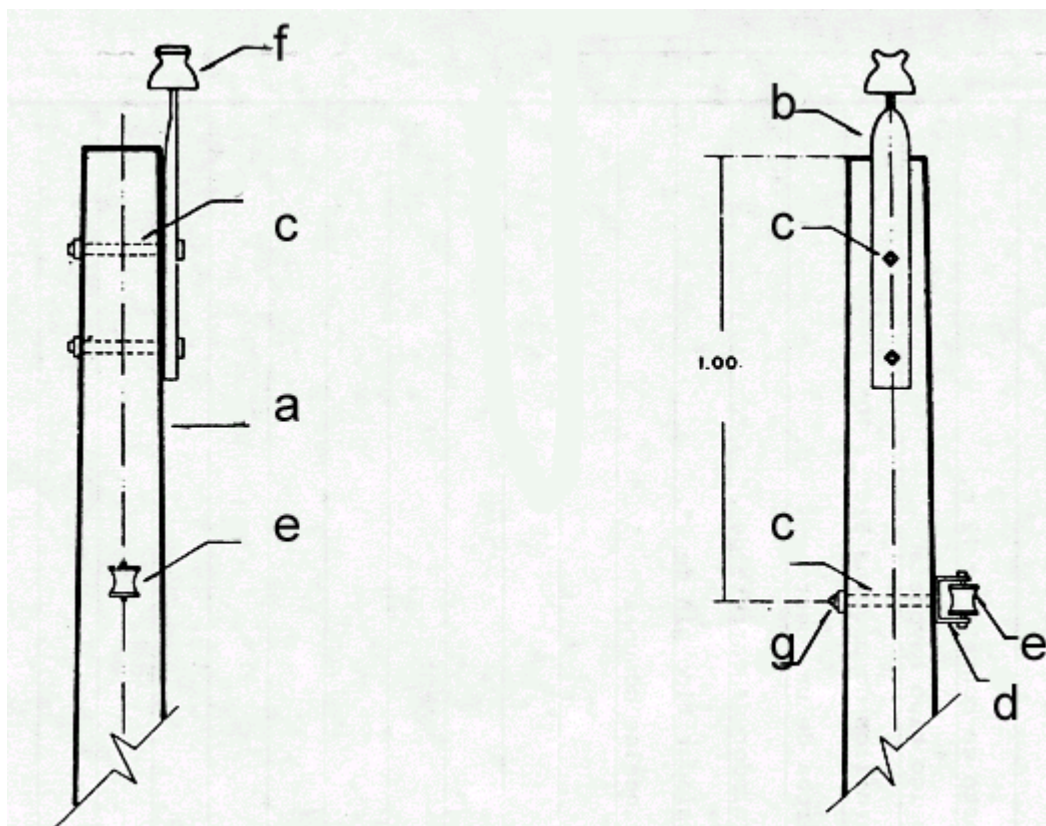
Símbolo	Cantidad	Descripción
a	1	Poste de concreto de 12 m.
b	2	Tornillos de máquina 5/8" x 10".
c	2	Tuercas de ojo de 5/8".
d	2	Grapas de retención para cable ACSR.
e	2	Aisladores de plato de 6".
f	2	Arandelas comunes de 5/8".

FIGURA 8.23. Terminal 2 Hilos f - N. Disposición vertical. Código: 1TV11TO.



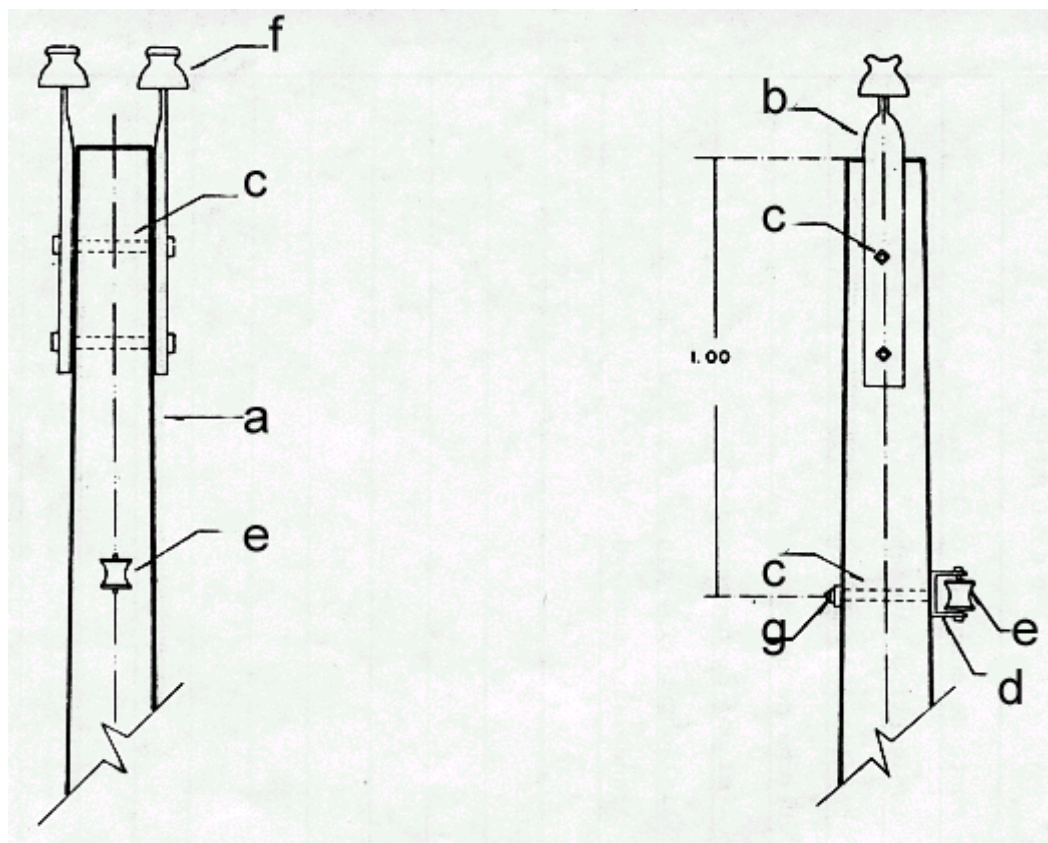
Símbolo	Cantidad	Descripción
a	1	Poste de concreto de 12 m.
b	2	Tornillos espaciadores 5/8" x 10".
c	4	Aisladores de plato de 6".
d	4	Tuercas de ojo de 5/8".
e	4	Grapas de retención para cable ACSR.

FIGURA 8.24. Retención 2 Hilos f - N. Disposición vertical. Código: 1TV11RO.



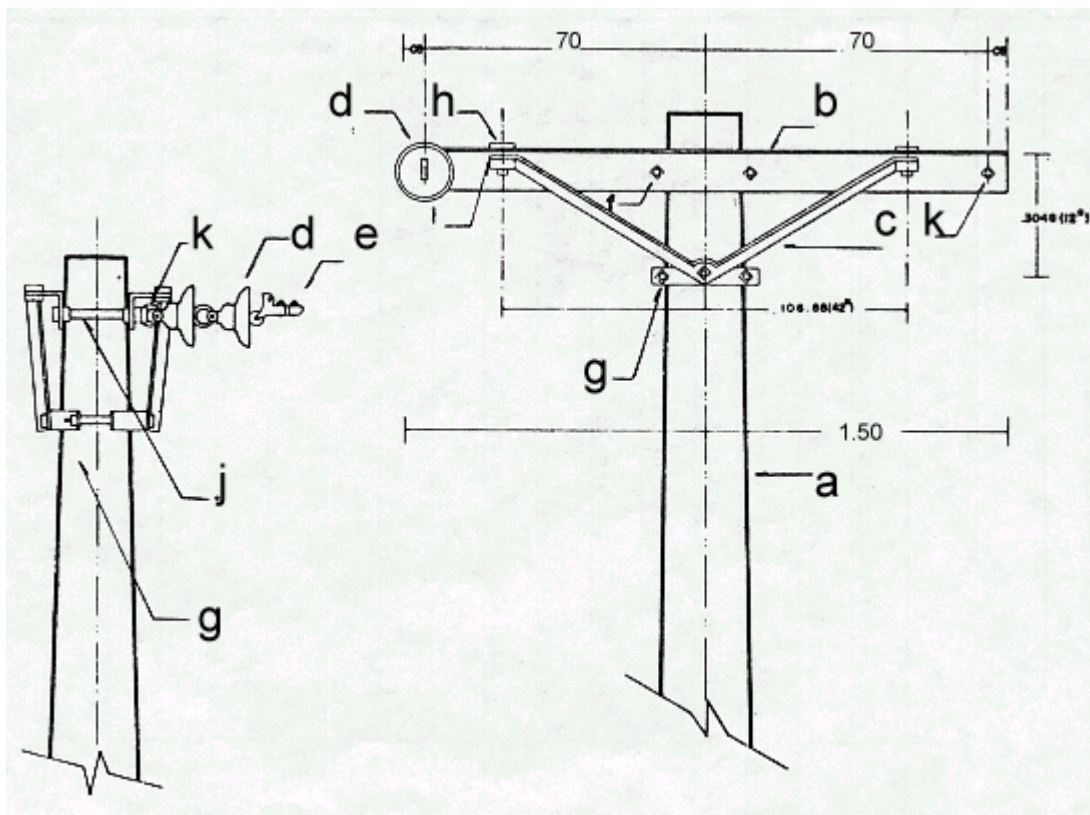
Símbolo	Cantidad	Descripción
a	1	Poste de concreto de 12 m.
b	1	Espigo tipo bayoneta.
c	3	Tornillos de máquina 5/8 x 10".
d	1	Percha de un puesto.
e	1	Aislador de carrete de 3".
f	1	Aislador tipo pin de 6".
g	3	Arandelas comunes de 5/8".

FIGURA 8.25. Suspensión 2 Hilos f - N. Disposición vertical. Código: 11TV11PO.



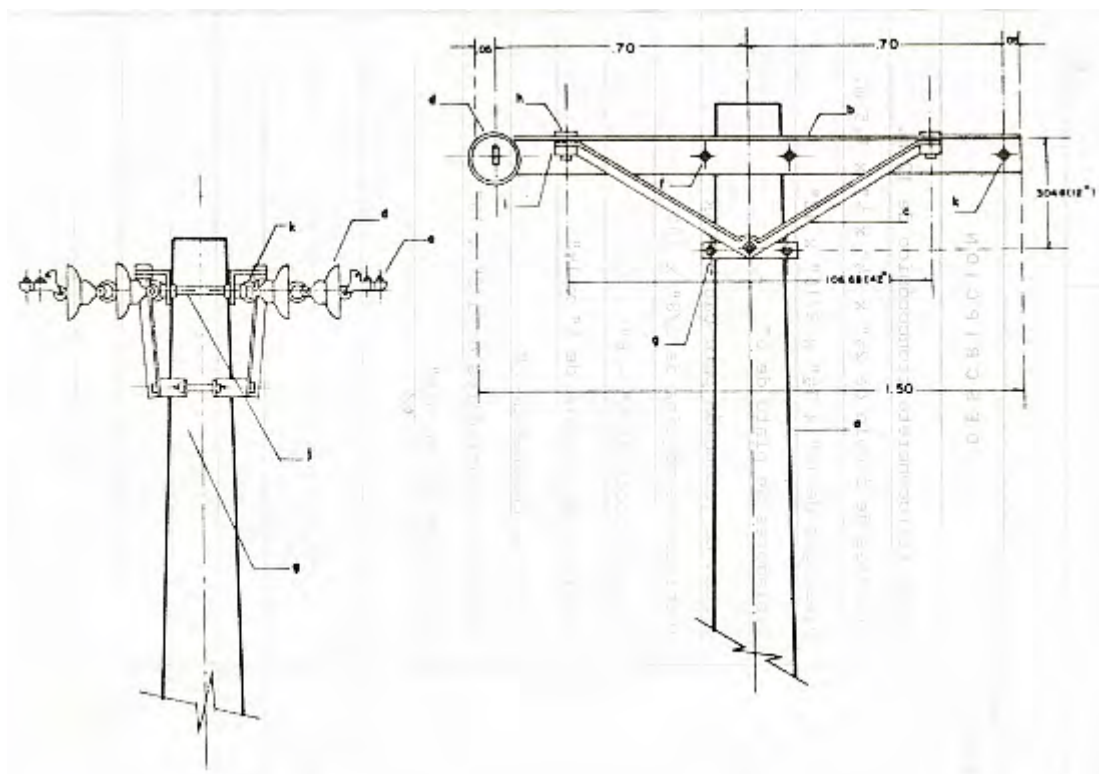
Símbolo	Cantidad	Descripción
a	1	Poste de concreto de 12 m.
b	2	Espigo tipo bayoneta.
c	3	Tornillos de máquina 5/8 x 10".
d	1	Percha de un puesto.
e	1	Aislador de carrete de 3".
f	2	Aislador tipo pin de 6".
g	3	Arandelas comunes de 5/8".

FIGURA 8.26. Doble pin 2 Hilos f - N. Disposición vertical. Código: 1TV11AO.



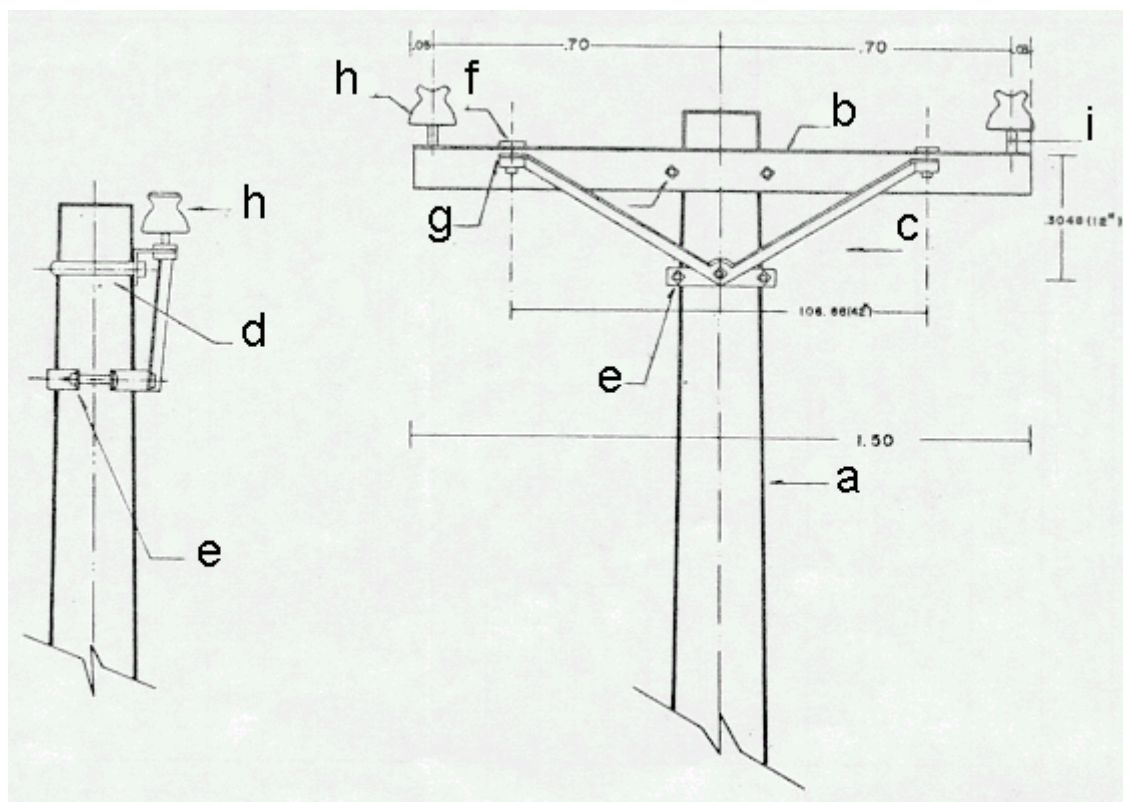
Símbolo	Cantidad	Descripción
a	1	Poste de ferroconcreto trococónico de 12 m.
b	2	Crucetas de ángulos de 2 1/2" x 2 1/2" x 1/4" x 1.50 m.
c	2	Pieamigos de 1 1/2" x 1 1/2" x 3/16" x 42".
d	2	Aisladores de plato 6".
e	2	Grapas de retención para cables de ACSR.
f	2	Tornillos de máquina de 5/8" x 10".
g	1	Collarín doble 5" - 6".
h	4	Tornillos de máquina de 1/2" x 1 1/2".
i	4	Arandelas comunes de 5/8".
j	2	Tornillos espaciadores de 5/8" x 10".
k	2	Tuercas de ojo de 5/8".

FIGURA 8.27. Terminal 2 Hilos f - N. Cruceta al centro. Código:. 1TC11TO.



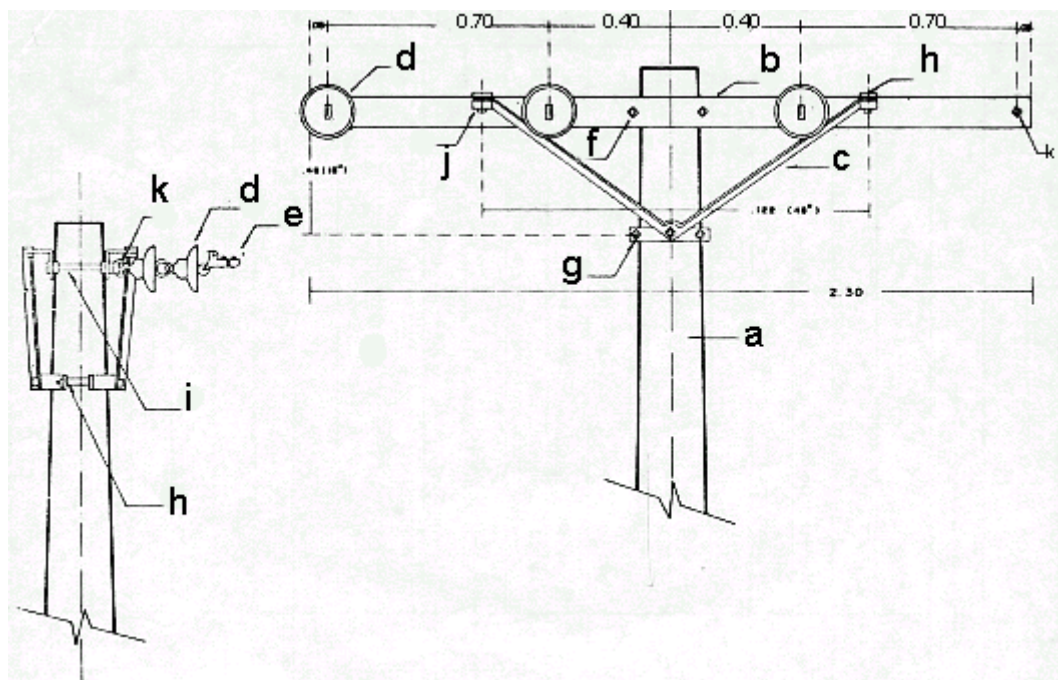
Símbolo	Cantidad	Descripción
a	1	Poste de ferroconcreto trococónico de 12 m.
b	2	Crucetas de ángulo de $2\frac{1}{2}'' \times 2\frac{1}{2}'' \times \frac{1}{4}'' \times 1.50$ m.
c	2	Pieamigos de $1\frac{1}{2}'' \times 1\frac{1}{2}'' \times \frac{3}{16}'' \times 42''$.
d	4	Aisladores de plato 6".
e	4	Grapas de retención para cables de ACSR.
f	2	Tornillos de máquina de $\frac{5}{8}'' \times 10''$.
g	1	Collarín doble 5" - 6".
h	4	Tornillos de máquina de $\frac{1}{2}'' \times 1\frac{1}{2}''$.
i	4	Arandelas comunes de $\frac{5}{8}''$.
j	2	Tornillos espaciadores de $\frac{5}{8}'' \times 10''$.
k	4	Tuercas de ojo de $\frac{5}{8}''$.

FIGURA 8.28. Retención 2 Hilos f - N. Cruceta al centro. Código: 1TCIITO.



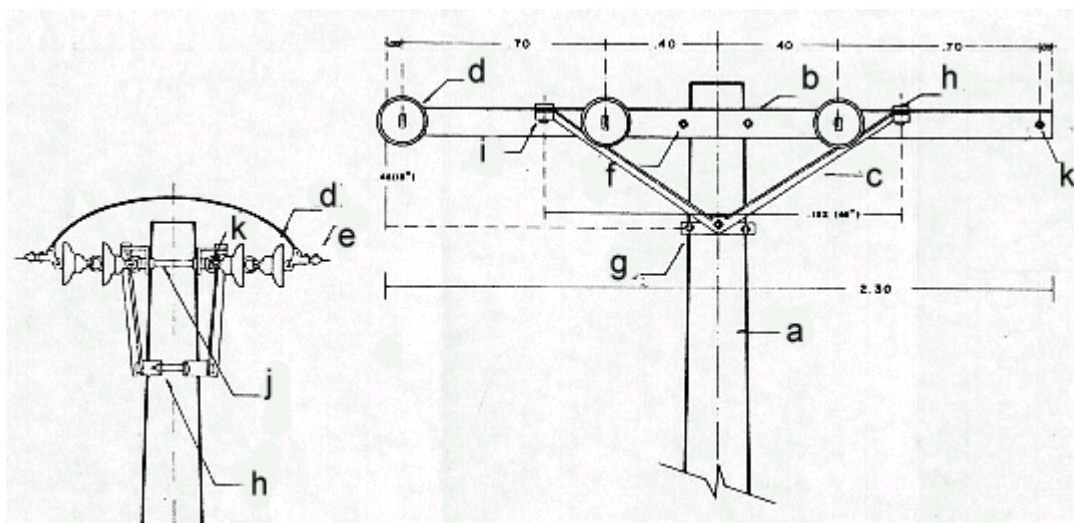
Símbolo	Cantidad	Descripción
a	1	Poste de ferroconcreto trococónico de 12 m.
b	1	Crucetas de ángulo de 2 1/2" x 2 1/2" x 1/4" x 1.50 m.
c	1	Pieamigo de 1 1/2" x 1 1/2" x 3/16" x 42".
d	1	U de hierro de 5/8" x 18 cm.
e	1	Collarín sencillo 5" - 6".
f	2	Tornillos de máquina de 1/2" x 1 1/2".
g	2	Arandelas comunes de 1/2".
h	2	Aisladores tipo pin de 6".
i	2	Espigos rectos de 5/8" x 1 1/2" x 7 1/2" para cruceta metálica.

FIGURA 8.29. Suspensión 2 hilos f - N. Cruceta al centro. Código: 1TCO2PO.



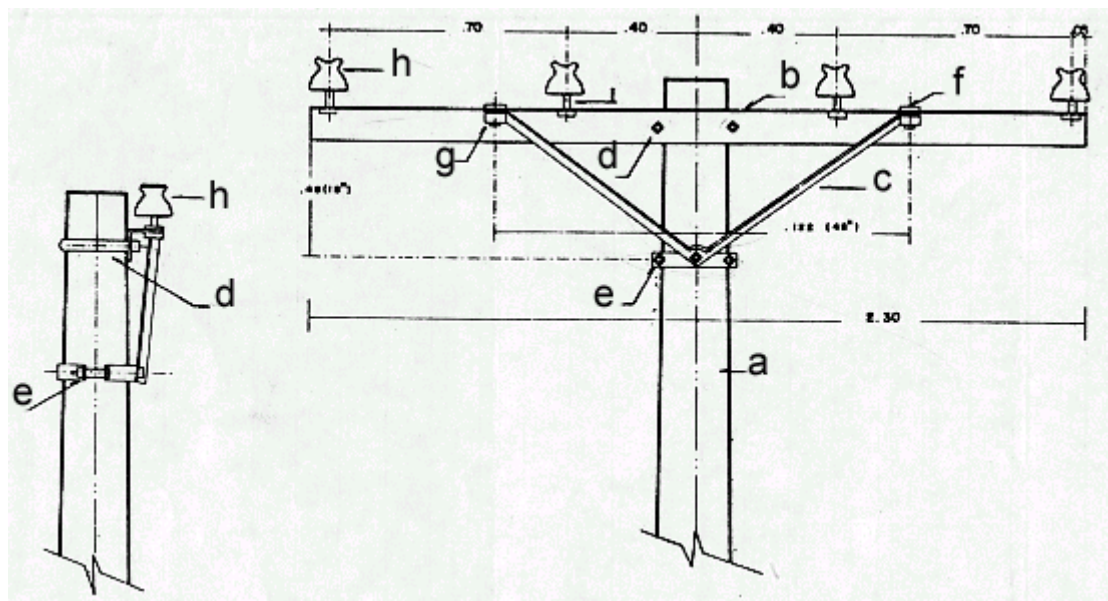
Símbolo	Cantidad	Descripción
a	1	Poste de ferroconcreto trococónico de 12 m.
b	2	Crucetas de ángulo de $2\frac{1}{2}'' \times 2\frac{1}{2}'' \times \frac{1}{4}'' \times 2.30$ m.
c	2	Pieamigo de $1\frac{1}{2}'' \times 1\frac{1}{2}'' \times \frac{3}{16}'' \times 48''$.
d	6	Aisladores de plato 6".
e	4	Grapas de retención para cables de ACSR.
f	2	Tornillos de máquina de $\frac{5}{8}'' \times 10''$.
g	1	Collarín doble 5" - 6".
h	4	Tornillos de máquina de $\frac{1}{2}'' \times 1\frac{1}{2}''$.
i	4	Tornillos espaciadores de $\frac{5}{8}'' \times 10''$.
j	4	Arandelas de $\frac{1}{2}''$.
k	4	Tuercas de ojo de $\frac{5}{8}''$.

FIGURA 8.30. Terminal 4 hilos. Cruceta al centro. Código: 1TCI3TO.



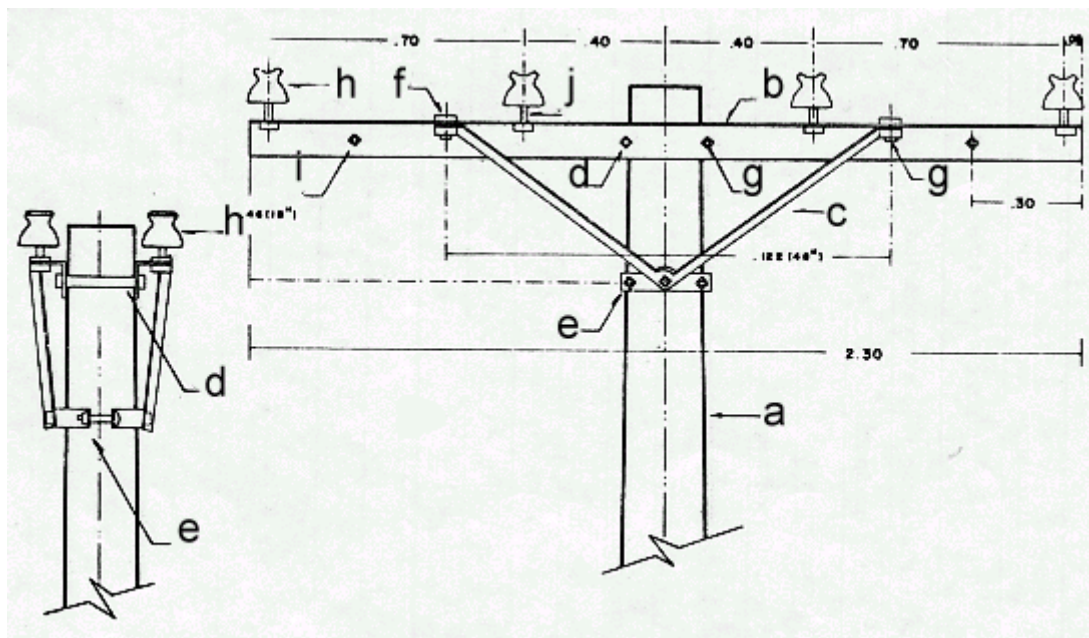
Símbolo	Cantidad	Descripción
a	1	Poste de ferroconcreto trococónico de 12 m.
b	2	Crucetas de ángulo de 2 1/2" x 2 1/2" x 1/4" x 2.30 m.
c	2	Pieamigos de 1 1/2" x 1 1/2" x 3/16" x 48".
d	12	Aisladores de plato 6".
e	8	Grapas de retención para cables de ACSR.
f	2	Tornillos de máquina de 5/8" x 10".
g	1	Collarín doble 5" - 6".
h	4	Tornillos de máquina de 1/2" x 1 1/2".
i	4	Arandelas de 1/2".
j	4	Tornillos espaciadores de 5/8" x 10".
k	8	Tuercas de ojo de 5/8".

FIGURA 8.31. Terminal 4 Hilos. Cruceta al centro. Código: 1TC13RO.



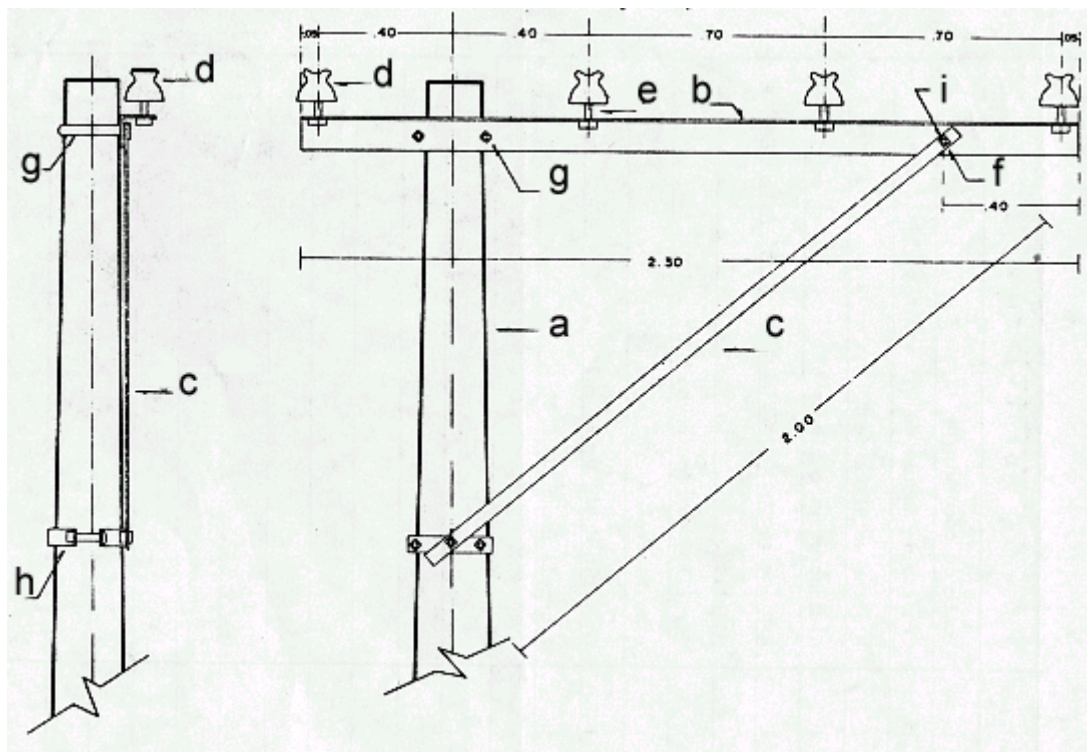
Símbolo	Cantidad	Descripción
a	1	Poste de ferroconcreto trococónico de 12 m.
b	1	Crucetas de ángulo de $2\frac{1}{2}'' \times 2\frac{1}{2}'' \times \frac{1}{4}'' \times 2.30$ m.
c	1	Pieamigo de $1\frac{1}{2}'' \times 1\frac{1}{2}'' \times \frac{3}{16}'' \times 48''$.
d	1	U de hierro de $\frac{5}{8}'' \times 10$ cm.
e	1	Collarín sencillo 5" - 6".
f	2	Tornillos de máquina de $\frac{1}{2}'' \times 14''$.
g	2	Arandelas de $\frac{1}{2}''$.
h	4	Aisladores tipo pin de 6".
i	4	Espigos rectos de $\frac{5}{8}'' \times 1\frac{1}{4}'' \times 7\frac{1}{2}''$ para cruceta metálica.

FIGURA 8.32. Suspensión 4 Hilos. Cruceta al centro. Código: 1TC13PO.



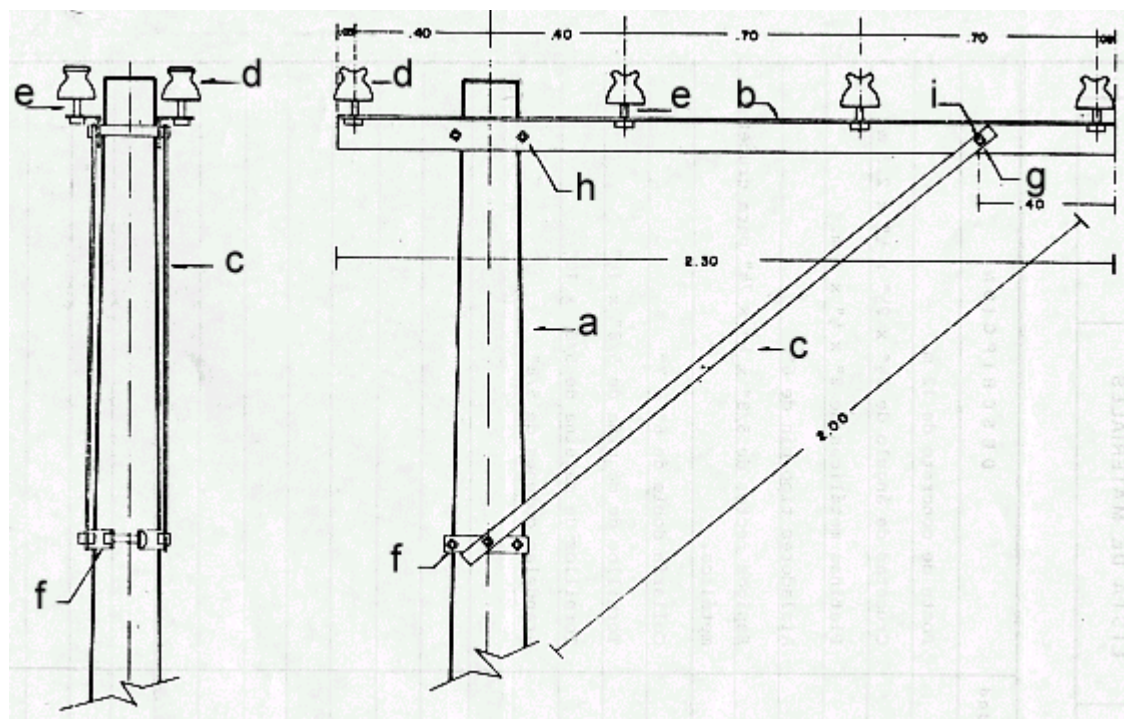
Símbolo	Cantidad	Descripción
a	1	Poste de ferroconcreto trococónico de 12 m.
b	2	Crucetas de ángulo de 2 1/2" x 2 1/2" x 1/4" x 2.30 m.
c	2	Pieamigo de 1 1/2" x 1 1/2" x 3/16" x 48".
d	2	Tornillos de máquina de 5/8" x 10".
e	1	Collarín doble 5" - 6".
f	4	Tornillos de máquina de 1/2" x 1 1/2".
g	4	Arandelas de 1/2".
h	8	Aislador tipo pin de 6".
i	2	Tornillos espaciadores de 5/8" x 10".
j	8	Espigos rectos de 5/8" x 1 1/2" x 7 1/2" para cruceta metálica.

FIGURA 8.33. Doble pin 4 Hilos. Cruceta al centro. Código: 1TC13AO.



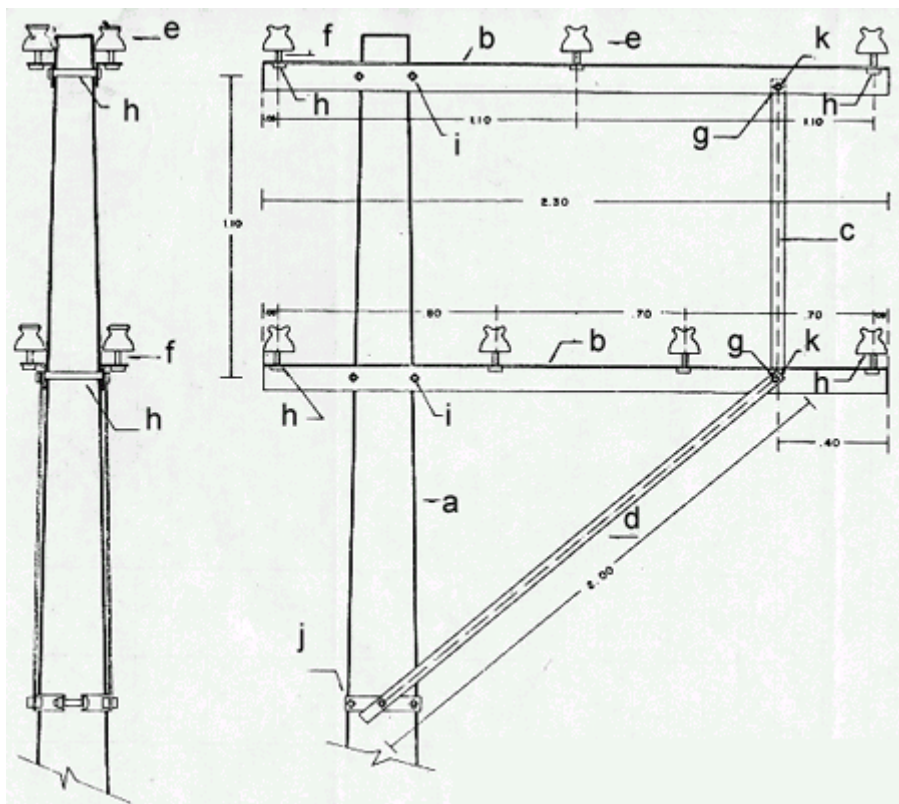
Símbolo	Cantidad	Descripción
a	1	Poste de concreto de 12 m.
b	1	Cruceta de ángulo de $2\frac{1}{2}'' \times 2\frac{1}{2}'' \times \frac{1}{4}'' \times 2.30$ m.
c	1	Platina metálica de $2'' \times \frac{1}{2}'' \times 2$ m.
d	4	Aislador tipo pin de 6".
e	4	Espigos rectos de $\frac{5}{8}'' \times 1\frac{1}{2}'' \times 7\frac{1}{2}''$ para cruceta metálica.
f	1	Tornillos de máquina de $\frac{5}{8}'' \times 1\frac{1}{2}''$.
g	1	U de hierro de $\frac{5}{8}'' \times 18$ cm.
h	1	CollarínCollarín doble de 6" - 7".
i	1	Arandela común de $\frac{5}{8}''$.

FIGURA 8.34. Suspensión 4 Hilos. Disposición lateral. Código: 1TL13PO.



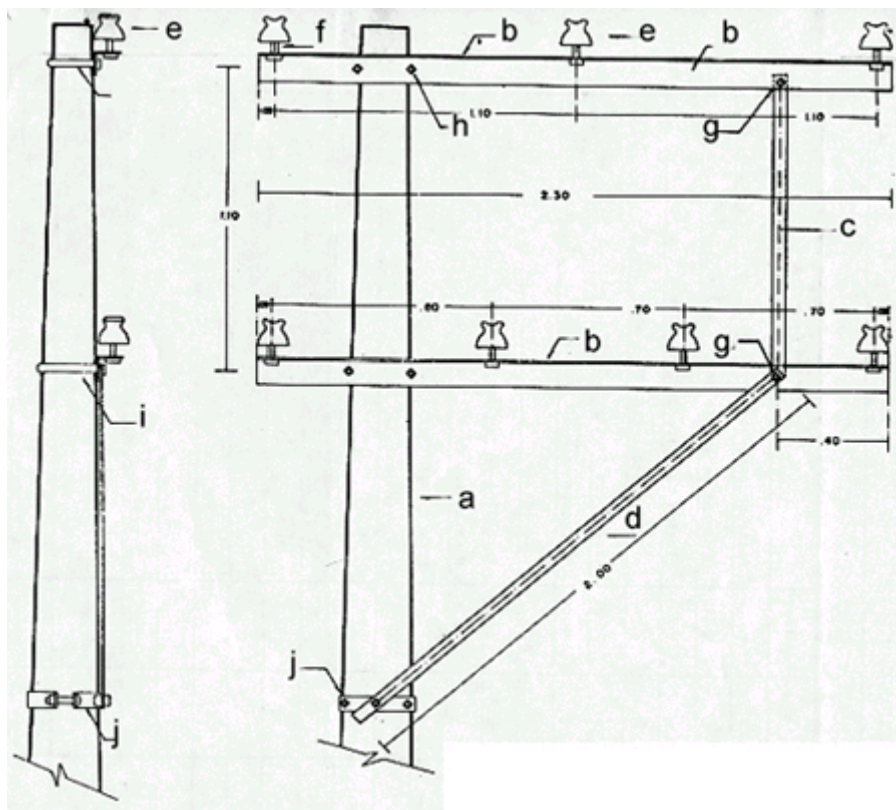
Símbolo	Cantidad	Descripción
a	1	Poste de concreto de 12 m.
b	2	Crucetas de ángulo de 2 1/2" x 2 1/2" x 1/4" x 2.30 m.
c	2	Platinas metálicas de 2" x 1/2" x 2 m.
d	8	Aislador tipo pin de 6".
e	8	Espigos rectos de 5/8" x 1 1/2" x 7 1/2" para cruceta metálica.
f	1	Collarín doble de 6" - 7".
g	2	Tornillos de máquina de 5/8" x 1 1/2".
h	2	Tornillos de máquina de 5/8" x 10".
i	2	Arandela común de 5/8".

FIGURA 8.35. Suspensión doble 4 Hilos. Disposición lateral. Código: 1TL13AO.



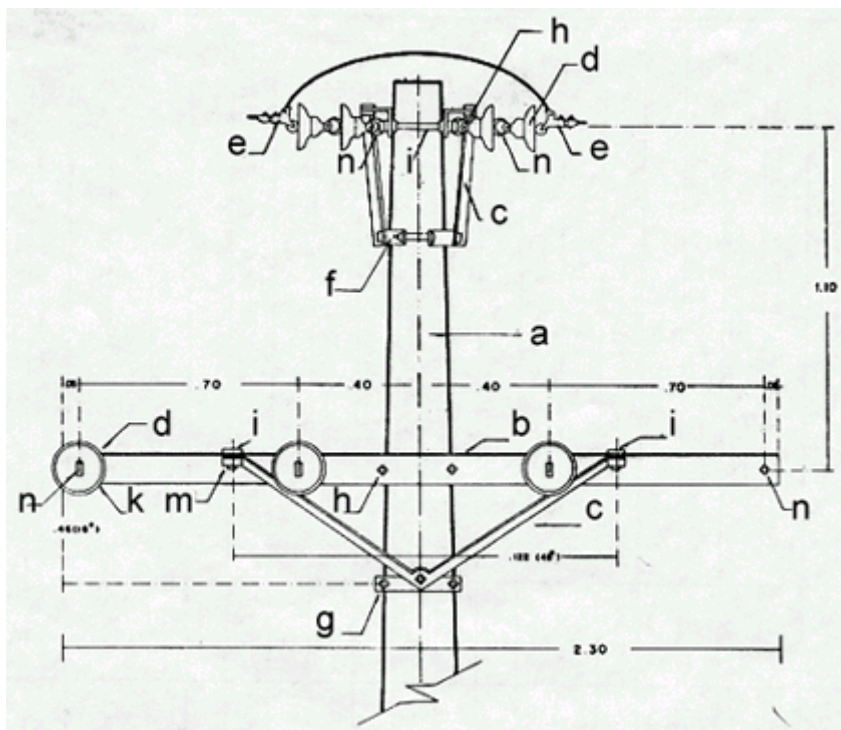
Símbolo	Cantidad	Descripción
a	1	Poste de concreto de 12 m.
b	4	Crucetas de ángulo de 2 1/2" x 2 1/2" x 1/4" x 2.30 m.
c	2	Platinas de 2" x 1/2" x 1.1 m.
d	2	Platinas de 2" x 1/2" x 2.0 m.
e	14	Aisladores tipo pin de 6".
f	14	Espigos rectos de 5/8" x 1 1/2" x 7 1/2" para cruceta metálica.
g	4	Tornillos de máquina de 5/8" x 1 1/2".
h	4	Tornillos de espaciadores de 5/8" x 10".
i	4	Tornillos de máquina de 5/8" x 10".
j	1	Collarín doble de 7" - 8".
k	4	Arandela común de 5/8".

FIGURA 8.36. Suspensión doble pin 4 Hilos. Disposición lateral. Doble circuito. Código:1TL13AO.+ 1TL13AP



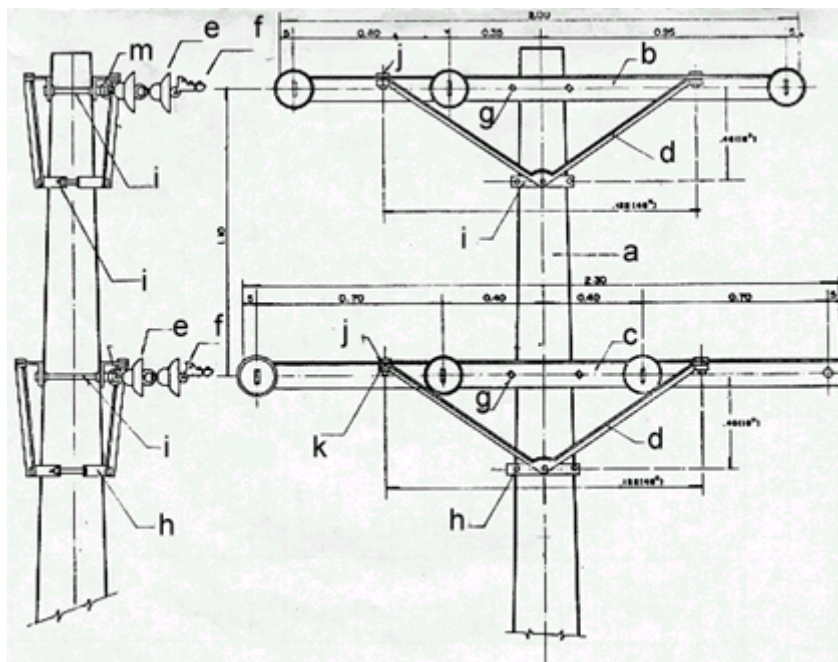
Símbolo	Cantidad	Descripción
a	1	Poste de concreto de 12 m.
b	2	Crucetas de ángulo de 2 1/2" x 2 1/2" x 1/4" x 2.30 m.
c	1	Platinas metálica de 2" x 1/2" x 1.1 m.
d	1	Platina metálica de 2" x 1/2" x 2.0 m.
e	7	Aisladores tipo pin de 6".
f	7	Espigos rectos de 5/8" x 1 1/2" x 7 1/2" para cruceta metálica.
g	2	Tornillos de máquina de 5/8" x 1 1/2".
h	1	U de hierro de 5/8" x 18 cm.
i	1	U de hierro de 5/8" x 22 cm.
j	1	Collarín doble de 7" - 8".
k	2	Arandela común de 5/8".

FIGURA 8.37. Suspensión doble circuito. Disposición lateral. Código: 1TL13PO + 1TL13PP.



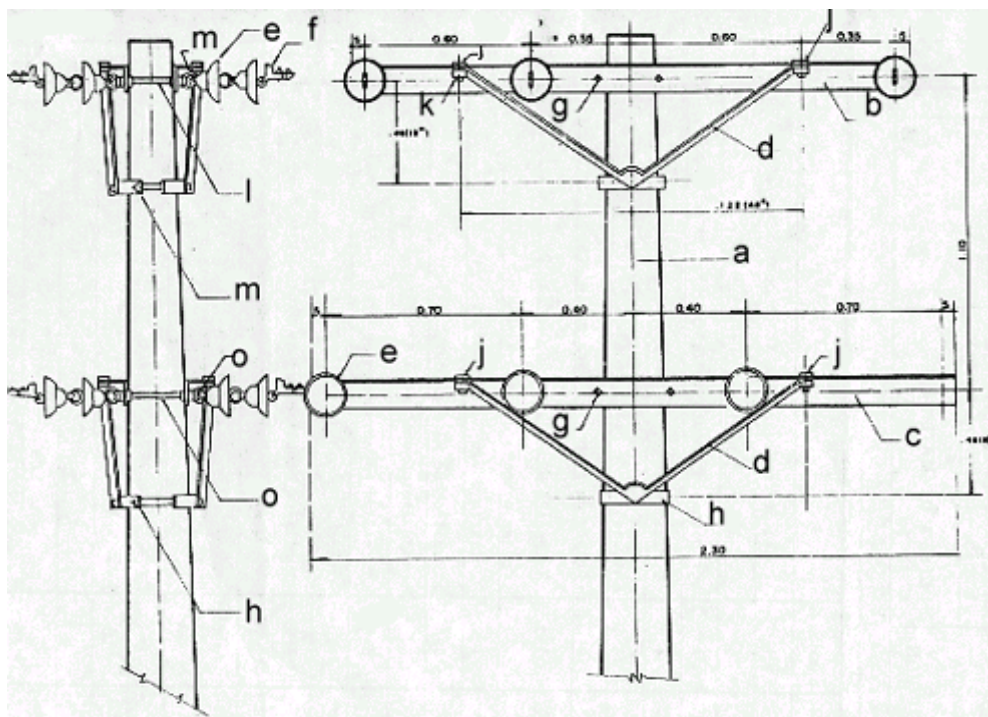
Símbolo	Cantidad	Descripción
a	1	Poste de ferroconcreto troncocónico de 12 m.
b	4	Crucetas de ángulo de $2\frac{1}{2}'' \times 2\frac{1}{2}'' \times \frac{1}{4}'' \times 2.30$ m.
c	4	Pieamigos de $1\frac{1}{2}'' \times 1\frac{1}{2}'' \times \frac{3}{16}'' \times 48''$.
d	18	Aisladores de plato 6".
e	12	Grapas de retención para cable ACSR.
f	1	Collarín doble de 5" - 6".
g	1	Collarín doble de 6" - 7".
h	4	Tornillos de máquina de $\frac{5}{8}'' \times 10''$.
i	8	Tornillos de máquina de $\frac{1}{2}'' \times 1\frac{1}{2}''$.
j	4	Tornillos espaciadores de $\frac{5}{8}'' \times 12''$.
k	4	Tornillos espaciadores de $\frac{5}{8}'' \times 10''$.
l	8	Arandelas comunes de $\frac{1}{2}''$.
m	12	Argollas o tuercas de ojo de $\frac{5}{8}''$.

FIGURA 8.38. Retención con amarre 4 Hilos. Cruceta al centro. Código 1TC13RO + 1TC13RP.



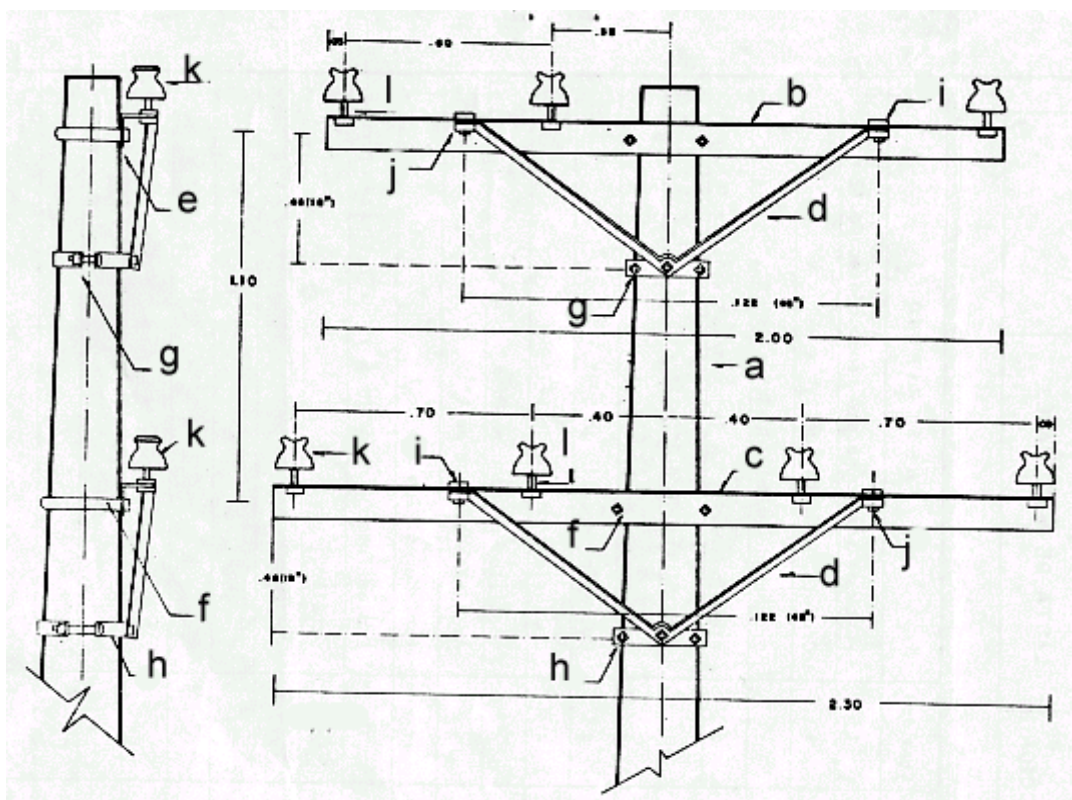
Símbolo	Cantidad	Descripción
a	1	Poste de ferroconcreto troncocónico de 12 m.
b	2	Crucetas de ángulo de 2 1/2" x 2 1/2" x 1/4" x 2.00 m.
c	2	Crucetas de ángulo de 2 1/2" x 2 1/2" x 1/4" x 2.30 m.
d	4	Pieamigos de 1 1/2" x 1 1/2" x 3/16" x 48".
e	12	Aisladores de plato 6".
f	7	Grapas de retención para cable ACSR.
g	2	Tornillos de máquina de 5/8" x 10".
h	1	Collarín doble de 6" - 7".
i	1	Collarín doble de 5" - 6".
j	8	Tornillos de máquina de 1/2" x 1 1/2".
k	12	Arandelas comunes de 1/2".
l	7	Tornillos espaciadores de 5/8" x 12".
m	7	Tuercas de ojo de 5/8".

FIGURA 8.39. Terminal doble. Circuito horizontal. Cruceta al centro. Código: 1TC13TO + 1TC13TP.



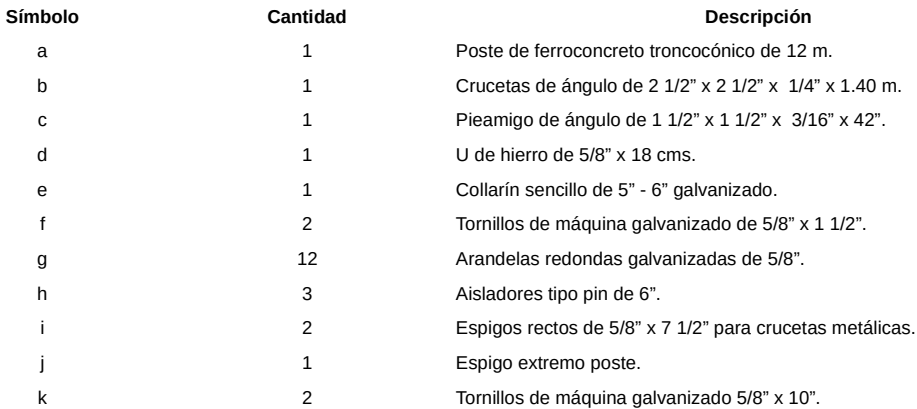
Símbolo	Cantidad	Descripción
a	1	Poste de ferroconcreto troncocónico de 12 m.
b	2	Crucetas de ángulo de 2 1/2" x 2 1/2" x 1/4" x 2.00 m.
c	2	Crucetas de ángulo de 2 1/2" x 2 1/2" x 1/4" x 2.30 m.
d	4	Pieamigos de 1 1/2" x 1 1/2" x 3/16" x 48".
e	24	Aisladores de plato 6".
f	14	Grapas de retención para cable ACSR.
g	4	Tornillos de máquina de 5/8" x 10".
h	1	Collarín doble de 6" - 7".
i	1	Collarín doble de 5" - 6".
j	8	Tornillos de máquina de 1/2" x 1 1/2".
k	8	Arandelas comunes de 5/8".
l	3	Tornillos espaciadores de 5/8" x 12".
m	14	Tuercas de ojo de 5/8".
n	4	Tornillos espaciadores de 5/8" x 10".

FIGURA 8.40. Retención doble circuito horizontal. Cruceta al centro. Código: 1TC13RO + 1TC13TP + 1TC13TS.

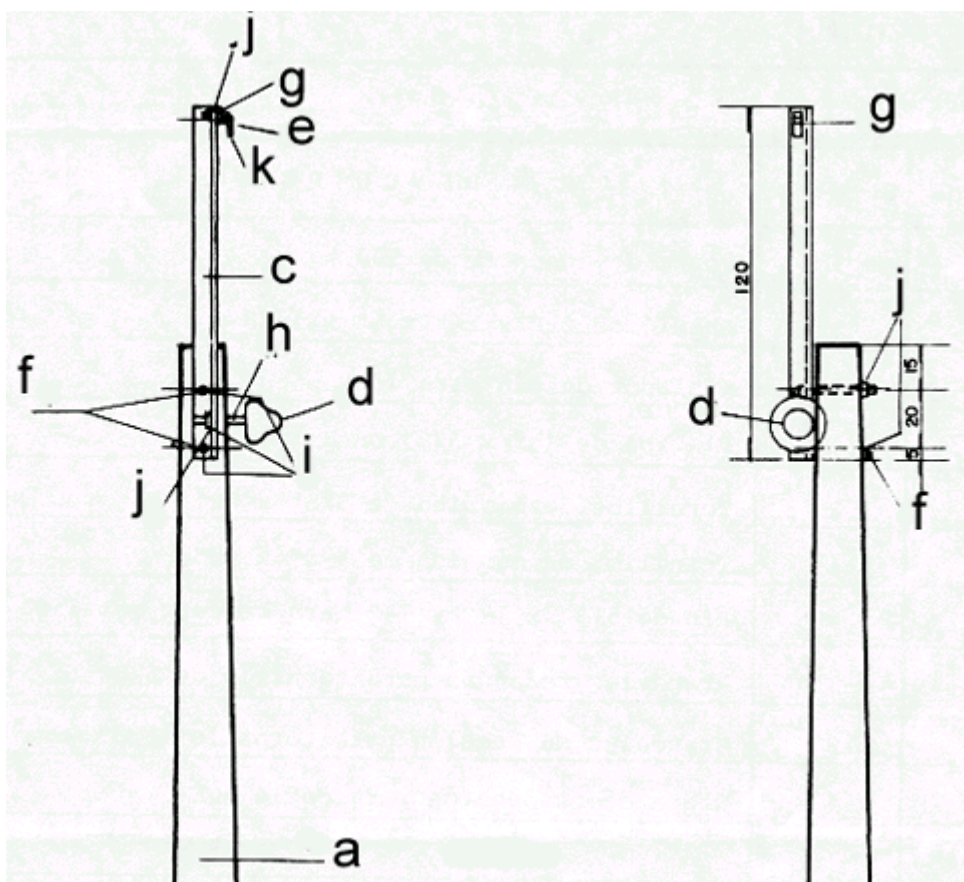


Símbolo	Cantidad	Descripción
a	1	Poste de ferroconcreto troncocónico de 12 m.
b	1	Crucetas de ángulo de 2 1/2" x 2 1/2"x 1/4" x 2.00 m.
c	1	Crucetas de ángulo de 2 1/2" x 2 1/2" x 1/4" x 2.30 m.
d	2	Pieamigos de 1 1/2" x 1 1/2" x 3/16" x 48".
e	1	U de hierro de 5/8" x 18".
f	1	U de hierro de 5/8" x 22".
g	1	Collarín sencillo de 5" - 6".
h	1	Collarín sencillo de 6" - 7".
i	4	Tornillos de máquina de 1/2" x 1 1/2".
j	4	Arandelas comunes de 1/2".
k	7	Aisladores tipo pin 6".
l	7	Espigos rectos de 5/8" x 1 1/2" x 7 1/2" para crucetas metálicas

FIGURA 8.41. Suspensión doble circuito horizontal. Cruceta al centro. Código 1TC13PO + 1TC13PP.

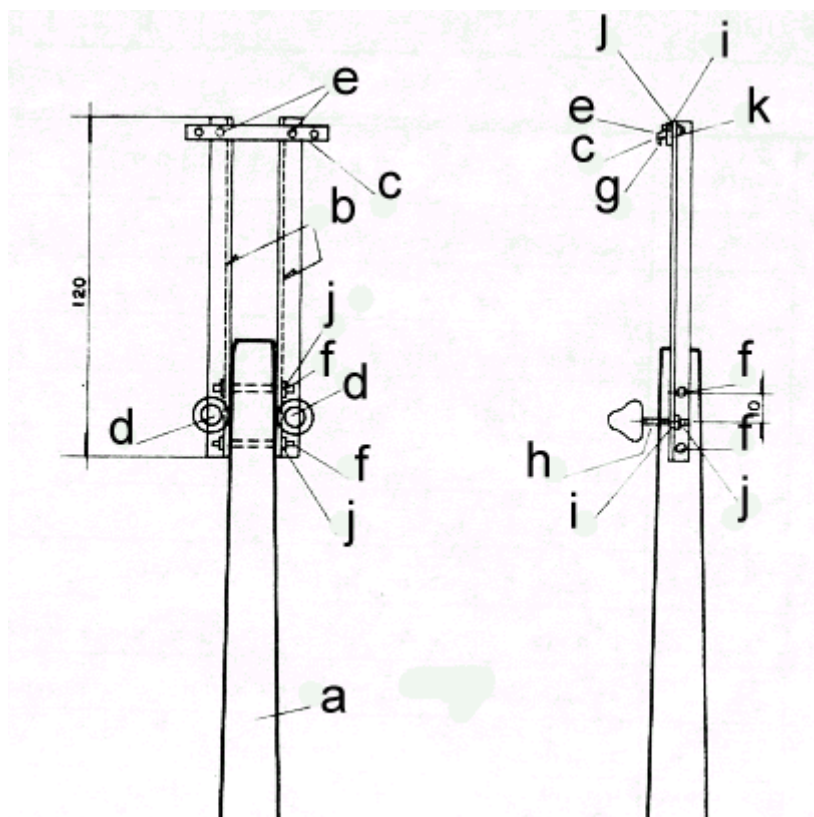


371



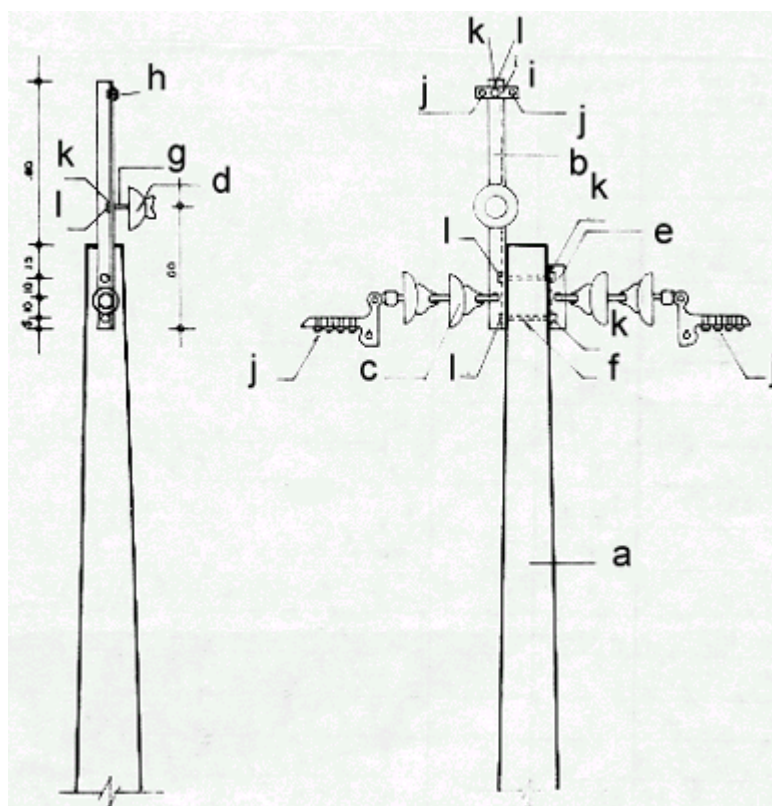
Símbolo	Cantidad	Descripción
a	1	Poste de concreto de 500 kg.
c	1	Ángulo de 2 1/2" x 2 1/2" x 1/4" x 1.2 m.
d	1	Aislador de pin para 15 kV.
e	1	Platina de 1 1/2" x 3/8" en Z.
f	2	Tornillos de máquina de 5/8" x 10".
g	1	Tornillos de máquina de 5/8" x 1 1/2".
h	1	Pín de 5/8" x 1 1/2" x 7 1/2" para cruceta metálica.
i	3	Arandelas redondas para tornillo de 5/8".
j	3	Arandelas de presión para tornillo 5/8".
k	1	Grapa de suspensión para cable ACSR.

FIGURA 8.45. Pin sencillo. Circuito monofásico. Código: 1P-0-2.



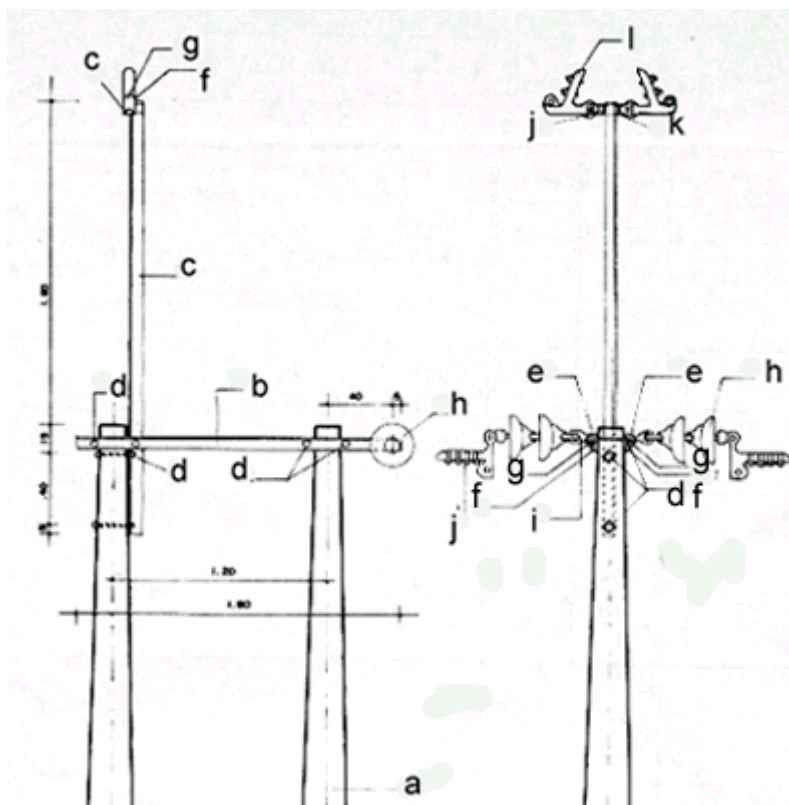
Símbolo	Cantidad	Descripción
a	1	Poste de concreto de 500 kg.
b	2	Ángulos de 2 1/2" x 2 1/2" x 1/4" x 1.20m.
c	1	Platina de 2" x 1/2" x 50 cm.
d	2	Aislador de pin para 15 kV.
e	2	Tornillos de máquina de 5/8" x 1 1/2".
f	2	Tornillos de máquina de 5/8" x 10".
g	2	Grapa de retención para cable ACSR N° 2.
h	2	Pín de 5/8" x 1 1/2" x 7 1/2" para cruceta metálica.
i	7	Arandelas redondas para tornillo de 5/8".
j	5	Arandelas de presión para tornillo 5/8".
k	2	Platinas de 1 1/2" x 3/8" en Z.

FIGURA 8.46. Pin doble. Circuito monofásico. Código: 1DP-0-2.



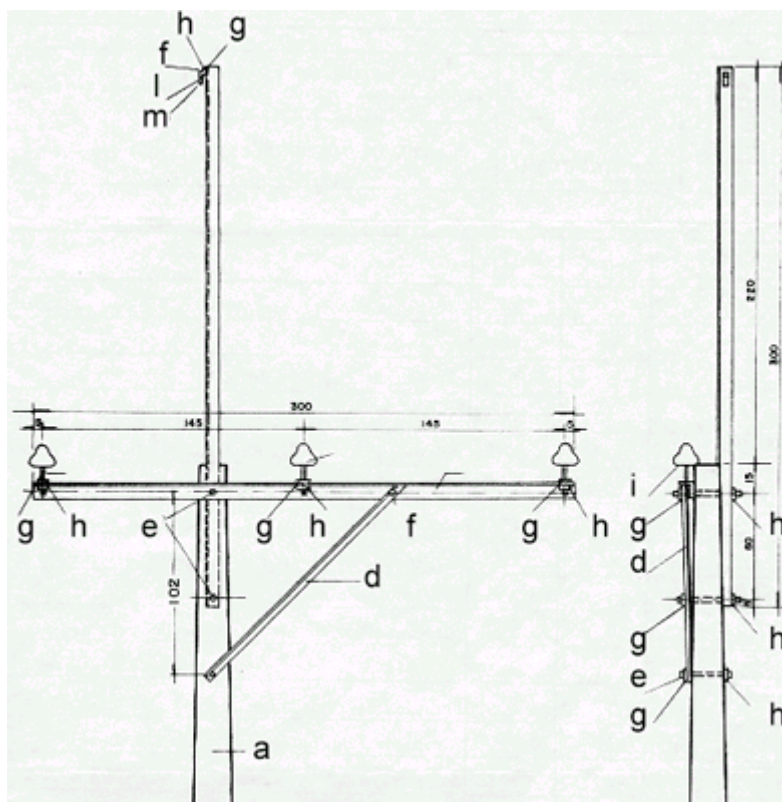
Símbolo	Cantidad	Descripción
a	1	Poste de concreto de 500 kg.
b	1	Ángulo de 2 1/2" x 2 1/2" x 1/4" x 1.20 m.
c	4	Aisladores de plato 6".
d	1	Aislador de pin para 15 kV.
e	1	Ángulo de 2 1/2" x 2 1/2" x 1/4" x 30 cm.
f	2	Tornillos de máquina de 5/8" x 10".
g	1	Pín recto de 5/8" x 1 1/2" x 7 1/2" para cruceta metálica.
h	1	Tornillos de máquina de 5/8" x 1 1/2".
i	1	Platina de 2" x 1/2" x 20 cm.
j	4	Grapa de retención para cable ACSR .
k	4	Arandelas redondas para tornillo de 5/8".
l	4	Arandelas de presión para tornillo 5/8".

FIGURA 8.47. Retención simple. Circuito monofásico. Código 1R-0-2.



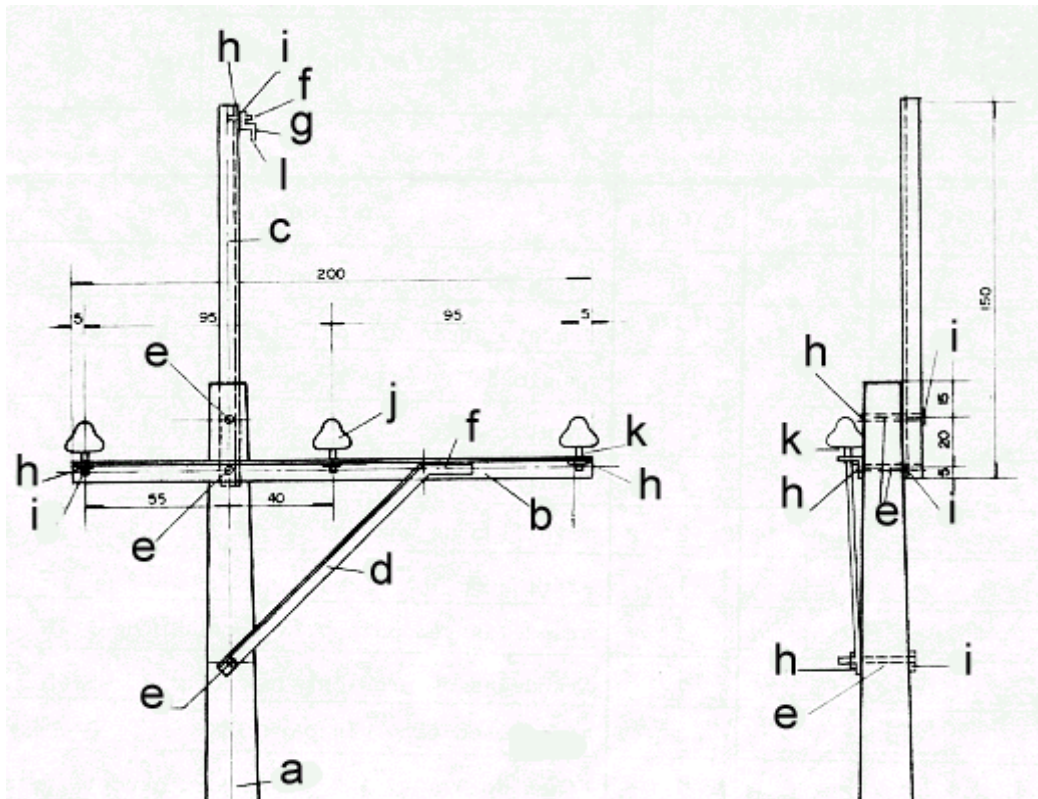
Símbolo	Cantidad	Descripción
a	2	Poste de concreto de 500 kg.
b	2	Crucetas en ángulos de 3" x 3" x 1/4" x 1.30 m.
c	1	Ángulo de 3" x 3" x 1/4" x 2.40 m.
d	6	Tornillos de máquina de 5/8" x 10".
e	3	Tornillos de máquina de 5/8" x 1 1/2".
f	6	Arandelas de presión para tornillo de 5/8".
g	6	Arandelas redondas para tornillo de 5/8".
h	4	Aisladores de plato de 6".
i	1	Torzal doble.
j	4	Grapa de retención para cable ACSR.
k	1	Torzal plana de 1 1/2" x 3/8" x 20 cm.
l	2	Grapa de retención para cable acero.

FIGURA 8.48. H. Retención. Circuito monofásico. 1.8 m. Código 2R-1.8-2.



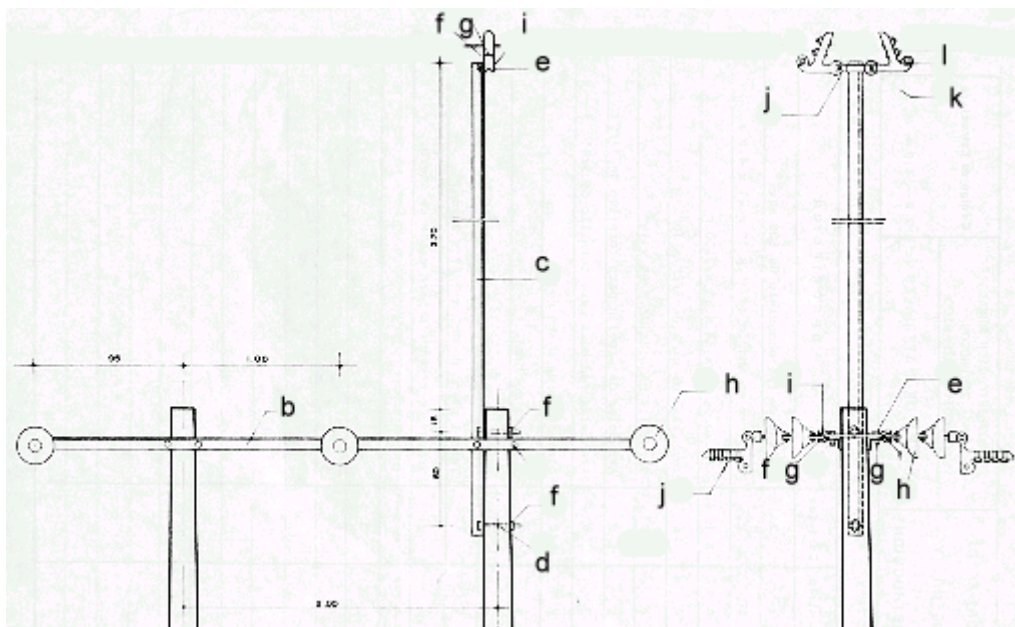
Símbolo	Cantidad	Descripción
a	1	Poste de concreto de 500 kg.
b	1	Cruceta en ángulo de 3" x 3" x 1/4" x 3.0 m.
c	1	Ángulo de 3" x 3" x 1/4" x 2.40 m.
d	1	Ángulo de 2 1/2" x 2 1/2" x 3/16" x 1.50 m.
e	3	Tornillos de máquina de 5/8" x 10".
f	2	Tornillos de máquina de 1/2" x 1 1/2".
g	7	Arandelas redondas para tornillo de 5/8".
h	7	Arandelas de presión para tornillo 5/8".
i	3	Aisladores de pín para 15 kV.
j	3	Pines rectos de 5/8" x 1 1/2" x 7 1/2" para cruceta metálica .
l	1	Platina de 1 1/2" x 3/8" en Z.
m	1	Grapa de suspensión para cable acero.

FIGURA 8.49. Pin sencillo. Circuito trifásico. 3 m. Código: 1P-3.0 -4.



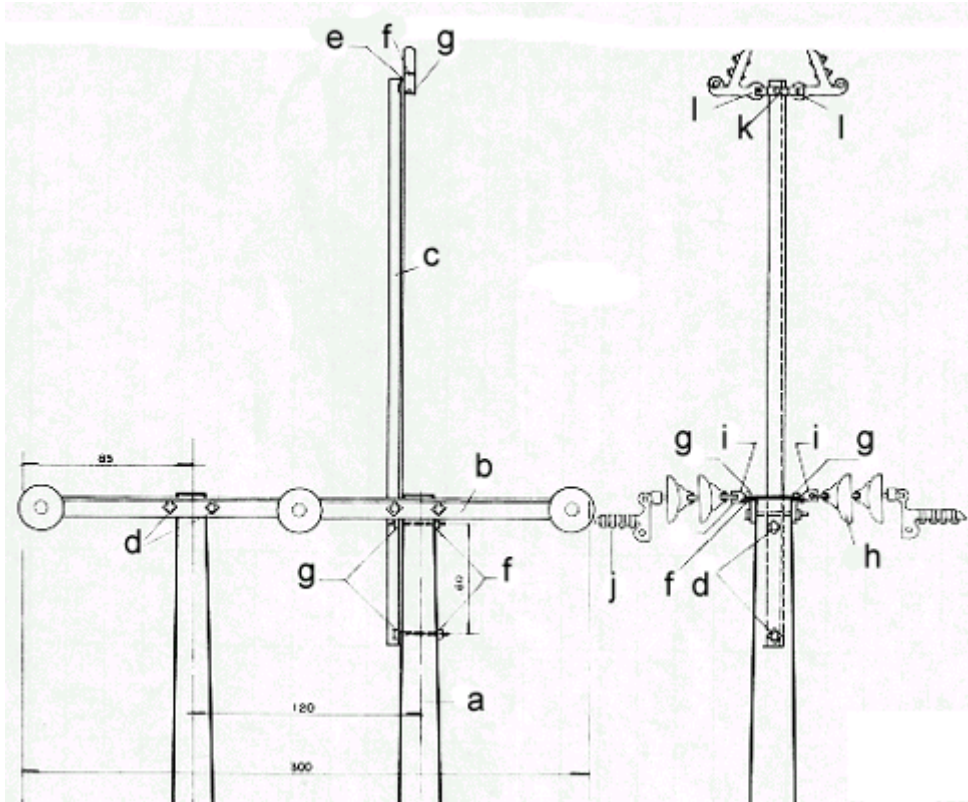
Símbolo	Cantidad	Descripción
a	1	Poste de concreto de 500 kg.
b	1	Cruceta en ángulos de 3" x 3" x 1/4" x 2.0 m.
c	1	Ángulo de 3" x 3" x 1/4" x 1.50 m.
d	1	Ángulo de 2 1/2" x 2 1/2" x 3/16" x 1.20 m.
e	3	Tornillos de máquina de 5/8" x 10".
f	2	Tornillos de máquina de 5/8" x 1 1/2".
g	1	Platina de 1 1/2" x 3/8" en Z.
h	7	Arandelas redondas para tornillo de 5/8".
i	7	Arandelas de presión para tornillo 5/8".
j	3	Aisladores de pín para 15 kV.
k	3	Pines rectos de 5/8" x 1 1/2" x 7 1/2" para cruceta metálica .
l	1	Grapa de suspensión para cable acero.

FIGURA 8.50. Pin sencillo. Circuito trifásico. 2m Código: IP-2.0-4.



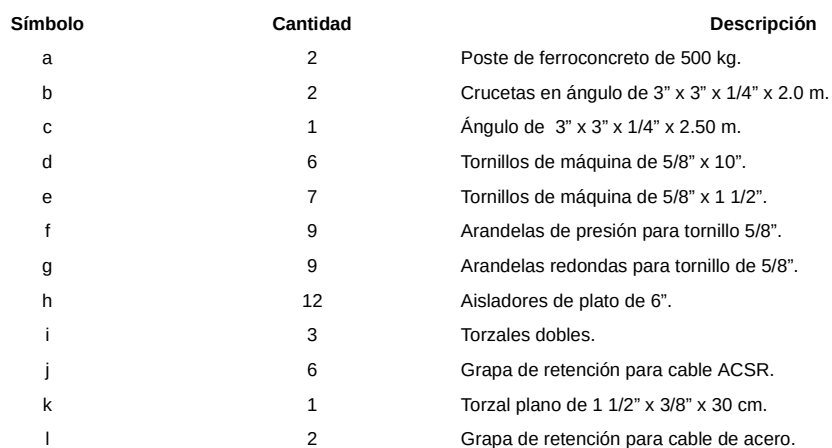
Símbolo	Cantidad	Descripción
a	2	Poste de ferroconcreto de 500 kg.
b	2	Crucetas en ángulo de 3" x 3" x 1/4" x 4.0 m.
c	1	Ángulo de 3" x 3" x 1/4" x 3.50 m.
d	6	Tornillos de máquina de 5/8" x 10".
e	7	Tornillos de máquina de 5/8" x 1 1/2".
f	9	Arandelas de presión para tornillo 5/8".
g	9	Arandelas redondas para tornillo de 5/8".
h	12	Aisladores de plato de 6".
i	3	Torzaes dobles.
j	6	Grapa de retención para cable ACSR.
k	1	Torzal plano de 1 1/2" x 3/8" x 30 cm.
l	2	Grapa de retención para cable de acero.

FIGURA 8.51. H Retención. Circuito trifásico. Código: 2R-4.0-4.

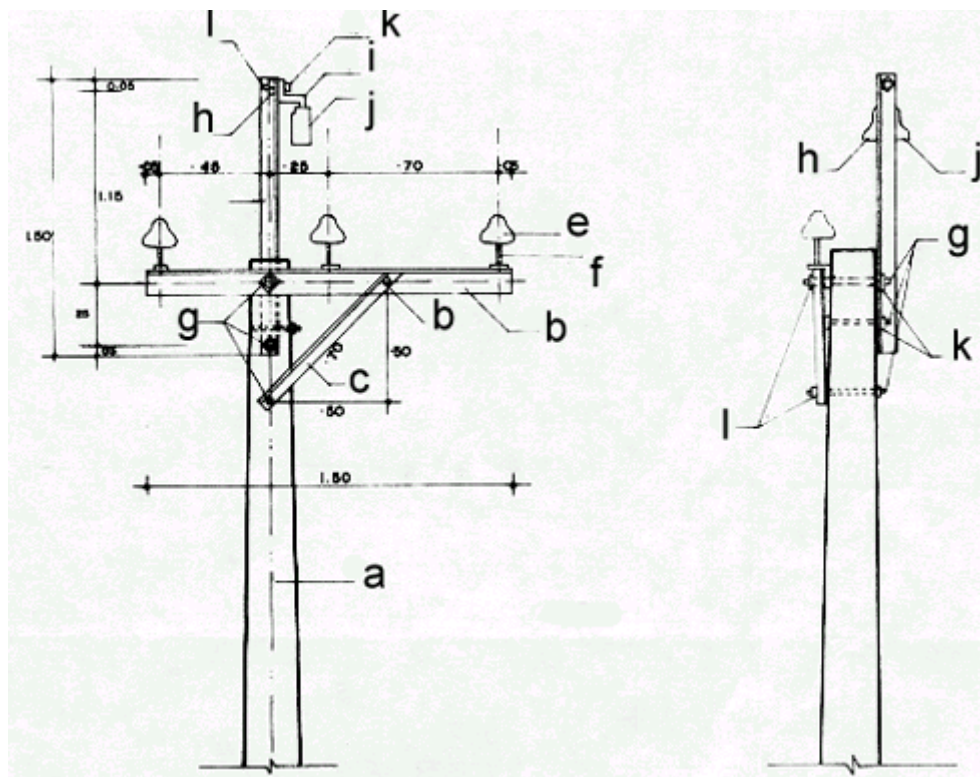


Símbolo	Cantidad	Descripción
a	2	Poste de ferroconcreto de 500 kg.
b	2	Crucetas en ángulo de 3" x 3" x 1/4" x 3.0 m.
c	1	Ángulo de 3" x 3" x 1/4" x 3.0 m.
d	6	Tornillos de máquina de 5/8" x 10".
e	7	Tornillos de máquina de 5/8" x 1 1/2".
f	9	Arandelas de presión para tornillo 5/8".
g	9	Arandelas redondas para tornillo de 5/8".
h	12	Aisladores de plato de 6".
i	3	Torzales dobles.
j	6	Grapa de retención para cable ACSR.
k	1	Torzal plano de 1 1/2" x 3/8" x 30 cm.

FIGURA 8.52. H Retención. Circuito trifásico 3m. Código: ZR-3.0-4.

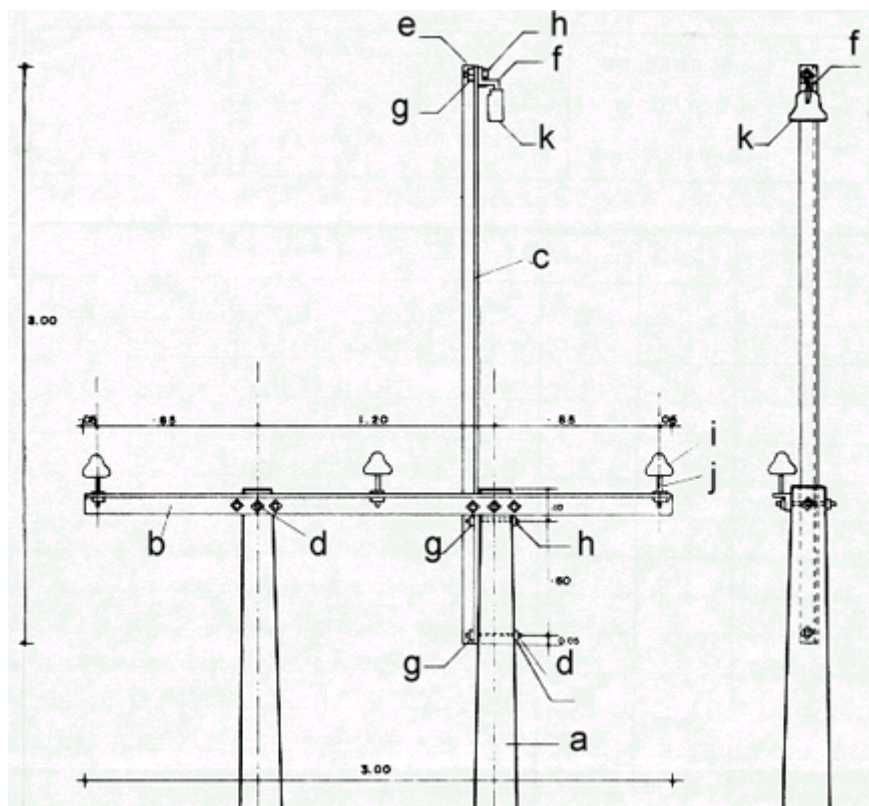


Redes de Distribución de Energía



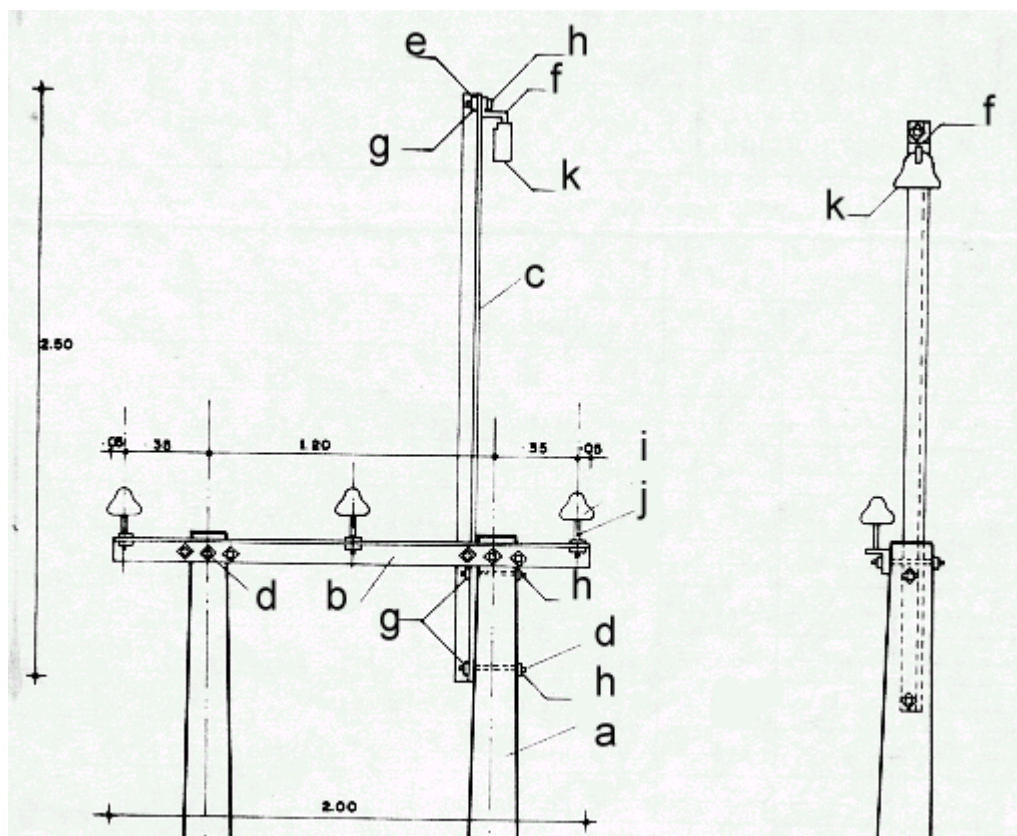
Símbolo	Cantidad	Descripción
a	1	Poste de ferroconcreto de 500 kg.
b	1	Cruceta en ángulos de $2\frac{1}{2}'' \times 2\frac{1}{2}'' \times \frac{1}{4}'' \times 1.5$ m.
c	1	Diagonal en ángulo de $1\frac{1}{2}'' \times 1\frac{1}{2}'' \times \frac{3}{16}'' \times 0.7$ m.
d	1	Bayoneta en ángulo de $2\frac{1}{2}'' \times 2\frac{1}{2}'' \times \frac{1}{4}'' \times 1.5$ m.
e	3	Aisladores de pin para 15 kV..
f	3	Pines para cruceta metálica de $\frac{5}{8}'' \times 1\frac{1}{2}'' \times 7\frac{1}{2}''$.
g	3	Tornillos de máquina de $\frac{5}{8}'' \times 10''$.
h	2	Tornillos de máquina de $\frac{5}{8}'' \times 1\frac{1}{2}''$.
i	1	Platina en 2 de $\frac{1}{2}'' \times \frac{3}{8}''$ ($7.5 \times 6 \times 7.5$ cm).
j	1	Grapa de suspensión para cable de acero.
k	3	Arandelas de presión de $\frac{5}{8}''$.
l	3	Arandelas comunes de $\frac{5}{8}''$.

FIGURA 8.54. Pin sencillo. Circuito trifásico. Código 1P-1.5-4.



Símbolo	Cantidad	Descripción
a	2	Poste de ferroconcreto de 500 kg.
b	1	Cruceta en ángulo de 3" x 3" x 1/4" x 2 m.
c	1	Bayoneta en ángulo de 3" x 3" x 1/4" x 3 m.
d	4	Tornillos de máquina de 5/8" x 10".
e	1	Tornillos de máquina de 5/8" x 1 1/2".
f	1	Z en platina de 1 1/2" x 3/6".
g	3	Arandelas redondas 5/8".
h	3	Arandelas de presión de 5/8".
i	3	Aisladores de pin para 15 kV..
j	3	Pines para cruceta metálica (espigos rectos 5/8"x1 1/2"x71/2").
k	1	Grapa de suspensión para cable de acero.

FIGURA 8.55. H pin. Circuito trifásico. 2 m. Código 2P-3.0-4.



Símbolo	Cantidad	Descripción
a	2	Poste de ferroconcreto de 500 kg
b	1	Cruceta en ángulo de 3" x 3" x 1/4" x 2 m
c	1	Bayoneta en ángulo de 3" x 3" x 1/4" x 2.5 m
d	4	Tornillos de máquina de 5/8" x 10"
e	1	Tornillos de máquina de 5/8" x 1 1/2"
f	1	Z en platina de 1 1/2" x 3/16"
g	3	Arandelas redondas 5/8"
h	3	Arandelas de presión de 5/8"
i	3	Aisladores de pin para 15 kV.
j	3	Pines para cruceta metálica (espigos rectos 5/8"x1 1/2"x71/2")
k	1	Grapa de suspensión para cable de acero

FIGURA 8.56. H pin trifásico 3 m. Código:ITH 13P3. Código 2P-2.0-4.

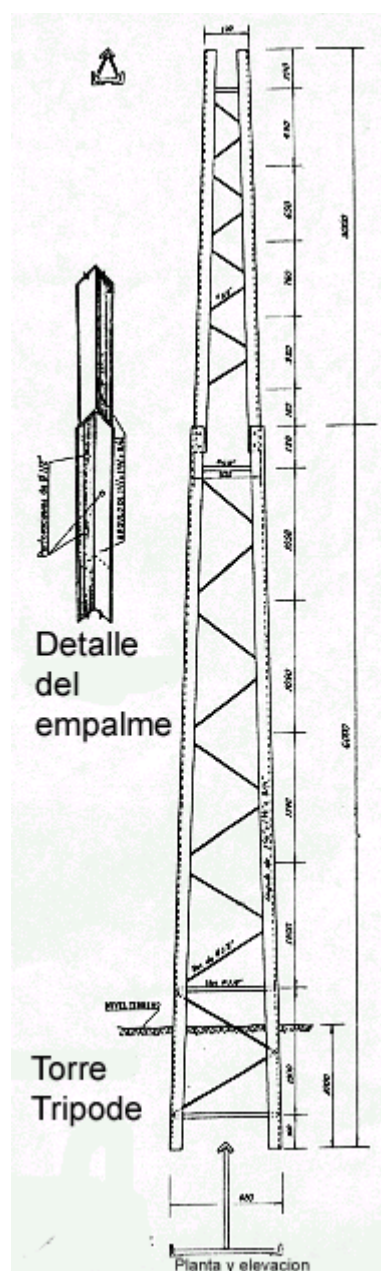


FIGURA 8.57. Torrecilla.

Cálculo de redes primarias subterráneas

-
- 9.1 Generalidades.
 - 9.2 Cables directamente enterrados.
 - 9.3 Cables en ductos subterráneos.
 - 9.4 Radios mínimos de curvatura.
 - 9.5 Instalación de cables subterráneos.
 - 9.6 Forma de cables.
 - 9.7 Aislamientos.
 - 9.8 Selección de cubiertas.
 - 9.9 Trazado de redes subterráneas.
 - 9.10 Metodología para el cálculo de regulación y pérdidas en redes primarias subterráneas.
 - 9.11 Ejemplo.
 - 9.12 Normas técnicas para la construcción.
 - 9.13 Mantenimiento de cables.
 - 9.14 Localización de fallas en cables subterráneos.

9.1 GENERALIDADES

Para seleccionar el tipo de conductor subterráneo en sistemas de distribución primaria es necesario tener en cuenta lo siguiente:

- La disposición más adecuada y económica de la instalación.
- Las condiciones en que va a funcionar la instalación, tales como las relativas a humedad y temperatura, y las relacionadas con la necesidad de proveer los conductores con protecciones mecánicas.
- Las características de la demanda en relación con la densidad de carga y su factor de crecimiento.

Estos factores influyen en las decisiones sobre la ruta de los circuitos y sobre las provisiones que deba contemplar el diseño para ampliaciones futuras.

- Los efectos electromecánicos bajo condiciones de cortocircuito.

La consideración de los aspectos anteriores debe conducir hacia la selección del tipo de construcción más apropiada de los conductores, su conformación y aislamiento.

9.2 CABLES DIRECTAMENTE ENTERRADOS

La determinación del tipo de instalación de los cables de energía es de vital importancia debido a que tiene gran influencia en la capacidad de conducción de corriente, y por ello, es necesario hacer un estudio de las condiciones de cada instalación para poder tomar la decisión más adecuada.

La instalación de cables directamente enterrados se hace en lugares donde la apertura de la zanja no ocasiona molestias, donde no se tienen construcciones o donde exista la posibilidad de abrir zanjas posteriormente para cambio de cables, reparación o aumento de circuitos, como por ejemplo en fraccionamientos, jardines o campos abiertos donde no existan edificaciones.

Este tipo de instalación presenta algunas ventajas como el hecho de que están menos expuestos a daños por dobleces excesivos, deformación y tensión presentes durante la instalación; la capacidad es aproximadamente de 10 a 20 % mayor que en instalaciones en ductos, debido a la facilidad para la disipación térmica. Otra de las ventajas es que la instalación de cables directamente enterrados es más rápida y segura y su costo es más bajo que en otro tipo de instalaciones.

Una de las desventajas que presenta este tipo de instalación es el tiempo para reparar una falla, o para aumentar el número de circuitos. Esto hace que hoy prácticamente no se esté empleando.

9.2.1 Trayectoria.

Teniendo en cuenta la edificación y las condiciones topográficas del lugar, la trayectoria debe ser rectilínea en lo posible, para que la cantidad de cable sea mínima; debe tomarse en cuenta la disposición de otras construcciones subterráneas, como gasoductos, acueductos, alcantarillados, conductos térmicos, etc, puesto que la reparación de estas construcciones estará ligada a la excavación de la trayectoria seleccionada.

Cuando sea necesario seguir una trayectoria curva, se cuidará que el radio de curvatura sea lo suficientemente grande para evitar el daño de los cables durante su instalación. Si la trayectoria sigue una ruta paralela a otra canalización o estructura subterránea ajena, no debe localizarse directamente arriba o abajo de dicha canalización o estructura.

Se evitará en lo posible que la trayectoria atraviese terrenos inestables (pantanos, lodos, etc) o altamente corrosivos. Si es necesario instalar los cables a través de estos terrenos, se hará de tal manera que queden adecuadamente protegidos de cualquier daño.

9.2.2 Configuración de cables.

La selección de los cables está en función de los arreglos o configuración que el proyectista seleccione. En las figuras 9.1 a 9.5 se muestran algunos arreglos típicos de instalación de cables de energía.

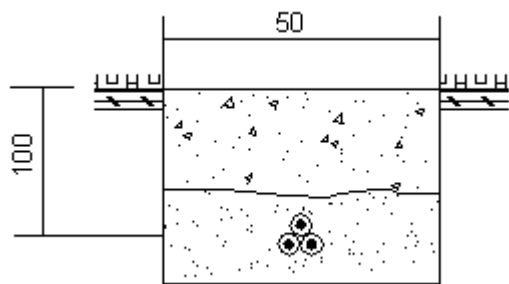


FIGURA 9.1. Tres cables monopolares en forma de trébol.

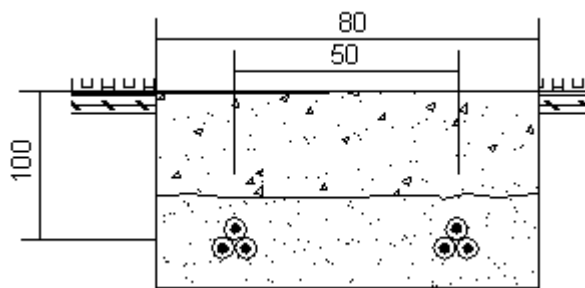


FIGURA 9.2. Dos circuitos de cables monopolares en la misma zanja.

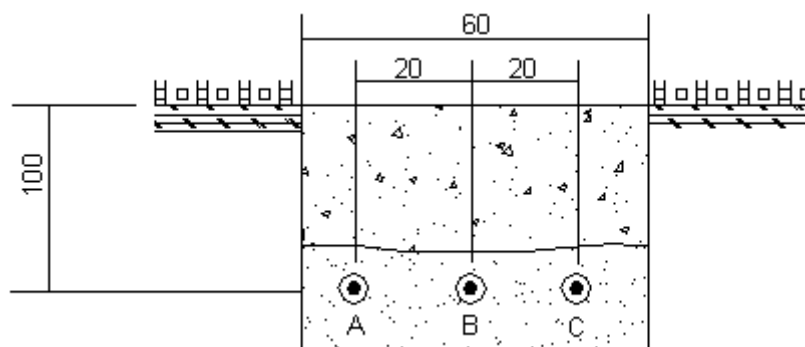


FIGURA 9.3. Un circuito con cables monopolares espaciados horizontalmente. Configuración usual en instalaciones D.R.S.

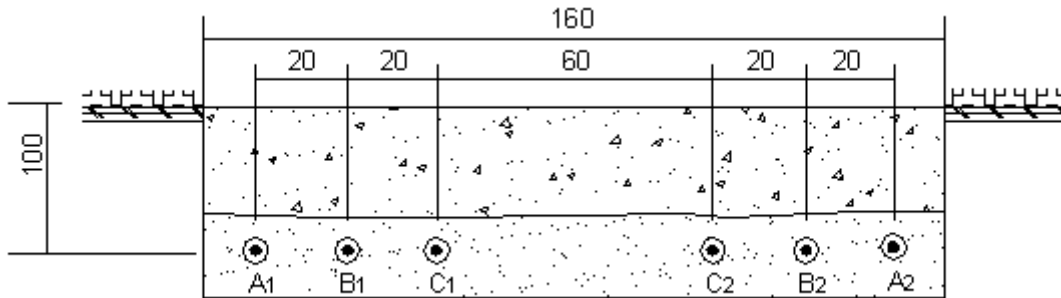


FIGURA 9.4. Dos circuitos con cables monopolares espaciados horizontalmente.

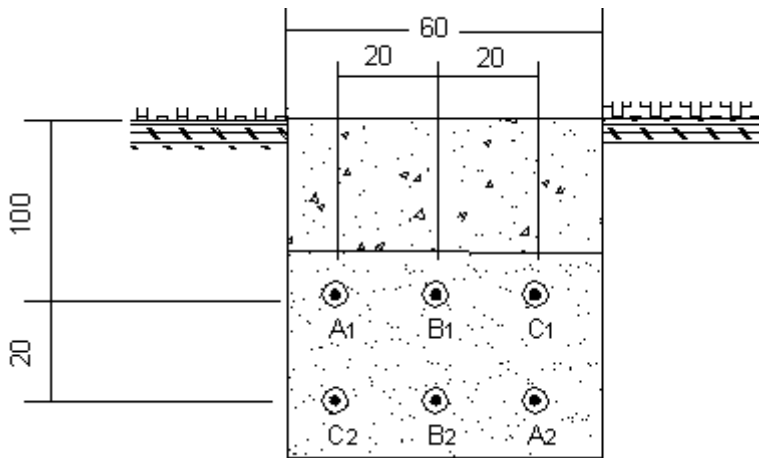


FIGURA 9.5. Dos circuitos con cables monopolares espaciados horizontalmente y verticalmente.

9.2.3 Zanjas.

9.2.3.1 Tipos de terreno.

Normalmente existen tres tipos de material en el terreno y son:

- a) Material tipo A: es aquel material suelto y seco no cementado como arena, cal, etc.
- b) Material tipo B: es el conglomerado que al extraerlo requiere del uso de herramientas ligeras ya sean manuales o mecánicas. El tipo B se considera como tepetate, arcilla, etc.
- c) Material tipo C: el conglomerado cementado que para excavarlo requiere el uso de herramienta pesada, de barrenación o explosivos. El tipo C se considera como manto de roca, muros de mampostería, etc.

9.2.3.2 Avisos y protecciones.

En la ejecución de instalaciones y trabajos de mantenimiento de líneas subterráneas, se deben proteger las áreas de trabajo con el propósito de evitar el paso de personas o vehículos no autorizados, mediante cercas o avisos de advertencia claramente visibles a distancias convenientes.

Se recomienda que estos avisos sean como sigue:

- En los ".avisos de precaución", el fondo de color amarillo con señales y letreros de color negro.
- En los "avisos de peligro", el fondo de color amarillo con señales y letras de color rojo.

Cuando sea necesario, deben usarse además, banderines autosoportados de color rojo, luces intermitentes de color rojo o ámbar, o dispositivos similares, así como tarimas de resistencia mecánica adecuada, colocadas sobre excavaciones que están sin protección y expuestas al tránsito de peatones o vehículos.

9.2.3.3 Las excavaciones.

Los trabajos de excavación de la zanja deben estar de acuerdo con el tendido del cable y por esto, los trabajos preparatorios para la excavación se efectúan simultáneamente con la preparación del cable para su tendido. Esto se hace en lugares donde el terreno es flojo y se azolva la zanja fácilmente, o en lugares con mucho tránsito, en donde no es posible dejar abierta la zanja por mucho tiempo.

La excavación de la zanja con equipo mecanizado en áreas urbanas o industriales, se limita a una profundidad de 40 cm para evitar dañar otras instalaciones subterráneas, se continúa la excavación con pala hasta tener la profundidad recomendada, teniendo cuidado de no dañar las instalaciones en operación. La profundidad mínima deberá ser de 1 m y el ancho variará de acuerdo con el número de cables a instalar.

Si la ruta de la instalación pasa a través de calles, deben colocarse ductos de asbesto cemento o PVC para este propósito, embebidos en concreto; y si estos cruces tienen tráfico pesado, será necesario colocar una losa de concreto armada sobre los ductos. La colocación de los ductos en los cruces de calles deberá hacerse con anticipación. También es recomendable colocar por lo menos un ducto extra, que servirá como reserva para futuras instalaciones.

Cuando exista la posibilidad de derrumbes en las zanjas debido a la profundidad o a las condiciones del terreno será necesario troquelar con madera las zonas peligrosas para protección del personal.

Cuando ha sido alcanzada la profundidad de la zanja indicada en el proyecto, se limpiará bien el fondo de tal manera que quede libre de piedras, palos o cualquier objeto que pueda dañar el cable durante el relleno y compactación final, el lecho de la zanja deberá quedar perfectamente nivelado y compactado, lo cual se puede obtener utilizando pisón o vibradores.

En algunos casos es necesario colocar una capa de arena convencional o de baja resistividad térmica, la cual servirá como colchón al cable y además para mejorar la disposición térmica (figura 9.6).

9.2.4 Instalación de cables.

Antes de proceder a efectuar la instalación se deberá hacer un recorrido de trayectoria de la zanja para ver el grado de dificultad y verificar que está en condiciones para instalar los cables.

Una vez que la excavación de la zanja se ha terminado, se procede a seleccionar la longitud del cable en los carretes, para determinar en que lugar quedará instalado cada uno de ellos; esto depende de los obstáculos y cruces que se tengan en el trazo de la trayectoria, para evitar al máximo los empalmes. También se determinará la forma de la instalación de los cables.

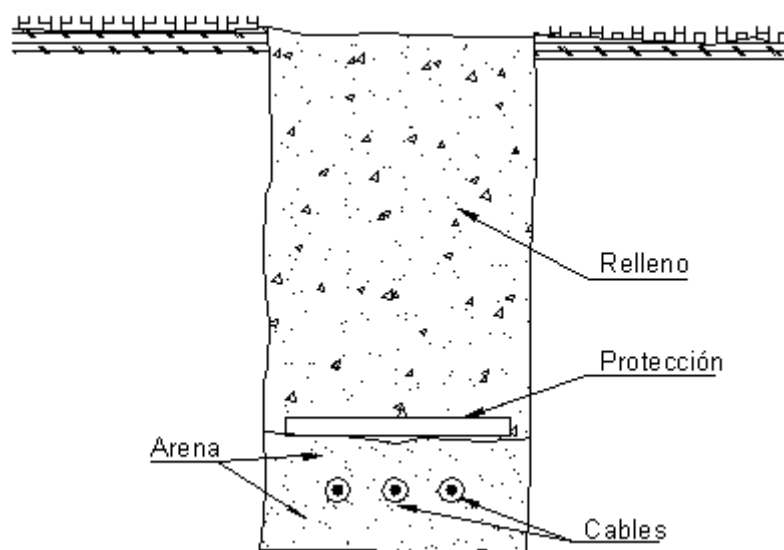


FIGURA 9.6. Instalación típica de cables directamente enterrados.

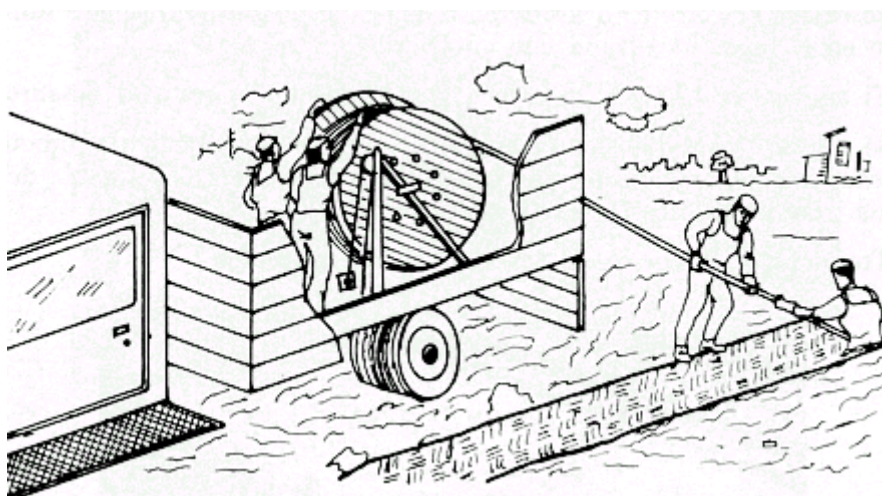


FIGURA 9.7. Tendido de cable depositándolo directamente sobre la zanja. Soportado sobre la plataforma de un camión.

9.2.4.1 Equipos.

Los equipos más comunes que se recomiendan para este tipo de instalaciones son los siguientes:

- a) Desenrollador con flechas y collarines (fijos o móviles).
- b) Malacate.
- c) Destorcedor.
- d) Rodillos.
- e) Equipo de comunicación.
- f) Barreras de seguridad y avisos.

9.2.4.2 Tipos de instalación.

a) Depósito de cable directamente sobre la zanja.

El tendido del cable en la zanja desde un vehículo en movimiento es posible cuando la zanja no se cruza con otras construcciones, bajo las cuales debe tenderse el cable, y no existan obstáculos para el desplazamiento del vehículo a lo largo de la trayectoria.

El carrete se coloca en una base desenrolladora, la cual se encuentra en la plataforma de un vehículo o en un remolque desenrollador móvil, y el tendido se efectúa desenrollando el cable a mano, estando dos personas en el carrete controlando la velocidad y otros más guiando y depositando el cable en la zanja.

b) Método de rodillos y poleas.

Con la siguiente secuencia de instalación:

- Se colocará el carrete en un desenrollador, de tal forma que gire libremente en el lugar localizado antes.
- El equipo de tracción se coloca en el extremo opuesto al desenrollador.
- Se colocan los rodillos en la zanja a lo largo de la trayectoria, procurando tener una separación tal que, cuando se aplique la tensión al cable, este no se arrastre por el suelo.
- Troquelado de curvas en los cambios de dirección.
- Se jala el cable de acero del equipo de tracción hasta hacerlo llegar al carrete.
- La preparación de la punta del cable se puede hacer con un tornillo de tracción, acoplándolo con un destorcedor que servirá para absorber la torsión del cable de acero en el momento de aplicar la tensión.
- Dependiendo del peso del cable, se dispondrá de una o más personas en el carrete para ayudar a que gire.
- Se tendrá equipo de comunicación, tanto en el carrete como en el equipo de tracción.
- Una persona dirigirá las maniobras de instalación y además dispondrá del personal suficiente para poder vigilar las condiciones críticas de la instalación (curvas, cruces, etc).
- Se inicia la instalación por indicaciones del supervisor quién se encuentra en la zona del carrete, indicando al operador del equipo de tracción que jale lentamente. El supervisor avanzará junto con la punta del cable e indicará al operador del equipo de tracción que disminuya la velocidad al momento de llegar a una curva o cruce.
- El tendido debe hacerse suavemente (no mayor de 15 m / min.) evitando jalones bruscos; y si el cable es muy pesado o muy largo, es conveniente verificar la tensión con un dinamómetro.

- Una vez que el cable llega al punto deseado se quitan los rodillos y se acomoda según la disposición seleccionada.

c) Método manual.

Generalmente la instalación de cables por el método manual se efectúa cuando se requiere instalar un tramo de cable completo y la distancia y peso del mismo son tales que rebasen los límites permisibles. El tendido se hace a mano por medio del personal distribuido a lo largo de la trayectoria y supervisado por una persona responsable.

El número de personas necesarias para el tendido a mano se calcula partiendo de que, sobre cada persona debe recaer un esfuerzo no mayor de 35 kg.

Una vez que el cable ha sido tendido, no debe quedar tenso sino formando pequeñas S a lo largo de la trayectoria, para compensar los movimientos del cable por contracción o dilatación durante los ciclos de operación y para absorber posibles asentamientos. Esto aumenta la longitud un 3 %.

Durante el tendido del cable, debe asegurarse la coordinación de todas las operaciones ejecutadas en todo el frente de trabajo.

9.2.4.3 Actividades comunes para los tipos de instalación anteriores.

a) Sellado de las puntas del cable.

Por medio de tapones contráctiles o cintas vulcanizables a fin de evitar que el agua entre al conductor.

b) Identificación de cables.

Por los extremos para evitar problemas y confusiones en la conexión.

c) Relleno de la zanja.

Una vez instalado y acomodado el cable se coloca una segunda capa de arena fina de 10 cm de espesor sobre el cable compactándola lo mejor posible. Luego se hace lo siguiente :

d) Avisos y protecciones.

Encima de la capa de arena deberán colocarse avisos o protecciones que eviten que excavaciones posteriores puedan dañar a personas o cables. Estos avisos se colocan a todo lo largo de la ruta del cable y pueden constar de cintas plásticas con letreros llamativos PELIGRO ALTA TENSIÓN ABAJO; una hilera de ladrillos colocados a 10 cm más allá de los cables laterales; losas de concreto coloreado con longitud no mayor de 60 cm; otros dispositivos de aviso.

e) Relleno complementario.

Sobre el aviso o protección se rellena la zanja con el mismo material producto de la excavación, compactando cada 20 cm de relleno hasta llenar la zanja.

f) Registros.

Todos los empalmes o derivaciones deben quedar localizados en pozos o registros.

g) Planos y señales.

Para llevar control de ruta, localización de pozos, empalmes, profundidad y longitud, nombre de circuito etc, para aclaraciones futuras.

9.2.5 Recomendaciones.

- a) Cuando hay suelo salino contaminado con sustancia corrosiva la cubierta será especial.
- b) Cuando el cable cruce cerca de fuentes de calor, se colocará barrera térmica adecuada.
- c) Todas las pantallas, cubiertas metálicas y armaduras deberán conectarse entre sí y sólidamente a tierra al arranque y al final de la línea.
- d) Respetar los radios mínimos de curvatura.
- e) Para localización de fallas se debe usar equipo adecuado.

9.3 CABLES EN DUCTOS SUBTERRÁNEOS

Este tipo de instalación es sin duda la más común, se usa en la gran mayoría de la industria y en los sistemas de distribución comercial y en aquellos casos donde se requiera una red flexible en la que la facilidad para efectuar los cambios (por reparación o ampliación) en el sistema de cables sea de primordial importancia. Se usa cuando es necesario atravesar zonas construidas, caminos o cualquier otro sitio donde no es posible abrir zanjas para cambio de cables o aumento de circuitos con determinada frecuencia, por las grandes pérdidas de materiales, mano de obra y tiempo.

En zonas urbanas se acostumbra usar bancos de ductos para llevar la energía eléctrica a los usuarios.

9.3.1 Trayectoria.

Los sistemas de ductos subterráneos deben seguir en lo posible una trayectoria recta entre sus extremos.

Si la trayectoria sigue una ruta paralela a otras canalizaciones o estructuras subterráneas, no debe localizarse directamente arriba o abajo de ellas.

Se evitará en lo posible que la trayectoria de los ductos subterráneos atraviesen terrenos inestables o altamente corrosivos. Si existen cambios de dirección en la trayectoria, se harán por medio de pozos de visita de dimensiones lo suficientemente grandes como para efectuar maniobras.

9.3.2 Ductos.

9.3.2.1 Selección.

Generalmente el diseñador del sistema eléctrico debe seleccionar las características específicas del cable a instalar; También indica el tipo, tamaño y ruta general del banco de ductos; sin embargo, en la mayoría de las ocasiones, esta última función no se realiza de la forma más adecuada debido a que el diseñador se guía por planos desconociendo el lugar físico de la instalación.

Los parámetros que deben considerarse para la selección correcta del tamaño del ducto son:

a) Relleno del ducto.

Esta relacionado directamente con la disipación de calor y debe tomarse en cuenta porque demasiado relleno puede causar sobrecalentamiento en los cables, lo que se traduce en mayores pérdidas en el sistema. El relleno del ducto se basa en un porcentaje de su sección transversal.

$$\% \text{ Relleno} = \frac{\sum \text{Area de los cables}}{\text{Área del ducto}} \leq 40\% \quad (9.1)$$

b) Acuñamiento.

Se presenta cuando 3 cables se jalan en un ducto con curva o cuando el cable se tuerce. Para uno o dos cables monofásicos o para cables multiconductores con cubierta común, el acuñamiento no es posible. Se debe observar la relación entre el diámetro interior del ducto D , y el diámetro exterior del cable d para evitar acuñamiento; debido a que un ducto con curva produce una sección oval, es aconsejable usar $1.05 D$ para el diámetro interior del ducto.

Si $1.05 D / d$ es mayor que 3.0, el acuñamiento es imposible. Si $1.05 D / d$ está entre 2.8 y 3.0 existe la posibilidad de serios acuñamientos y pueden dañarse los cables. Si $1.05 D / d$ es menor de 2.5, el acuñamiento es imposible, pero se debe verificar el claro.

c) Claro:

El claro mínimo C es el que permite evitar presión de la parte superior del cable contra la parte superior del ducto. El claro C debe estar entre 6 y 25 mm para cables de diámetros y longitudes grandes. En la tabla 9.1 se muestran distintas configuraciones de ductos y sus respectivas expresiones para calcular el claro.

9.3.2.2 Dimensiones y configuración.

Las dimensiones de los ductos dependen del número de cables que se alojarán dentro de ellos y el diámetro externo de cada cable (el diámetro mínimo es 4 in).

Las empresas de energía normalizan las características y dimensiones de los ductos y bancos de ductos y el contratista debe sujetarse a ellas al realizarles alguna instalación, en la figura 9.8 se muestra un banco de ductos para circuitos trifásicos y monofásicos en alta tensión bajo banqueta.

En un banco de ductos se recomienda que exista una separación mínima de 7 cm de concreto entre uno y otro ducto. El número de ductos de cada banco dependerá de las necesidades del cliente, siendo recomendable instalar un ducto adicional como mínimo para reserva.

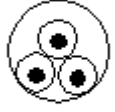
La colocación de ductos en la trinchera se hace por medio de separadores, manteniendo un espacio de un diámetro entre ductos, tanto en el plano horizontal como en el vertical y posteriormente se llenan con concreto los espacios entre ductos. La alineación y unión de los ductos es importante para evitar que el concreto pueda introducirse al interior. En la figura 9.9 se muestra la colocación de coples y separadores en banco de ductos.

9.3.3 Materiales.

- a) El material de los ductos debe ser resistente a esfuerzos mecánicos, a la humedad y al ataque de agentes químicos del medio donde quede instalado.

- b) El material y construcción de los ductos debe seleccionarse y diseñarse en tal forma que la falla de un cable en un ducto no se extienda a los cables de ductos adyacentes.

TABLA 9.1. Configuraciones de ductos.

Nº de conductores(1)	Configuración	Claro C Expresion (2)
1 / C	 Triplexados	$D - d$
3 - 1 / C	 Acunados	$\frac{D}{2} - 1.366d + \frac{D-d}{2} \sqrt{1 - \left(\frac{d}{D-d}\right)^2}$
3 - 1 / C		$\frac{D}{2} - \frac{d}{2} + \frac{D-d}{2} \sqrt{1 - \left[\frac{d}{2(D-d)}\right]^2}$

- Para cables monofásicos, cuando se tenga duda de la configuración, considérese que es triplex al calcular el claro, para tomar en cuenta las condiciones más críticas.
- D = diámetro interior del ducto y d = diámetro exterior de un cable monopolar.
- Para instalaciones eléctricas, los ductos más usuales son de asbesto cemento y de PVC grado eléctrico; no es recomendable el uso de ductos tipo albañil, por tener el interior demasiado áspero, pudiendo originar daño al cable durante la instalación; tampoco sirven ductos de acueducto ni de aguas lluvias.
- El tipo de concreto a usar y su resistencia dependerá de la carga que se impondrá sobre los ductos. En los cruces de calles o en lugares de tráfico pesado, será necesario colocar una losa de concreto armado sobre el banco de ductos para distribuir la carga. La colocación de los ductos se debe hacer lo más recta posible a fin de evitar cambios bruscos que podrían dañar el cable durante la instalación.
- Los cambios de dirección en el plano horizontal y vertical se harán por medio de registros, y la distancia entre registros en tramos rectos no debe ser mayor de 100 m, por los problemas que ocasiona durante la instalación de los cables.
- Los ductos deben tener una pendiente mínima de 1 % para facilitar que el agua drene hacia los pozos o registros (ver figura 9.10).
- El extremo de los ductos dentro de los registros, pozos, bóvedas y otros recintos debe tener los bordes redondeados y lisos para evitar daño a los cables (figura 9.11).

- i) El interior de los ductos tendrá un acabado lo más terso posible y libre de asperezas o filos que puedan dañar los cables.

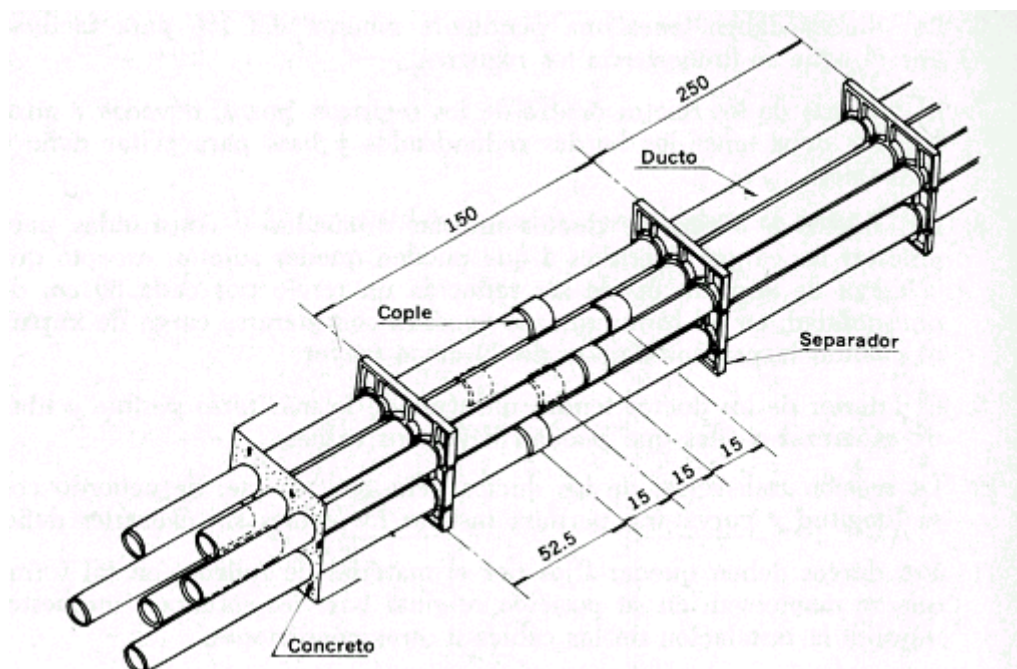


FIGURA 9.9. Montaje de un banco de ductos.

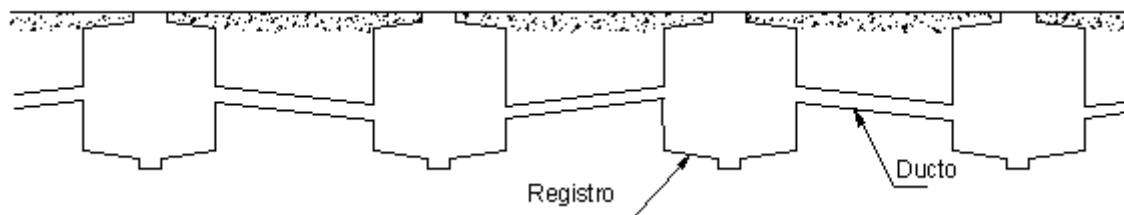


FIGURA 9.10. Disposición de la pendiente en un sistema de ductos.

- j) La sección transversal de los ductos debe ser tal que de acuerdo con su longitud y curvatura, permita instalar los cables sin causarles daño.

- k) Los ductos deben quedar fijos por el material de relleno, en tal forma que se mantengan en su posición original bajo los esfuerzos impuestos durante la instalación de los cables u otras condiciones.

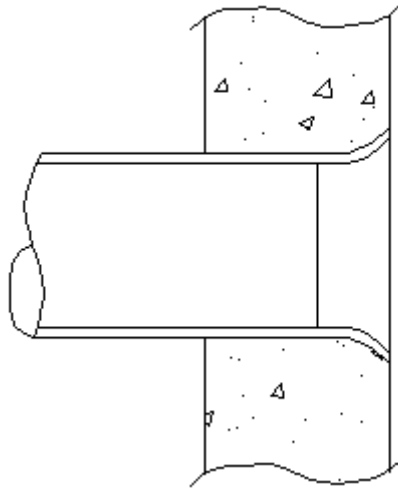


FIGURA 9.11. Emboquillado de ductos en pozos de visita.

- l) La unión de ductos será por medio de acoples en tal forma que no queden escalones entre uno y otro tramo. Se evitará el uso de materiales que puedan penetrar al interior de los ductos formando protuberancias que al solidificarse puedan causar daño a los cables.
- m) Los ductos que atraviesen los muros de un edificio, deben estar provistos de sellos que eviten la entrada de gases o líquidos al edificio. Esta medida puede complementarse con la instalación de dispositivos de ventilación y drenaje.
- n) Los ductos a la entrada de registros, pozos, bóvedas u otros recintos deben quedar en un terreno muy bien compactado o quedar soportados adecuadamente para evitar esfuerzos cortantes en los mismos.
- o) Deben evitarse curvas en los ductos entre un registro y otro; en caso de no poder evitarlas deberán tener un radio de curvatura lo más grande posible (mínimo 123 veces el diámetro del ducto). A menor radio de curvatura, mayor resistencia al jalón del cable durante su instalación.
- p) Cuando los ductos se crucen con alguna fuente de calor, será indispensable colocar entre ellos una barrera térmica adecuada.
- q) Se procurará en lo posible que todos los ductos tengan ventilación natural.

9.3.3 Apertura de zanja.

Una vez determinada la ruta de instalación del cable, se programan los trabajos de apertura de la zanja para llevar a cabo la colocación del banco de ductos.

Deben tomarse las medidas de seguridad y señalización adecuada en las zonas críticas donde se tendrá que abrir la zanja por etapas o en horas y días no hábiles, evitando así la interrupción del tráfico de vehículos o peatones.

Cuando la apertura de la zanja se hace en lugares con tráfico, es recomendable usar planchas de acero de resistencia suficiente para cubrir la zanja y no entorpecer la circulación, tarimas de madera en la banqueta para los peatones y barreras limitando la zona de trabajo. Durante la noche también se debe hacer señalización luminosa adecuada que indique peligro en la zona de trabajo.

9.3.3.1 Dimensiones.

Las dimensiones de la zanja, dependen del número de cables que se alojarán así como las tensiones de operación. Las figuras 9.12 a 9.15 muestran algunas sugerencias.

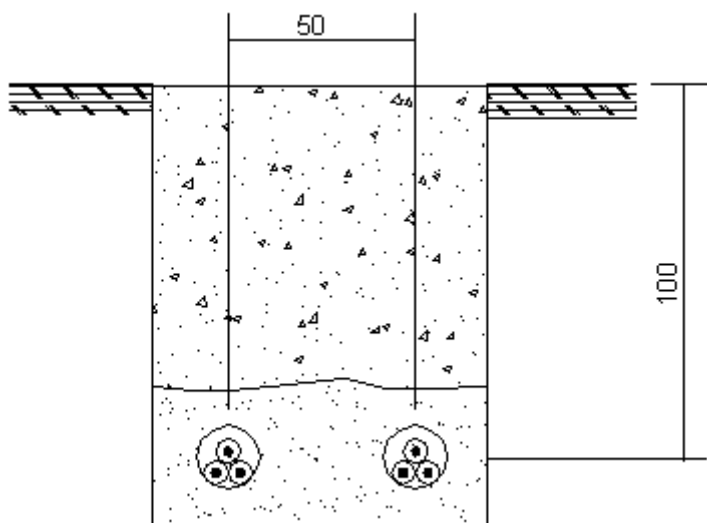


FIGURA 9.12. Dos circuitos de cables monopolares en la misma zanja.

9.3.3.2 Métodos.

Para la apertura de la zanja, se pueden mencionar los métodos manual y mecanizado, los cuales dependen del tipo de terreno y de los obstáculos que se tengan, como tubos de agua, drenajes, etc, en la trayectoria.

Cuando haya obstáculos, se debe hacer la excavación con pala y pico para no dañar los servicios; cuando en el terreno del lugar no existan servicios y la longitud de la excavación sea considerable, se aconseja el uso de equipo mecanizado, con lo cual se reducen los costos y el tiempo.

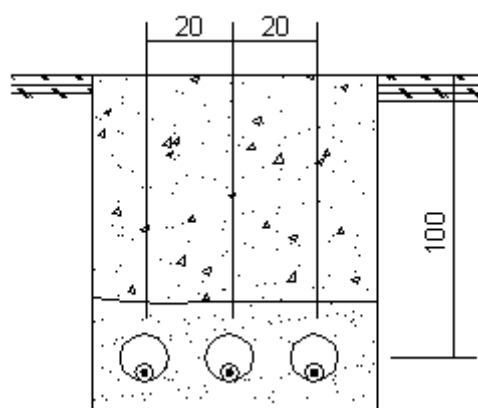


FIGURA 9.13. Un circuito con cables monopolares espaciados horizontalmente (configuración usual en instalaciones DRS).

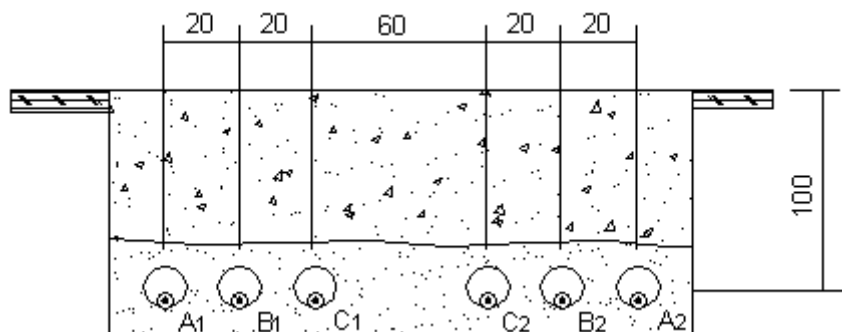


FIGURA 9.14. Dos circuitos con cables monopolares espaciados horizontalmente.

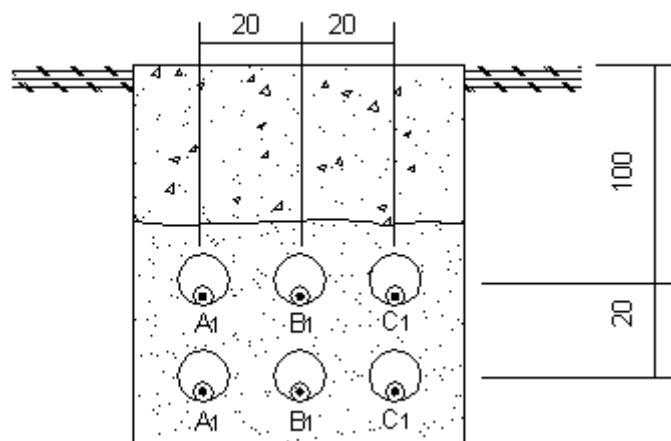


FIGURA 9.15. Dos circuitos con cables monopolares espaciados horizontalmente y verticalmente.

9.3.3.3 Troquelado.

La selección y construcción del tipo de troquelado es de vital importancia, debido a que constituye el medio de seguridad del personal que trabaja dentro de la excavación, de tal manera que se eviten derrumbes y accidentes; existen muchos procedimientos de troquelado que están en función de la consistencia del terreno y tamaño de las excavaciones y deberá ponerse especial cuidado en seleccionar y construir el más adecuado tipo de instalación.

9.3.4 Pozos de visita (cámaras de inspección y de empalme).

El sistema de banco de ductos debe tener pozos de visita en los cambios de dirección y en los trazos rectos, cuando éstos sean mayores de 100 m.

- a) En general, no deberán adoptarse dimensiones que ocasionen en los cables radios de curvatura menores que los especificados por los fabricantes.
- b) Cuando el pozo de visita albergue empalmes, deberá tener espacio suficientes para éstos, además del espacio para maniobrarlos.
- c) Las bocas de los ductos deben estar emboquilladas y pulidas.
- d) Tanto las tapas como los pozos mismos deben estar contruidos con suficiente resistencia para soportar, con un amplio margen de seguridad, las cargas que se le impongan. Las tapas en caso de ser redondas nunca serán de diámetro menor de 60 cm y de 50 x 60 cm si son rectangulares.
- e) Se recomienda colocar anclas en los registros para facilitar el jalado de los cables. Estos deberán tener suficiente resistencia mecánica como para soportar las cargas con un factor de seguridad de 2.
- f) En los pozos se deben colocar soportes para descansar el cable y empalmes. Estos soportes deben estar provistos de porcelanas o protegidos, con el objeto de que los cables puedan moverse libremente con los ciclos térmicos.
- g) Todo pozo de visita deberá dar facilidad para drenar el agua que en él se acumule, lo que se logra por medio de sumideros contruidos en su parte inferior.
- h) Cuando el pozo albergue equipo o empalmes se debe colocar una varilla de tierra en su interior para aterrizar estructuras y pantallas de cables.
- i) En algunas instalaciones es conveniente impermeabilizar las paredes de los pozos para evitar filtración de agua.
- j) Cuando la obra civil se hace con mucha anticipación a la instalación de los cables, se corre el riesgo de que se inunden los registros, por lo cual el conveniente colocar tapones provisionales (papel y yeso) para evitar que los ductos se obstruyan.

9.3.5 Limpieza, verificación y guiado de ductos.

Antes de la instalación del cable, es necesario verificar las condiciones interiores de los ductos, así como hacer una limpieza exhaustiva, par asegurarse que el interior está en condiciones de aceptar el cable sin dañarlo.

Para verificar el interior de los ductos se usan dispositivos cilíndricos que se hacen pasar por el interior (fig. 9.19). Para limpieza del interior de lo ductos se usan dispositivos metálicos, los cuales se hacen pasar por el interior, cortando rebabas de concreto o salientes internas que podrían dañar el cable al instalarlo. (fig. 9.20).

Después se pasan los dispositivos metálicos, se hace pasar una bola de estopa, esponja o trapo para retirar todo el material extraño.

Después que el banco de ductos se ha revisado y limpiado, es conveniente dejar una guía de acero o nylon que servirá para facilitar después la instalación del cable, y además se recomienda sellar los ductos mientras llega el momento de instalar el cable.

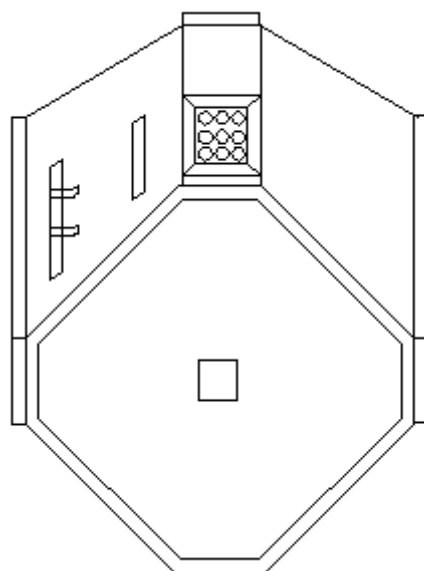


FIGURA 9.16. Pozo de visita.

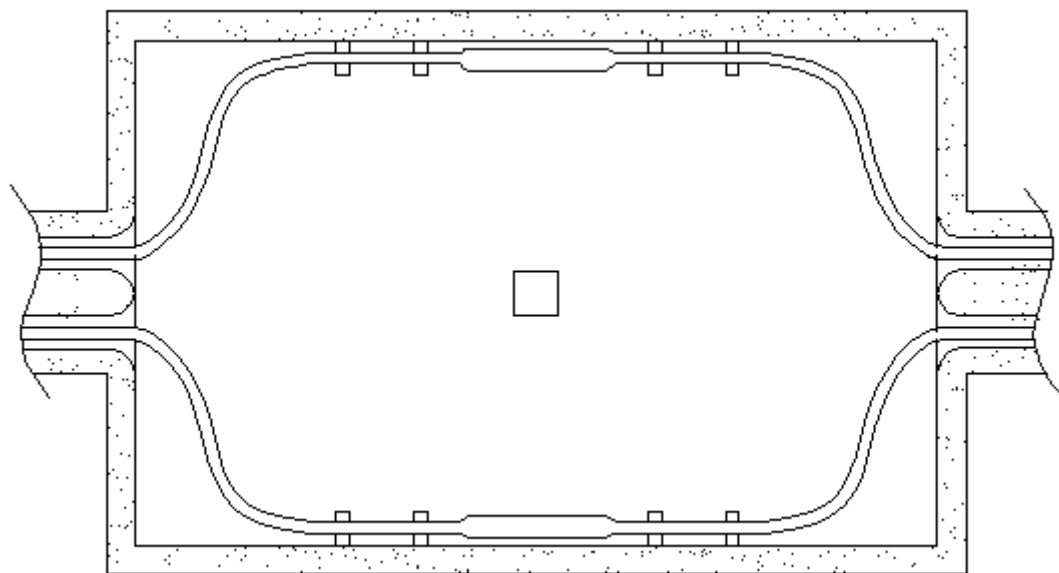


FIGURA 9.17. Empalmes en pozo de visita.

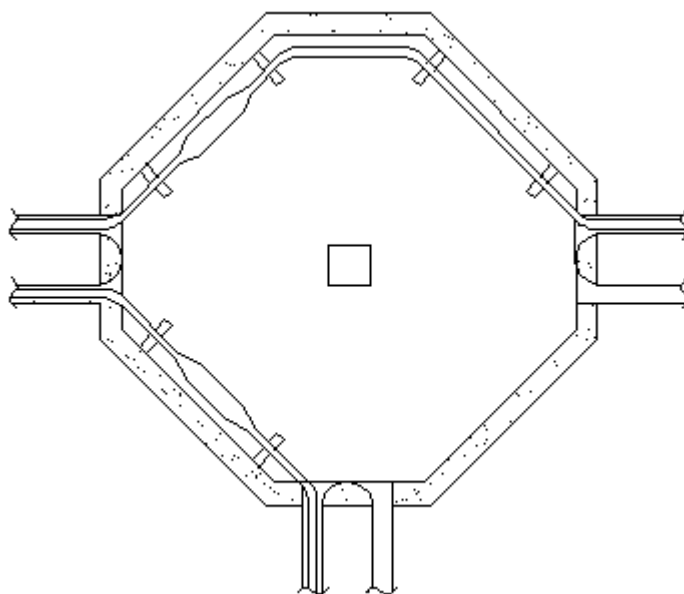


FIGURA 9.18. Empalmes en pozo de visita.

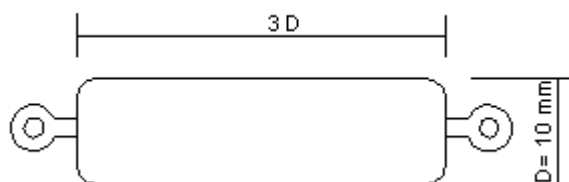


FIGURA 9.19. Dispositivo verificador.



FIGURA 9.20. Dispositivo de malla de acero para limpiar ductos.

9.3.6 Parámetros a considerar previos a la instalación.

La instalación de cables de energía en ductos subterráneos requiere 2 condiciones para tener seguridad y confiabilidad en su operación.

- Selección apropiada del cable para la aplicación deseada.
- Instalación dentro de los límites aceptables en el manejo del cable y la práctica de jalado.

Para lograr confiabilidad, seguridad y continuidad en el servicio es conveniente contar con el equipo de instalación adecuada al tipo de cable e instalación; además, el personal debe estar capacitado para efectuar estos trabajos. La supervisión de técnicos especializados ayuda considerablemente a reducir las fallas que puedan ocurrir durante la instalación del cable.

Antes de la instalación de los cables, debe tenerse especial cuidado en los siguientes parámetros, los cuales son limitaciones impuestas por las propiedades físicas de los cables :

- Máxima tensión de jalado.
- Longitud de jalado.
- Presión lateral.
- Radio mínimo de curvatura.
- Fricción.

9.3.6.1 Tensiones y longitud máxima de jalado.

La tensión máxima que un cable puede resistir sin dañarse es difícil de determinar. En ocasiones se tiene la necesidad de instalar cables nuevos en ductos ya existentes con claro pequeño, pudiendo resultar esfuerzos peligrosos para el cable; se debe considerar que pueda presentarse la posibilidad de daño por varias causas, incluyendo la deformación del cable por alargamiento excesivo del conductor y el desplazamiento de los componentes de la cubierta, por los jalones bruscos frecuentes o por la presión de la pared interna del ducto en secciones con curva. En cables de media tensión, el alargamiento puede crear espacios vacíos, los cuales son puntos de deterioro por efecto corona.

El jalado de un cable en una trayectoria con varias curvas es más difícil que jalar un cable de la misma longitud pero en tramo recto; cuando se jala un cable a través de un tramo recto de un ducto, la tensión de jalado es directamente proporcional a la longitud y al peso del cable.

En la tabla 9.2 se dan las tensiones de jalado en kg/mm^2 para cables con perno de tracción colocado en el conductor.

La tensión no deberá exceder a la que se obtenga mediante la siguiente fórmula:

$$T_m = T \cdot n \cdot A \quad (9.2)$$

donde:

T_m = Tensión máxima permisble en kg.

T = Tensión en kg/mm^2 del material que se trate.

n = Número de conductores.

A = Área de cada conductor en mm^2 .

TABLA 9.2. Tensiones de jalado para cables con perno de tracción colocado en el conductor.

Material	Tipo de cable	Temple	Tensión kg/mm ²
Cobre	Vulcanel y Sintenax	Suave	7.0
Aluminio	Vulcanel (EP, XLP)	3 / 4 Duro	5.3

Sin embargo la tensión máxima no debe ser mayor de 2.200 Kg para cables monopolares, a 2.700 kg para cables formados por 2 o más conductores con calibres 8 AWG y mayores.

Algunas consideraciones para cables que deban jalarsse con malla de acero (calcetín) sobre la cubierta son las siguientes:

a) Cables con cubierta de plomo.

La tensión máxima será de 1.05 de la sección transversal de plomo en kg/mm². La siguiente fórmula ayuda a calcular la tensión máxima:

$$T_m = K \cdot T(d - T) \quad (9.3)$$

donde:

T_m = Tensión máxima sobre la cubierta en kg.

K = 3.31 para cables con cubierta de plomo en mm.

= 2.21 para otras cubiertas en mm.

T = Tensión en kg/mm² para el material de que se trate.

t = Espesor de la cubierta en mm.

d = Diámetro sobre cubierta en mm.

b) Cables sin cubierta de plomo.

La tensión máxima de jalado no deberá ser mayor de 0.7 de la sección transversal de la cubierta en kg/mm² siendo la máxima de 450 kg.

Las siguientes fórmulas se usan para calcular la tensión de jalado de los cables de energía:

- **Jalado horizontal.**

Tramo recto

$$T = wflW \quad (9.4)$$

Longitud máxima

$$L_m = \frac{T_m}{wfW} \quad (9.5)$$

- **Jalado inclinado (donde A es el ángulo con la horizontal).**

Hacia arriba

$$T = Wl(\sin A + wf \cos A) \quad (9.6)$$

Hacia abajo

$$T = Wl(\sin A - wf \cos A) \quad (9.7)$$

- **Curva horizontal (doble θ es el ángulo considerado).**

$$T_s = T_e \cdot \cosh wf\theta + \sinh wf\theta \sqrt{T_e^2 + (WR)^2} \quad (9.8)$$

- **Curva vertical, jalado hacia arriba.**

Cóncava con el ángulo hacia abajo:

$$T_s = T_e \cdot e^{wf\theta} + \frac{WR}{1 + (wf)^2} [2wfe^{wf\theta} \sin \theta + (1 - w^2 f^2)(1 - e^{wf\theta} \cos \theta)] \quad (9.9)$$

Cóncava con ángulo hacia arriba:

$$T_s = T_e \cdot e^{wf\theta} - \frac{WR}{1 + (wf)^2} [2wfe^{wf\theta} \sin \theta - (1 - w^2 f^2)(e^{wf\theta} - \cos \theta)] \quad (9.10)$$

- **Curva vertical, jalado hacia abajo.**

Cóncava con el ángulo hacia abajo:

$$T_s = T_e \cdot e^{wf\theta} + \frac{WR}{1 + (wf)^2} [2wf \sin \theta - (1 - w^2 f^2)(e^{wf\theta} - \cos \theta)] \quad (9.11)$$

Cóncava con ángulo hacia arriba:

$$T_s = T_e \cdot e^{wf\theta} - \frac{WR}{1 + (wf)^2} [2wfe^{wf\theta} \sin \theta + (1 - w^2 f^2)(1 - e^{wf\theta} \cos \theta)] \quad (9.12)$$

- **Aproximaciones para curvas.**

Si $T_e > 10 WR$ entonces

$$T_s = T_e e^{wf\theta} \quad (9.13)$$

Si $T_s < 0$ use cero como tensión para el tramo siguiente del tendido.

En las fórmulas anteriores:

- T = Tensión de jalado en kg.
- l = Longitud del ducto en mm.
- W = Peso total del cable.
- T_m = Tensión máxima en kg.
- w = Factor de corrección por peso.
- A = Ángulo con la horizontal en radianes.
- f = Coeficiente de fricción (generalmente se toma como 0.5).
- T_s = Tensión a la salida de la curva en kg.
- T_e = Tensión a la entrada de la curva en kg.
- θ = Ángulo de la curva en radianes.
- R = Radio de la curva en m.
- e = Base de los logaritmos naturales (2.718).

En la tabla 9.3 se tiene una lista de los valores de $e^{wf\theta}$ para los ángulos más comunes y cuando $T_e > 10WR$
 $w = 1$.

TABLA 9.3. Valores de $e^{wf\theta}$

Ángulo de la curva en grados	$f = 0,4$	$f = 0,5$	$f = 0,75$
15	1.11	1.14	1.22
30	1.23	1.30	1.48
45	1.37	1.48	1.81
60	1.52	1.68	2.20
75	1.70	1.93	2.68
90	1.88	2.19	3.24

- **Otras fórmulas de cálculo.**

Peso del montaje

$$W = W_{1/c}(n + n/100) \quad (9.14)$$

Porcentaje de llenado para conductores redondos y cables de igual diámetro

$$\% \text{ de llenado} = d^2/D^2 \cdot n \cdot 100 \quad (9.15)$$

Máxima tensión para conductores solos, jalados en paralelos

$$T_m = T_{1/c} \cdot n \text{ para } n \leq 3 \quad (9.16)$$

$$T_m = T_{1/c} \cdot n \cdot 0.8 \text{ para } n > 3 \quad (9.17)$$

$$T_m = 4712t \cdot (d - t) \text{ para cubierta de plomo} \quad (9.18)$$

Máxima tensión para varios conductores.

$$T_m = 0.8 \sum T_{1/c} \text{ para cables sin disposición entrelazada} \quad (9.19)$$

$$T_m = 0.6 \sum T_{1/c} \text{ para cables con disposición entrelazada} \quad (9.20)$$

Cuando se jalen directamente de los conductores metálicos de fase, la máxima tensión permisible será de 0.008 Lb / circ mil, obtenida usando un factor de seguridad de 2.4. Sin embargo la tensión máxima no deberá exceder de 5000 Lb para un solo conductor o 6000 Lb para varios conductores calibre 8 o superior, o 1000 Lb para varios conductores de calibre inferior a 8 AWG.

El factor de corrección por peso w tiene en cuenta los esfuerzos desiguales que obran sobre los cables en un ducto debido a la configuración geométrica de los cables. Este desbalance trae como resultado una resistencia al avance por fricción mayor sobre unos cables durante el jalado.

9.3.6.2 Presión lateral en curvas.

La presión lateral es la fuerza radial ejercida en el aislamiento y cubierta de un cable en una curva, cuando el cable está bajo tensión.

Excediendo la máxima presión lateral permisible, el cable puede dañarse por aplastamiento (véase figura 9.21).

Si la instalación tiene curvas, el factor más restrictivo para el montaje de cables de más de 1 kV parece ser la carga lateral que se reduce al incrementar el radio de las curvas. Por ejemplo, en una instalación de cables de 350 MCM - 15 kV con una bajada vertical, un tramo subterráneo horizontal y luego una subida a un motor, el radio-mínimo de las curvas debería ser de 1.8 m para poder entonces maximizar la distancia horizontal sin exceder el límite de carga de pared lateral de 500 Lb/ft (745 kg/m).

Pueden usarse las siguientes fórmulas para determinar la presión lateral, dependiendo de la geometría:

- **Un cable por ducto.**

$$P_L = \frac{T_S}{R} \quad (9.21)$$

- **Tres cables acuñados.**

$$P_{La} = \frac{(3\omega_{3a} - 2)T_{3/A}}{3R} \quad (9.22)$$

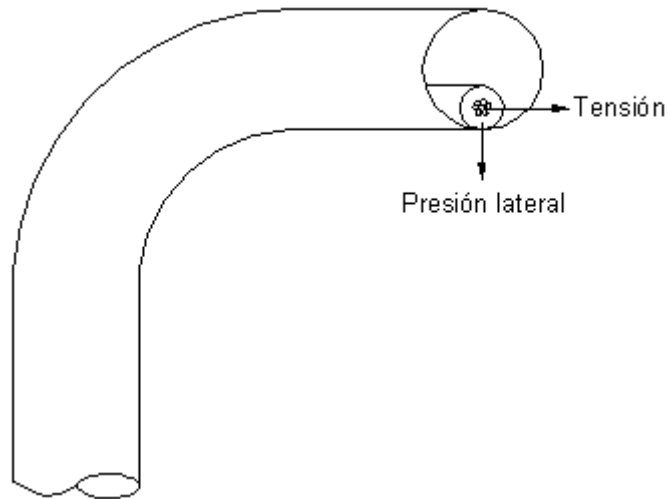


FIGURA 9.21. Presión lateral en curvas.

- **Tres cables triplexados.**

donde $P_L = P_{La} = P_{Lt}$ = Presión total en curva en kg/m

$$P_{Lt} = \frac{w_{3t} T_{3/T}}{2R} \quad (9.23)$$

donde:

T_s = Tensión a la salida de la curva en kg.

R = Radio de la curva en m.

$W_{3\theta}$ = Factor de corrección por peso en 3 cables acñados.

W_{3t} = Factor de corrección por peso para 3 cables triplexados.

$T_{3/A}$ = Tensión de jalado de 3 cables acñados a la salida de la curva en kg.

$T_{3/T}$ = Tensión de jalado de 3 cables triplexados a la salida de la curva en kg.

Nota: Para 3 cables monopolares, cuando se tenga duda de la configuración, se debe utilizar el factor de corrección por peso para 3 cables acñados, para tomar en cuenta las condiciones más críticas.

Pruebas de laboratorio indican que no hay cambios significativos en los parámetros eléctricos de los cables, cuando estos han sido sometidos a tensiones de jalado en ductos con curvas hasta. de 90° y con radios apropiados con las tensiones laterales, expresadas en Kg / m del radio de la curva que se dan en la tabla 9.4.

TABLA 9.4. Tensiones laterales.

Tipo de cables	Presión lateral kg/m
SINTENAX Y VULCANEL 5 - 15 KV	745
SINTENAX Y VULCANEL 25 - 35 KV	445
ARMAFLEX	445

Para determinar el factor de corrección por peso, se pueden usar las siguientes fórmulas:

$$W_{3-a} = 1 + \frac{4}{3} \cdot \left(\frac{d}{D-d} \right)^2 \quad \text{con límite inferior} = 2.155 \quad (9.24)$$

• **Formación triplexada**

$$W_{3-t} = \frac{1}{\sqrt{1 - \left(\frac{d}{D-d} \right)^2}} \quad \text{con límite inferior} = 2.155 \quad (9.25)$$

donde D es el diámetro interior del ducto y d es el diámetro exterior de un cable monopolar.

Recomendaciones.

- Verificar continuamente la tensión mecánica por medio de un dinamómetro colocado en el cable guía.
- Usar dispositivos que interrumpan la tensión si llegase a exceder los valores máximos permisibles.
- El cable de energía y el cable guía deben apoyarse por medio de poleas y rodillos, especialmente en las curvas para reducir la tensión de jalado.
Los radios de curvatura de los dispositivos, deberán ser lo suficientemente grandes para evitar que sufra daño el cable.
- Usar lubricantes adecuados en la instalación del cable para reducir la tensión.

EJEMPLO 1

Determinar la longitud máxima de jalado y el sentido de instalación más adecuado para un alimentador entre puntos 1 y 8 de la figura 9.22 con las siguientes características:

Datos: Tres cables VULCANEL EP 1x 3/0 AWG, Cu 15 kV en un ducto.

d = diametro exterior del cable = 26,3mm .

$W = 3(1395\text{kg}) = 4,19\text{kg}$.

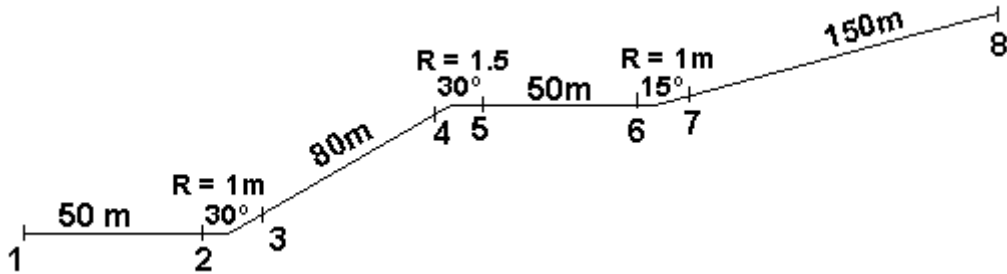


FIGURA 9.22. Ejemplo 1.

• Método analítico

1. Selección del ducto:

$$\text{Área de los 3 cables} = 3 \left(\pi / 4 d^2 \right) = 3 \times 0.07854 \times (26.3)^2 = 1629.76 \text{ mm}^2$$

Para un 40 % de relleno máximo:

$$\text{Área del ducto} = \text{Área de los cables} / \% \text{ de relleno} = 1629.76 / 0.4 = 4074.4 \text{ mm}^2$$

Para un ducto de 76.2 mm de diámetro (3").

$$\text{Área del ducto} = \pi D^2 / 4 = 0.7854 (76.2)^2 = 4560.38 \text{ mm}^2$$

Como puede compararse, la dimensión del ducto de 76.2 mm de diámetro cumple con los requisitos y presenta un relleno de:

$$\% \text{ Relleno} = \frac{1629.76 \times 100}{4560.38} = 35.7\% \text{ (aceptable)}$$

2. Acuñamiento (Atascamiento): $1.05 D / d = 1.05 \times 76.2 / 26.3 = 3.04$ y como el acuñamiento $1.05 D / d > 3$, por lo tanto este es imposible que se presente.

3. Claro: considerando configuración triplexada por ser la más crítica en la evaluación del claro:

$$\text{Claro} = \frac{D}{2} - 1.366 d + \frac{D-d}{2} \sqrt{1 - \left(\frac{d}{D-d} \right)^2}$$

$$\text{Claro} = \frac{76.2}{2} - 1.366 \times 26.3 + \frac{76.2 - 26.3}{2} \sqrt{1 - \left(\frac{26.3}{76.2 - 26.3} \right)^2}$$

Claro = 23.37 mm (aceptable)

4. Longitud máxima de jalado: para la evaluación del factor de corrección por peso, se considera la configuración acuñada para las condiciones críticas.

$$Tm = t \times n \times A = 7 \times 3 \times 85.1 = 1785.21 \text{ kg}$$

$$L_m = \frac{T_m}{w_{3-a}FW} = \frac{T_m}{\left[1 + \frac{4}{3}\left(\frac{d}{D-d}\right)^2\right]FW} \Rightarrow L_m = \frac{1785.21}{\left[1 + \frac{4}{3}\left(\frac{26.3}{76.2-26.3}\right)^2\right]0.5 \times 4.19} = 622 \text{ m}$$

5. Tensiones de jalado:

$$w = w_{3-a} = 1 + \frac{4}{3}\left(\frac{d}{D-d}\right)^2 = 1 + \frac{4}{3}\left(\frac{26.3}{76.2-26.3}\right)^2 = 1.37$$

a) Si la instalación se hace del punto 1 al punto 8 se tiene:

$$T_2 = w f L W = 1.37 \times 0.5 \times 50 \times 4.19 = 143.5 \text{ kg}$$

$$T_3 = T_2 e^{w f \theta} = 143.5 e^{1.37 \cdot 0.5 \cdot 0.52} = 205 \text{ kg}$$

$$P_{L3} = \frac{(3w-2)T_{3/A}}{3R} = \frac{[3 \cdot 1.37 - 2]205}{3 \cdot 1} = 144.2 \text{ kg (permissible)}$$

$$T_4 = T_3 + T_{3-4} = 205 + 1.37 \times 0.5 \times 80 \times 4.19 = 434.6 \text{ kg}$$

$$T_5 = T_4 e^{w f \theta} = 765.6 e^{1.37 \cdot 0.5 \cdot 0.52} = 622.1 \text{ kg}$$

$$P_{L5} = \frac{[3 \cdot 1.37 - 2] \times 622.1}{3 \times 1.5} = 291.7 \text{ kg (permissible)}$$

$$T_6 = 622.1 + 1.37 \times 0.5 \times 50 \times 4.19 = 765.6 \text{ kg}$$

$$T_7 = T_6 e^{w f \theta} = 765.6 e^{1.37 \cdot 0.5 \cdot 0.26} = 916 \text{ kg}$$

$$P_{L7} = \frac{[3 \cdot 1.37 - 2] \times 916}{3 \times 1} = 644.3 \text{ kg (permissible)}$$

$$T_8 = 916 + 1.37 \times 0.5 \times 150 \times 4.19 = 1346.5 \text{ kg (Permissible)}$$

b) Si la instalación se hace del punto 8 al punto 1 se tiene:

$$T_7 = w f L W = 1.37 \times 0.5 \times 150 \times 4.19 = 430.5 \text{ kg}$$

$$T_6 = T_7 e^{w f \theta} = 430.5 e^{1.37 \cdot 0.5 \cdot 0.26} = 514.42 \text{ kg}$$

$$P_{L6} = \frac{[3 \cdot 1.37 - 2] \times 514.42}{3 \cdot 1} = 362 \text{ kg (permissible)}$$

$$T_5 = 514.42 + 1.37 \times 0.5 \times 50 \times 4.19 = 658 \text{ kg}$$

$$T_4 = T_5 e^{w f \theta} = 658 e^{1.37 \cdot 0.5 \cdot 0.52} = 941.8 \text{ kg}$$

$$P_{L4} = \frac{[3 \cdot 1.37 - 2] \times 941.8}{3 \cdot 1.5} = 441.6 \text{ kg (permissible)}$$

$$T_3 = 941.8 + 1.37 \times 0.5 \times 80 \times 4.19 = 1171.4 \text{ kg}$$

$$T_2 = T_3 e^{w f \theta} = 1171.4 e^{1.37 \cdot 0.5 \cdot 1.52} = 1676.8 \text{ kg}$$

$$P_{L2} = \frac{[3 \cdot 1.37 - 2] \times 1676.8}{3 \cdot 1} = 1180 \text{ kg (permisible)}$$

$$T_1 = 1676.8 + 1.37 \times 0.5 \times 50 \times 4.19 = 1820.3 \text{ kg (no permisible)}$$

Conclusión:

Como puede verse, en la trayectoria de 8 a 1 se presenta una tensión final y una presión lateral no permisible que podrían dañar el cable, por lo que si las condiciones físicas de local lo permiten, el alimentador debe instalarse del punto 1 al punto 8.

Por computadora:

Diámetro del ducto: 76.200 m
Acuñamiento imposible
El claro es de 23.379 mm
Longitud máxima permisible 622.701 mm

2	143.376		
3	205.252	30.000	144.439
4	434.654		
5	622.234	30.000	291.917
6	765.610		
7	916.036	15.000	644.628
8	1346.165		
7	430.128		
6	514.640	15.000	362.160
5	658.016		
4	941.990	30.000	441.928
3	1171.392		
2	1676.921	30.000	1180.074++
1	1820.279**		

** Tensión máxima excedida.

++ Presión lateral excedida.

Nota: La tensión en los puntos iniciales en ambos sentidos es nula.

EJEMPLO 2

Se instalará un alimentador de una subestación a un centro de motores con cable de energía VULCANEL EP calibre 1 x 1 / 0 AWG para 25 kV en un banco de ductos. Calcular la sección del ducto, longitud máxima de jalado y la máxima tensión permisible de jalado para cable por ducto.

Datos:

Peso del cable: 1.28 kg.

Área del conductor: 53.5 mm^2 .

Diámetro exterior: 28.5 mm.

Selección del ducto :

Área del cable = $\pi D^2 / 4 = \pi (25.5)^2 / 4 = 637.93 \text{ mm}^2$

el relleno del ducto es del 40 % máximo.

Diámetro del ducto: 50.8 mm (2") $A = \pi (50.8)^2 / 4 = 2026.82 \text{ mm}^2$.

% Relleno = (Área del cable / Área del ducto) x 100 = $637.933 / 2026.80 \times 100 = 31 \%$

Longitud máxima de jalado:

$L_m = T_m / W_f$

donde $T_m = 7 \times 1 \times 53.5 = 374.5 \text{ kg}$

$L_m = 374.5 / (1.28 \times 0.5) = 585.15 \text{ m}$.

Tensión permisible de jalado:

Si la instalación se hace del punto A al punto F:

Tensión en el punto B: $T_B = PWL = 0.5 \times 1.28 \times 100 = 64 \text{ kg}$.

Tensión en el punto C: $T_B e^{f\theta} = 64 \times 1.48 = 94.72 \text{ kg}$.

Presión lateral $P_L = T_C / R = 94.72 / 5 = 18.94 \text{ kg / m}$.

Tensión en el punto D: $T_D = T_C + T_{C-D} = 94.72 + 0.5 \times 1.28 \times 50 = 126.72 \text{ kg}$.

Tensión en el punto E: $T_E = T_D e^{f\theta} = 126.72 \times 2.19 = 277.51 \text{ kg}$.

Presión lateral $P_L = T_E / R = 277.51 / 10 = 27.75 \text{ Kg / m}$ (acceptable).

Tensión en el punto F: $T_F = T_E + T_{E-F} = 277.51 + 0.5 \times 1.28 \times 0.50 \times 60 = 315.91 \text{ kg}$ (permisible).

Si la tensión fuera del punto F al punto A

$T_E = 0.5 \times 1.28 \times 60 = 38.4 \text{ kg}$.

$T_D = T_E e^{f\theta} = 38.4 \times 2.19 = 84.09 \text{ kg}$.

$P_{LD} = T_D / R = 84.09 / 10 = 8.40 \text{ kg / m}$.

$T_C = T_D + T_{D-C} = 84.09 + 0.5 \times 1.28 \times 50 = 116.09 \text{ kg}$.

$T_B = T_C e^{f\theta} = 116.09 \times 1.48 = 171.81 \text{ kg}$.

$P_{LB} = T_B / R = 171.81 / 5 = 336.36 \text{ kg / m}$ (acceptable).

$T_A = T_B + T_{B-A} = 171.8 + 0.5 \times 1.28 \times 100 = 325.81 \text{ kg}$.

De los resultados obtenidos se observa que instalando del punto F al punto A resulta una tensión más baja que si se instalara del punto A al punto F.

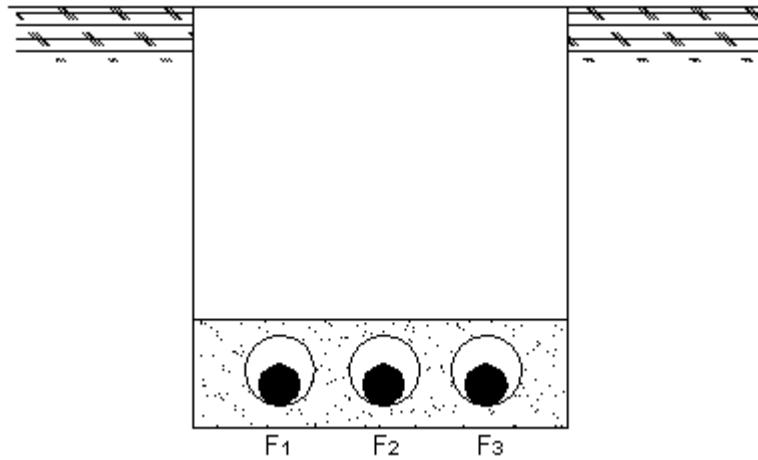


FIGURA 9.23. Banco de ductos del ejemplo 2.

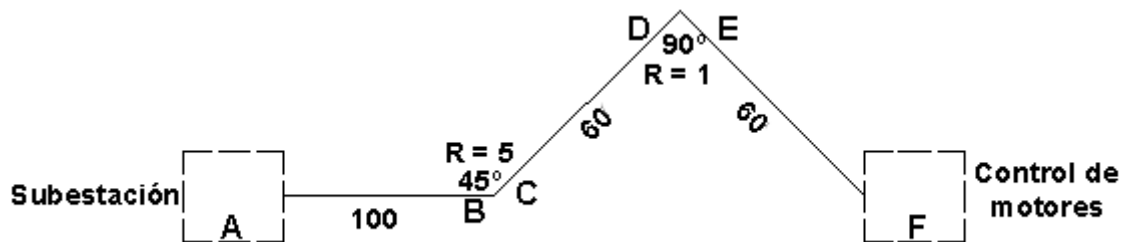


FIGURA 9.24. Trayectoria del alimentador del ejemplo 2.

9.3.6.3 Fricción.

Normalmente se usa el valor de 0.5 como coeficiente de fricción f . Se han medido valores de 0.2 a 0.8 los cuales dependen del tipo de material del ducto, del grado de deterioro del material de la cubierta del cable y del tipo de lubricante a usar. El lubricante debe aplicarse al interior del ducto justo antes de jalado.

9.4 RADIOS MÍNIMOS DE CURVATURA

En la instalación de cables de energía es muy frecuente que el doblez dado al cable al ser introducido en un banco de ductos, o al existir una curva en la trayectoria, sea menor que el radio mínimo de curvatura especificado por el fabricante; así mismo, cuando un cable se retira para ponerlo o recorrerlo hacia otro lugar, generalmente el tambor que se usa para enrollarlo no es del diámetro adecuado (véase figura 9.25).

Estos dobleces ocasionan graves lesiones al aislamiento, a las cintas de la pantalla metálica o a la cubierta de plomo, si se usa. El daño que se le ocasiona al aislamiento es producto de un esfuerzo de tensión mayor que su límite elástico, teniendo como consecuencia su posible fractura o debilitamiento, cuando el cable tiene cintas metálicas como pantalla, estas sufren deslizamiento de una sobre otra, ocasionando que no vuelvan a su estado original.

Si el cable tiene plomo como pantalla electrostática o como cubierta, esta llega a abombarse en la parte de abajo del doblez, provocando una posible fractura e inutilizando el plomo como cubierta, además de quedar espacios que se ionizarán al estar en operación el cable.

9.4.1 Radios mínimos de curvatura permitidos en la instalación de cables.

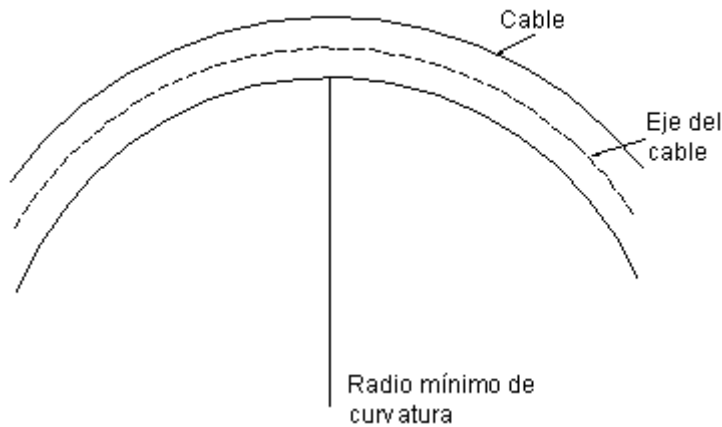


FIGURA 9.25. Radio mínimo de curvatura en un cable de energía.

9.4.1.1 Cables aislados vulcanel EP o XLP, sintenax y polietileno.

- Cables monofásicos o multiconductores con o sin cubierta de plomo, sin pantalla metálica o sin armadura: ver tabla 9.5.

TABLA 9.5. Radios mínimos de curvatura (D = Diámetro exterior del cable).

Espesor del aislamiento (mm)	Diámetro total del cable (mm)		
	25.4 y menores	25.4 a 50.8	50.8 y mayores
3.94 y menores	4D	5D	6D
4.32 a 7.87	5D	6D	7D
8.26 y mayores	--	7D	8D

- Cables con armadura de flejes y alambres: 12D

- Cables con pantallas de cintas: 12D
- Cables con pantallas de hilos, excepto las que llevan hilos como armadura, los cables flexibles para uso industrial y para minas. Ver tabla 9.5.
- Cables flexibles para uso industrial y minas (solo se aplica el VULCANEL EP):
- Para tensiones de 5 kV : 6D
- Para tensiones mayores de 5 kV: 8D

9.4.1.2 Cables DRS (distribución residencial subterránea).

- Cables sin pantalla: Ver tabla 9.5.
- Cables con pantallas:
Para tensiones menores de 25 kV: 10D
Para tensiones de 25 kV y mayores: 12D

9.4.1.3 Cables con aislamiento de papel impregnado.

- Cables con cubierta de plomo:
Cables monopolares: 25D
Cables multiconductores: 15D

9.4.1.4 Cables sintenax.

- Cables monopolares con pantalla o cables monofásicos o multiconductores con armadura de hilos o flejes: 9 (D+d)
- Para todos los demás tipos: 8 (D+d)

9.4.1.5 Cables armaflex.

- Cables con pantalla de cintas: 12D
- Cables sin pantalla menores de 5 kV: 7D

En todos los casos: D = diámetro total del cable y d = diámetro de un conductor; ambas en mm.

En el caso de conductor de sección sectorial: $d = 1.3 \sqrt{A}$ donde A es la sección transversal en mm^2 del conductor.

En la tabla 9.6 se muestran los diámetros exteriores los diferentes tipos de cables.

9.4.2 Diámetros mínimos del tambor del carrete para enrollado de cables.

9.4.2.1 Cables con aislamiento XLP, EPR, PVC y POLIETILENO.

- Cables unipolares o multipolares con cubierta metálica :
Cable sin pantalla o con pantalla de hilos hasta 2 kV: 10D
Cable con pantalla o con pantalla de hilos de más de 2 kV: 12D
Cable con pantalla de cintas: 14D

- Cables monopolares o multiconductores

Cables con cubierta de plomo: 14D

Cables con armadura de hilos: 16D

Cables con armadura de flejes: 16D

Cables unipolares triplexados: el diámetro total que corresponda al grupo de conductores debe multiplicarse por el factor dado antes, según sea la construcción del cable y también debe multiplicarse por 0.75.

9.4.2.2 Cables aislados con papel y cubierta de plomo.

- Cables con diámetro sobre el plomo menor que 20 mm:

Cubierta de yute o de plástico: 25dp

Armados con fleje: 20da

Armados con hilos de acero: 20 da

- Cables con diámetro sobre el plomo mayor o igual a 200 mm:

Para todas las construcciones: 25dp

En todos los casos: D = diámetro exterior del cable en mm

dp = diámetro sobre el plomo en mm.

da = diámetro sobre la armadura en mm.

9.5 INSTALACIÓN DE CABLES SUBTERRÁNEOS

Para la instalación de cables de energía en ductos subterráneos de manera segura y confiable se mencionan los procedimientos y requisitos siguientes, de tal forma que sean una guía para los instaladores.

9.5.1 Preparativos anteriores al tensionado.

- a) Se debe hacer una exhortación especial al personal para el cumplimiento y observancia de las normas de seguridad y sobre el manejo adecuado del cable.
- b) Asegurarse que el sistema de ductos están en condiciones de aceptar a los cables, verificando el interior de los ductos, con el fin de evitar que haya protuberancias internas que dañarían el cable al instalarlo.
- c) Se recomienda usar un cable guía de características adecuadas al tipo y longitud del cable, para jalarlo a través de los ductos.
- d) Si el tensionado se efectúa usando equipo mecanizado, se debe colocar el malacate en el registro que previamente se haya seleccionado (de acuerdo con el cálculo de las tensiones y longitudes de jalado) y debe anclarse de tal forma que resista, sin desplazarse, la tensión que se presente al jalar el cable en el ducto.
- e) De igual forma, el carrete o carretes deben colocarse en el registro en el extremo opuesto al malacate. (figura 9.26). Para esto se usarán gatos o desenrolladores de dimensiones adecuadas al tamaño de carrete.
- f) Si existen cambios de dirección en la ruta del cable, estos deben quedar localizados en los registros. Si este es el caso, deben colocarse rodillos de diámetro suficiente para evitar que el cable se dañe durante el jalado (figura 9.27).

TABLA 9.6. Diámetros exteriores de cables de energía.

Tipo	Calibre AWG - MCM	Diámetro exterior (mm)			
		5 kW	15 kW	25 kW	35 kW
VULCANEL EP o XLP	8	13.5	--	--	--
	6	14.4	--	--	--
	4	15.5	--	--	--
	2	16.9	22.4	--	--
	1 / 0	18.6	24.0	28.5	--
	2 / 0	19.6	25.1	29.5	33.9
	3 / 0	21.9	26.3	30.7	35.0
	4 / 0	23.2	27.6	31.8	37.8
	250	24.3	28.7	33.2	39.0
	350	26.7	31.2	35.6	41.6
	500	29.8	34.2	38.6	46.6
	600	31.8	36.0	41.9	48.4
	750	34.3	38.7	44.7	51.1
	1000	38.0	43.6	48.8	54.8
	Calibre AWG - MCM	Diámetro exterior (mm)			
		15 kV		25 kV	
VULNEL EP tipo DS	1 / 0	24.3		28.7	
	2 / 0	25.3		29.7	
	3 / 0	26.5		30.9	
	4 / 0	27.8		32.5	
	250	29.2		33.8	
	350	31.6		36.3	
	500	34.7		39.3	
	600	36.9		41.5	
	750	39.3		43.9	
	900	41.6		46.3	
	1000	43.2		47.2	
	Calibre AWG	Diámetro exterior (mm)			
		15 kV		25 kV	
VULCANEL EP tipo DRS	2	22.0		--	
	1 / 0	23.7		26.3	
	2 / 0	25.6		29.9	
	3 / 0	26.7		31.0	
	4 / 0	29.2		34.5	
	Calibre AWG	Diámetro exterior (mm)			
		15 kV		25 kV	
SINTENAX	4	22.1		--	
	2	22.4		--	
	1	23.1		27.5	
	1 / 0	24.0		28.5	
	2 / 0	25.1		29.5	
	3 / 0	26.3		30.7	
	4 / 0	27.6		31.8	

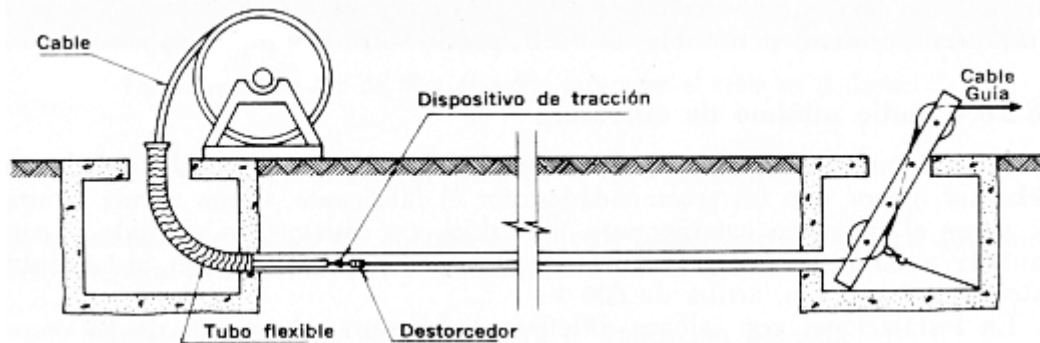


FIGURA 9.26. Disposición del carrete y el equipo para la instalación de cables de energía en ductos.

- g) Los extremos de los cables deben tener colocados un perno u ojo de tracción directamente en el conductor, para facilitar jalar el cable.
- h) Los registros deben tener la salida de los ductos perfectamente emboquillados, para evitar que el cable se dañe. También deben tener ménsulas en las paredes, para soportar los cables y empalmes (figura 9.28).

9.5.2 Equipos y materiales

a) Equipos:

- Malacate de tiro - Aparejos de poleas desviadas.
- Desenrollador con flecha y collarines.
- Tubo flexible (trompas de elefante).
- Rodillos y poleas - Ganchos para tapas acceso.
- Destorcedor - Cable de tiro - eslabones giratorios.
- Estructura con polea - Grilletes - abrazaderas.
- Equipo de comunicaciones.
- Bomba de agua - corta cables.
- Barreras protectoras - Cubiertas aislantes - guantes.
- Malla de acero (calcetín) - Eslingas de acero - cordel.
- Guía de fibra de vidrio - Sogas - cinta de alambre - manilas.
- Generador eléctrico portátil y extensiones eléctricas.
- Ventilador de compensación y manguera - freno carretes.
- Probador electrostático de kV - dinamómetro - gato carretes.
- Banderolas y avisos de alerta.
- Mandriles limpia tubos y prueba tubos eje carretes.

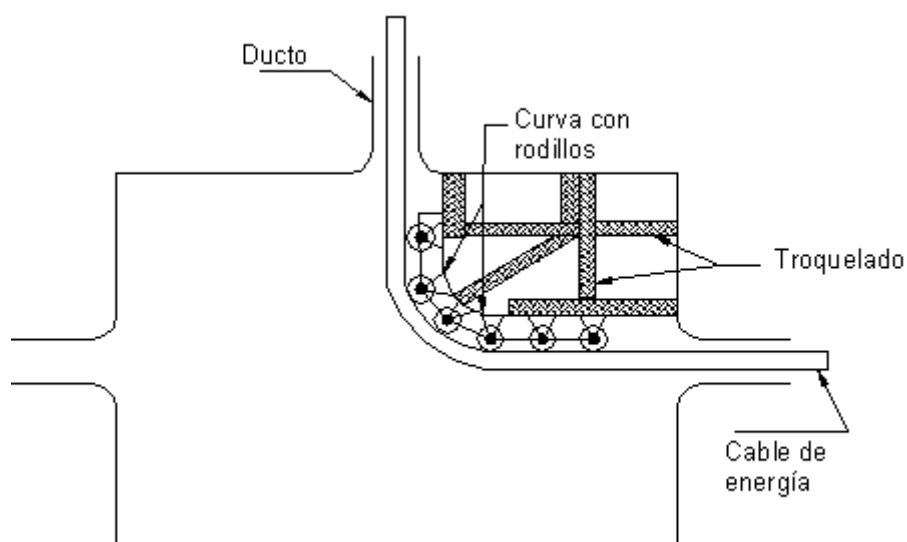


FIGURA 9.27. Troquelado de registro.

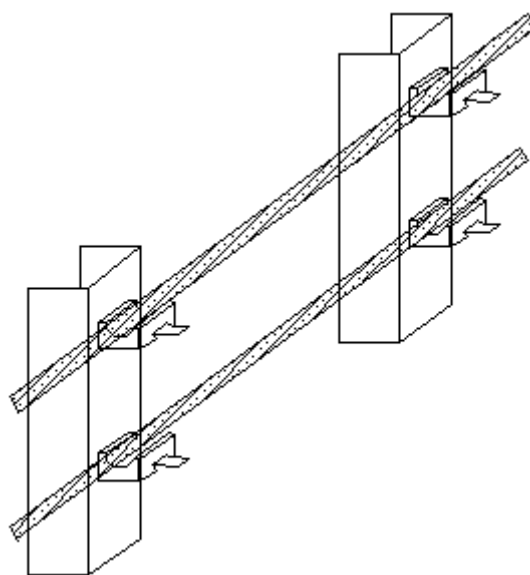


FIGURA 9.28. Ménsula para soportar los cables en las cámaras.

b) Materiales :

- Lubricante (bentonita, talco industrial, etc).
- Estopa.
- Cintas.
- Alambre de hierro recocido.
- Cable manila o de nylon.
- Cemento de silicona.
- Palines y madera para troquelar.
- Tapones para sellar cables.
- Trapos.
- Hojas de triplex.
- Cinta para medir diámetros.
- Cinta de medida de 50 m.

9.5.3 Recomendaciones.

- a) Cuando exista posibilidad de incendio en pozos de visita, túneles, trincheras, etc, se recomienda que los cables se forren con cintas no combustibles o con protección adecuada para evitar que la falla de uno ellos se transfiera a los demás.
- b) En un banco de varios ductos, se recomienda que los cables de mayor sección sean colocados en los ductos externos de modo que el calor sea transmitido lo más rápido posible al terreno.
- c) Si en un banco de ductos se requiere instalar cables de diferentes tensiones, los de mayor tensión se instalarán en las vías más profundas.
- d) Cuando un ducto de varias vías contenga cables monofásicos, el diseñador deberá escoger la colocación de las fases de modo que se logre el máximo equilibrio de las reactancias de los cables, debido a su posición.
- e) Si existe posibilidad de entrada de agua, gases o animales por los ductos, se recomienda usar sellos que impidan su paso.
- f) No se debe permitir el uso de los cables como escaleras para bajar al interior de los pozos de visita.
- g) No deberán dejarse cables expuestos debajo de la entrada a los pozos de visita para evitar que sean golpeados por la caída de objetos del exterior o de las mismas tapas.
- h) En los pozos de visita se deben dejar curvas con el cable para absorber las contracciones y dilataciones, a la vez que permitan formar reserva de cable en casos necesarios.

9.5.4 Procedimiento de instalación (vease figura 9.29).

- a) Colóquese el equipo, dispositivos y materiales en los lugares previamente establecidos, incluyendo los de protección y señalización externa.

-
- b) Deberá distribuirse el personal a lo largo de la trayectoria del cable por instalar (en los extremos y en los registros intermedios), para que se vigile durante su instalación, a fin de evitar posibles daños por caída de troqueles, roce del cable, etc.
 - c) Serán colocados en un lugar visible (generalmente sobre el malacate de tracción) un dinamómetro y un cuenta metros, para medir la tensión y longitud durante la instalación del cable.
 - d) Antes de iniciar el jalado del cable, habrá que realizar una inspección final a toda la instalación, pozo de visita, poleas, rodillos, troqueles, estado del cable, etc.
 - e) Se mantendrá equipo de comunicación en zona de carretes, puntos intermedios y zona de malacate.
 - f) Cuando existan cambios de dirección, estarán localizados en pozos de visita, por lo que será necesario troquelar usando poleas o rodillos con radios de curvatura amplios para evitar daños al cable durante el jalado.
 - g) En el pozo de visita cercano al malacate, se colocarán y fijarán los dispositivos de orientación del cable guía del ducto o la salida del pozo durante el jalado del cable.
 - h) Se jala el cable de acero del equipo de tracción usando la guía previamente instalada, pasándolo a través de los ductos y pozos intermedios, hasta llegar a la posición de los carretes.
 - i) Se coloca y fija el tubo flexible en la boca del ducto, en el pozo de visita que se encuentre cerca de los carretes y se introduce la punta del cable a través de este tubo.
 - j) Se prepara la punta de cable con un calcetín o con un tornillo de tracción acoplado con un destorcedor que absorberá la torsión del cable de acero en el momento de aplicar la tensión.
 - k) Dependiendo del peso del cable, se dispondrá de una o más personas en el carrete para ayudar a que gire durante su instalación.
 - l) Se inicia el jalado por indicaciones del supervisor, coordinando las operaciones tanto en la zona de carretes como en el equipo de tracción y puntos intermedios (pozos de visita). Se recomienda utilizar equipo de comunicaciones (radios, transmisor-receptor, banderines, etc)
 - m) Al inicio y durante el jalado del cable, deberá ponerse suficiente lubricante para reducir la fricción del cable con el ducto y de esta forma mantener la tensión en valores bajos.
 - n) El equipo de jalado permitirá cambios de velocidad suaves hasta casi detenerse. Si el tendido es interrumpido, al volver a empezar, la aceleración será baja para evitar tensiones elevadas. La velocidad de tendido no deberá ser mayor de 15 m / min y la tensión de jalado no excederá los valores previamente calculados.
 - o) Al finalizar el jalado dentro de un registro, los cables deberán ir adelante como sea posible, con el fin de cortar parte del extremo que se haya dañado y contar con la longitud suficiente y en buenas condiciones para efectuar el empalme. Si existen registros intermedios en el tramo donde se jalará el cable deberá dejarse una pequeña cantidad en el registro donde se encuentren los carretes, con el fin de tener suficiente cable para acomodarlo en los registros intermedios.

- p) Debido a que la longitud máxima por instalar está limitada por la tensión de jalado y por la trayectoria de la instalación, es conveniente verificar la máxima tensión de jalado para evitar que sufra daño el cable.
- q) Es recomendable dejar una cantidad de cable en los registros adyacentes a los terminales, para tener una reserva para posibles fallas que se presenten durante su operación.
- r) Una vez que se ha terminado la instalación de un tramo de cable, habrá que revisar sus extremos para verificar el sello; si es necesario cortar el cable, o si el sello se encuentra dañado, es conveniente colocar un tapón contráctil o sellar con cinta para evitar que la humedad penetre al cable.

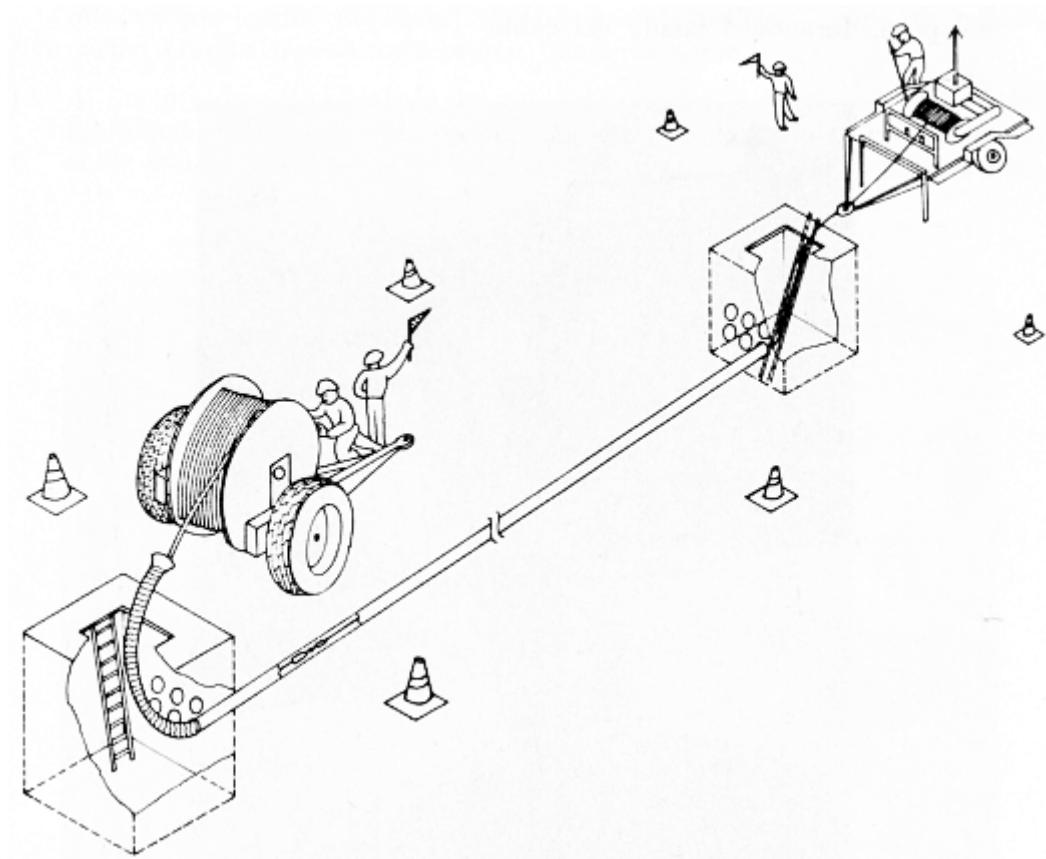


FIGURA 9.29. Instalación de cables en ductos.

9.5.5 Identificación de cables.

Los cables instalados en ductos deben estar permanentemente identificados por medio de placas, etiquetas o de algún otro medio a fin de facilitar la identificación de cables y circuitos.

El material del medio de identificación debe ser resistente a la corrosión y a las condiciones del medio ambiente, para evitar que se destruya o que se borre la leyenda.

La identificación se hará en las terminales, pozos de visita y en todos los puntos donde el cable sea visible.

9.5.6 Cables en tuberías metálicas.

Este es un tipo especial de construcción que ofrece mayor protección mecánica y es usada para cruce de calzadas y cruce bajo aguas, cuando la tubería es soldada.

9.5.7 Guía para la selección del tipo de instalación subterránea.

En la tabla 9.7 se presenta una guía para seleccionar el tipo más adecuado de instalación.

TABLA 9.7. Guía para la selección del tipo de la instalación subterránea.

INSTALACIÓN		TIPO DE INSTALACIÓN DEL CABLE		LOCALIZACIÓN Y OBSERVACIONES
Directamente enterrados	Papel / plomo	Con armadura y capa protectora a la corrosión	En áreas suburbanas y abiertas en donde los cables puedan instalar fuera de aceras y la pavimentos.Fallas difíciles de localizar. Reemplazos y reparaciones costosas. Debe considerarse la colocación de cubiertas protectoras tales como madera tratada, placas de concreto, tejas, etc	
	Caucho / plomo			
	Tela barnizada / plomo.			
	Caucho (bajo voltaje)			
	Caucho / termoplástico.			
	Caucho / tratado al calor			
Instalación de ductos	Iguales a las recomendaciones para enterrados directamente, sin armadura metálica.		Para localización bajo andenes y pavimentos de forma que los reemplazos y reparaciones puedan efectuarse sin romper el pavimento, Permite ampliaciones sucesivas si se dejan ductos vacíos para futuras instalaciones. Provee buena protección mecánica, generalmente más económica que la de los cables armados. Permite una instalación más ordenada de los conductores. Disminuye la capacidad de carga del cable.	
Instalación de tuberías	Papel / plomo / armadura / Caucho / plomo / armadura.Tipo tubular con aceite o gas a alta presión.		En construcciones de tuberías soldadas para cruces bajo el agua principalmente. Buena protección mecánica y estanqueidad adicional para cables llenos de gas o aceite a presión disminuye la capacidad de carga del cable.	

9.6 FORMA DE LOS CABLES

Las formas de conductores de uso más general en cables aislados de media tensión son:

- Redondo concéntrico: donde los hilos son torcidos en capas concéntricas alrededor de un núcleo central.
- Redondo compacto: los hilos se compactan para disminuir sus dimensiones.
- Sectorial compacto: formado por un cable cuya sección es un sector circular (usado en cables tripolares).
- Anular.
- Segmentado.

En la tabla 9.8 se presenta una guía para la selección de los cables según su forma de construcción.

TABLA 9.8. Guía para la selección de los cables según su forma de construcción.

FORMA	CABLES NORMALES	CONSTRUCCIÓN NORMAL MAS COMÚN	OBSERVACIONES
Redondo concéntrico	Nº 6 AWG a 2500 MCM (con núcleo)	Monoconductores y multiconductores	Conductores de calibres menores
Redondo compacto	Nº 6 AWG a 2500 MCM (con núcleo)	Monoconductores y multiconductores	Menor diámetro y flexibilidad que los conductores redondos y concéntricos
Sectorial compacto	1 / 0 AWG a 1000 MCM	Multiconductores	Son económicos aislados en papel impregnado o tela barnizada. Esta forma tiene por objeto tener un menor diámetro y mayor aprovechamiento del espacio disponible, menor peso y costos inferiores a los cables redondos. Muy convenientes cuando la instalación incluye un número considerable de cables, o donde es conveniente utilizar conductores más pequeños o en ductos de dimensiones menores que los requeridos por otras formas
Anular	Mayor de 1000 MCM	Monoconductores	Grandes conductores para disminuir el efecto Kelvin. Diámetro superior al de las anteriores formas. Su uso más común es en conductores de conexión de generadores aislados con tela barnizada.
Segmentado	Mayor de 1000 MCM preferiblemente	Monoconductores	Para instalaciones donde sea necesario combinar gran capacidad de corriente con diámetros mínimos.

9.7 AISLAMIENTOS

9.7.1 Aislamientos de papel impregnado.

Emplean un papel especial obtenido de pulpa de madera con celulosa de fibra larga. El cable aislado con papel sin humedad se impregna con aceite para mejorar las características del aislante. Las sustancias más usuales son:

- Aceite viscoso.
- Aceite viscoso con resinas refinadas.
- Aceite viscoso con polímeros de hidrocarburos.
- Aceite de baja viscosidad.
- Parafinas microcristalinas del petróleo.

El compuesto ocupa todos los intersticios, eliminando las burbujas de aire en el papel y evitando así la ionización en el servicio. Es por esto que el papel es uno de los materiales más usados en cables de alta tensión. Las características y propiedades se muestran en la tabla 9.9.

9.7.2 Aislamiento tipo seco.

Los aislamientos secos son compuestos cuya resina base se obtiene de la polimerización de hidrocarburos. los más importantes son los siguientes:

- **TERMOPLÁSTICOS:** PVC(Policloruro de vinilo) llamado también SINTENAX.
PE (Polietileno).
- **CAUCHOS:** R - RW - RH - RHW - RU - RHH - SA - BUTILO - NEOPRENO.

VULCANEL:POLIETILENO RETICULADO O DE CADENA CRUZADA XLPE. ETILENO PROPILENO EPR

Son los principales materiales empleados en la actualidad para cables subterráneos.

En la tabla 9.9 se muestran las propiedades de los aislamientos secos y en la tabla 9.10 se muestra una guía de selección de cables subterráneos según su aislamiento.

9.7.2.1 Aislamiento XLPE.

Mediante un cuidadoso proceso de vulcanización se transforma la estructura molecular del polietileno para obtener su reticulación y hacerlo termoestable. Con este proceso se incrementan las propiedades mecánicas y térmicas del material pero se conservan las excelentes propiedades dieléctricas del polietileno termoplástico convencional logrando así combinar en un mismo material las mejores propiedades térmicas de los elastómeros con las dieléctricas del polietileno. Este tipo de cable tiene las siguientes aplicaciones :

- Redes subterráneas de distribución primarias en zonas de elevada densidad de carga.
- Interconexiones entre plantas generadores y equipos de subestación.
- Alimentación y distribución en alta tensión en edificios con subestaciones a varios niveles del edificio.
- Alimentación y distribución de primaria en industrias donde se requieren altas características de resistencia mecánica, química y térmica como es el caso de plantas químicas, acerías, astilleros, etc.
- Distribución subterránea (monofásica o trifásica) en zonas residenciales.
- Circuitos de alumbrado en serie empleados en pistas de aeropuertos.
- Distribución primaria aéreas en zonas urbanas donde existan condiciones tales que no permitan el uso de conductores desnudos.
- Cables submarinos en el fondo de los ríos o lagos (empleando armaduras).

9.7.2.2 Aislamiento EPR.

Es un material termoestable que posee una combinación de cualidades tales como alta resistencia al ozono, al calor, a la intemperie, a los elementos químicos y a la abrasión, junto con la flexibilidad del caucho butílico y las excelentes propiedades dieléctricas y la resistencia térmica del polietileno reticulado.

Este cable tiene las siguientes aplicaciones:

- Redes subterráneas de distribución primaria en zonas de alta densidad de carga.
- Alimentación y distribución en alta tensión en edificios de varios pisos con subestaciones a varios niveles.
- Cables submarinos instalados en el fondo de ríos y lagos (deben ser armados).

- Alimentación y distribución primaria en plantas industriales en donde se requieren altas características de resistencia mecánica, química y térmica como es el caso de plantas químicas, refinerías, siderúrgicas, astilleros, etc.
- Cables para minas.
- Instalaciones provisionales en las cuales el cable está sometido en forma continua a la abrasión, dobleces o impactos.
- Instalaciones en donde se requiera que el cable tenga una muy alta resistencia a las cargas parciales (efecto corona).
- Distribución subterránea en zonas residenciales (monofásica o trifásica).
- Instalaciones en barcos y puentes.
- Circuitos de alumbrado en serie empleados en pistas de aeropuertos.

9.8 SELECCIÓN DE LAS CUBIERTAS

La función primordial de las cubiertas es la de proteger al cable de los agentes externos del medio ambiente que lo rodea, tanto en la operación como en la instalación.

La selección del material de la cubierta de un cable dependerá de su aplicación y de la naturaleza de los agentes externos contra los cuales se desea proteger el cable.

Las cubiertas pueden ser de los siguientes materiales:

- a) Cubiertas metálicas: normalmente el Plomo y sus aleaciones, en menor escala el Aluminio.
- b) Cubiertas termoplásticas: PVC y polietileno de alta y baja densidad.
- c) Cubiertas elastoméricas: Neopreno (policloropreno) y el Hypalón (polietileno clorosulfonado).
- d) Cubiertas textiles: Yute impregnado en Asfalto con baño final de cal y talco.

EXIGENCIAS DE LAS CUBIERTAS:

Térmicas
Químicas
Mecánicas

En la tabla 9.11 se presentan las propiedades de las cubiertas en cuanto a los requisitos antes mencionados.

TABLA 9.9. Propiedades de los aislamientos más comunmente usados en cables de energía (5 - 35 kV.)

Características	PVC SINTEMAX	VULCANEL XLP	VULCANEL EP	PAPEL IMPREGNADO
Rigidéz dieléctrica, kV/mm, (corriente alterna, elevación rápida)	18	25	25	28
Rigidéz dieléctrica, kV/mm, (impulsos)	47	50	50	70
Permitividad relativa SIC. (60 ciclos, a temp. de op.)	7	2.1	2.6	3.9
Factor de potencia, % max (a 60 ciclos, a temp. de op.)	9	0.1	1.51	1.1
Constante K de resistencia del aislamiento a 15.6°C.(megohm-km) min	750	6100	6100	1000
Resistencia a la ionización	buena	buena	muy buena	buena
Resistencia a la humedad	buena	muy buena	excelente	mala
Factor de pérdidas	mala	buena	excelente	buena
Flexibilidad	regular	mala	excelente	regular
Facilidad de instalación de empalmes y terminales (problemas de humedad o ionización)	excelente	regular	muy buena	regular
Temperatura de operación normal (°C)	Hasta 6 kV, 80			
	Más de 6 kV, 75	90	90	85
Temperatura de sobrecarga (°C)	100	130	130	100
Temperatura de cortocircuito (°C)	160	250	250	160
Principales ventajas	Bajo costo, resistente a la ionización fácil de instalar.	Factor de pérdidas bajo	Bajo factor de pérdidas flexibilidad, resistencia a la ionización.	Bajo costo, experiencia de años, excelentes, propiedades eléctricas.
Principales inconvenientes	Pérdidas dieléctricas comparativamente altas	Rigidéz. Baja resistencia a la ionización	Es atacable por hidrocarburos a temp superiores a 60°C	Requiere tubo de plomo y terminales herméticas

TABLA 9.10. Guía para selección de cables subterráneos según su aislamiento.

Aislamiento	Tipo	Temp. max. de funcionamiento °C.	Voltaje mas común de servicio V.	Características principales	Aplicaciones mas usuales
Caucho	R	60	Hasta 600	Bajo costo.	Instalaciones interiores residenciales e industriales. Ambiente seco.
	RW	60	Hasta 2000	Resistente a la humedad.	Instalaciones industriales, ambiente humedo.
	RH	75	Hasta 2000	Resistente al calor.	Instalaciones interiores comerciales e industriales, ambiente seco.
	RH - RW	60 hum. 75 seco	Hasta 2000	Resistente a la humedad 60 °C Resistente al calor 75 °C.	En lugares humedos hasta 60°C En lugares calientes hasta 75 °C.
	RHW	75	Hasta 2000	Resistente a la humedad y el calor 75 °C.	En lugares humedos y calientes hasta 75 °C.
	RU	60	Hasta 600	Pueden instalarse en muros delgados.	Comunicaciones, señales, cables de supervisión de control.
	Base aceite	75	2001 - 15000	Resistente al ozono y buena resistencia dieléctrica.	Cables de alto voltaje control y potencia auxiliar de plantas y subestaciones.
	Butilo	80	2001 - 15000	Resistente al ozono y la humedad.	Cables de alto voltaje.
	Neopreno	60	Hasta 600	Resistente al aceite y las llamas.	Alambrado industrial en lugares expuestos al aceite.
	RHH	90 seco	Hasta 2000		
Termoplástico	SA	125 seco y hum.	Hasta 5000	Resistente al ozono.	
	PVC	60	Hasta 600	Propiedades físicas excelentes y bajo costo.	Instalaciones interiores, cables de control y señales
	Polietileno	75	Hasta 5000	Propiedades físicas y eléctricas excelentes. Alta resistencia a la humedad.	Cables de supervisión y control, comunicaciones y señales, alumbrado publico.
Tela Barnizada		85 a 600 V 70 a 17000 V	Hasta 17000	Resistencia al ozono y al aceite. Resistencia dieléctrica moderada.	Cables de generadores, transformadores, disyuntores en instalacioens interiores de centrales generadoras
Papel impregnado	Sólido (1 conductor)	70 a 85	Hasta 69000	Bajo costo inicial	En ductos subterráneos para transmisión y distribución.
	Sólido (3 conductor)	70 a 85	Hasta 35000	Bajo costo inicial, sujeto a fujas de aceite.	
	Lleno de gas a baja presión	70 a 85	Hasta 46000	Pérdidas dieléctricas bajas	
	Lleno en aceite	70 a 81	15000 a 230000	Buena estabilidad, alta resistencia dieléctrica y a impulsos.	Para transmisión de grandes potencias.

TABLA 9.11. Propiedades de las cubiertas.

Características	PVC	Polietileno baja densidad	Polietileno alta densidad	Neopreno	Polietileno clorosulfon ado HYPALON	Plomo
Resistencia a la humedad	B	E	E	B	MB	E
Resistencia a la abrasión	B	B	E	MB	MB	M
Resistencia a golpes	B	B	MB	E	E	M
Flexibilidad	B	B	R	E	E	R
Doble en frío	R	E	MB	B	R	--
Propiedades eléctricas	MB	E	E	R	B	--
Resistencia a la interperie	MB	E+	E+	B	E+	MB
Resistencia a la flama	MB	M	M	B	B	B
Resistencia al calor	B	M	R	MB	E	MB
Resistencia a la radiación nuclear	R	B	B	B	MB	E
Resistencia a la oxidación	E	R	R	MB	E	B
Resistencia al oxono	E	E	E	B	E	E
Resistencia al efecto corona	E	B	B	R	B	E
Resistencia al corte por compresión	B	B	B	MB	B	M
Resistencia a ácidos:						
- Sulfúrico al 30 %	E	E	E	R	R	E
- Sulfúrico al 3 %	E	E	E	R	R	E
- Nítrico al 10 %	R	E	E	R	R	M
- Clorídico al 10 %	B	E	E	R	R	R
- Fosfórico al 10 %	E	E	E	R	R	B
Resistencia al álcalis y sales						
- Hidróxido de sodio al 10 %	E	E	E	M	R	B
- Carbonato de sodio al 2 %	B	E	E	R	R	B
- Cloruro de sodio 10%	E	E	E	B	B	B
Resistencia a agentes orgánicos:						
- Acetona	M	B	B	B	B	E
- Tetracloruro de carbono	B	B	B	M	M	E
- Aceites	E	B	B	B	B	E
- Gasolina	B	B	B	B	B	E
- Creosota	R	B	B	M	M	--
Límites de temperaturas de Min. (°C)	- 55	- 60	- 60	- 30	- 30	
operación Max (°C)	+ 75	+ 75	+ 75	+ 90	+ 105	
Densidad relativa	1.4	0.9	1.0	1.3	1.2	11.3
Principales aplicaciones:	Uso general, cables para interiores y exteriores cubiertos	Cables a la interperie. Cubiertas sobre plomo.	Idem, pero cuando se requiere mayor resistencia a la abrasión	Cables flexibles y cables para minas	Cables flexibles de alta calidad	Cables con aislamientos de papel impregnado, cables para refinerías de petróleo y plantas petroquímicas
E = Excelente MB = Muy buena B = Buena R = Regular M = Mala + Solo en color negro, conteniendo negro de humo.						

9.9 TRAZADO DE REDES SUBTERRÁNEAS (SELECCIÓN DE LA RUTA)

La selección de la ruta se debe basar en una investigación previa, para determinar lo más exactamente posible las condiciones del área del proyecto.

Para ello se usará un plano escala 1:2000 en que figuren las calles y paramentos únicamente.

Las informaciones básicas que se anotarán en el plano y en carteras apropiadas deberán incluir por lo menos las siguientes:

- Anchura de vías entre paramentos.
- Anchura de calzadas entre aceras.
- Anchura de aceras.
- Radios de curvatura de paramentos, aceras y vías.
- Localización de las modificaciones proyectadas en las vías.
- Tipo de pavimento.
- Verificación de los reglamentos locales para construcciones en las vías.
- Localización de instalaciones visibles existentes de distribución eléctrica, sistemas de acueducto, alcantarillado, teléfonos, etc., tales como cajas de inspección, sumideros, válvulas, hidrantes, etc.
- Las informaciones existentes deberán verificarse con las entidades correspondientes, para fijar las profundidades, rutas y dimensiones de instalaciones no visibles.
- Localización de acometidas y cargas correspondientes.
- Datos de suelos.

Generalmente, la selección de rutas para instalaciones subterráneas de distribución está confinada dentro de límites relativamente estrechos, que dependen de las condiciones locales.

Como regla general, la ruta deberá seguir el camino más corto posible, teniendo en cuenta su interferencia con otras instalaciones.

En las figuras 9.30 y 9.31 se muestran varias disposiciones típicas de redes de distribución primaria subterránea (aparecen también redes secundarias subterráneas) a lo largo de las calles.

En la figura 9.32 se muestran otros detalles de gran importancia y que ilustran condiciones de instalación específicas.

9.10 METODOLOGÍA PARA EL CALCULO DE REGULACIÓN Y PERDIDAS EN REDES PRIMARIAS SUBTERRÁNEAS

El método que a continuación se presenta es aplicado en la solución de líneas cortas que alimentan cargas a lo largo de la línea como el caso más general. Sólo en algunas ocasiones la red subterránea alimenta una carga única. Aquí se dan por conocidas las condiciones del extremo emisor y aplica el concepto de Momento Eléctrico y flujo de cargas.

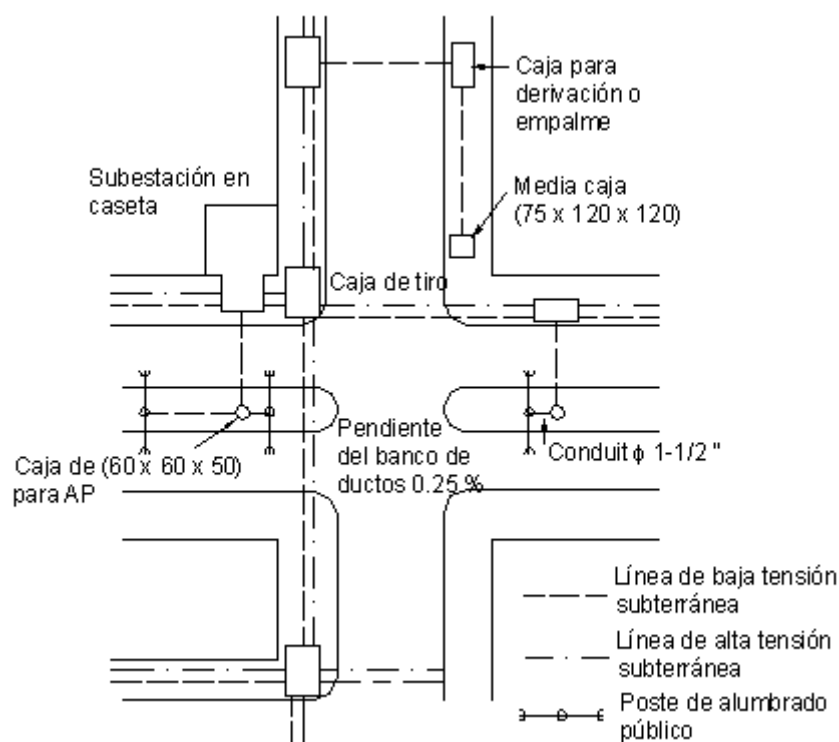


FIGURA 9.30. Disposición típica de distribución subterránea.

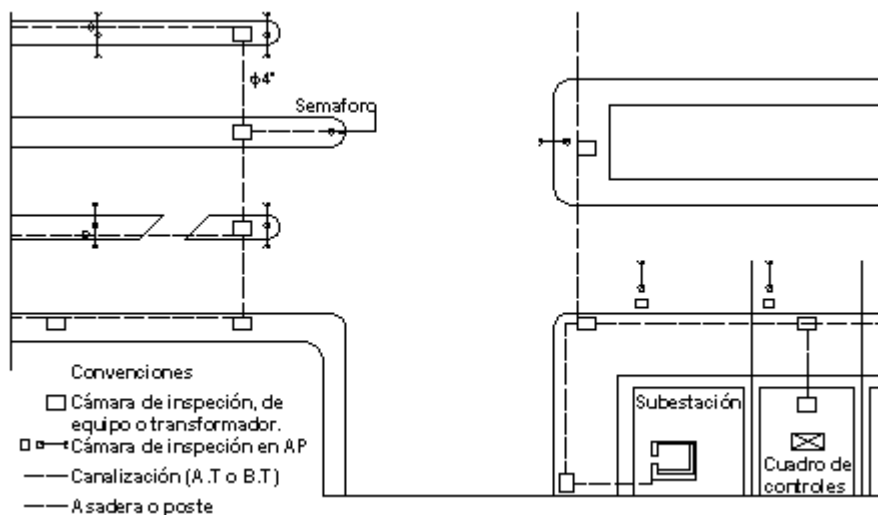


FIGURA 9.31. Disposición típica en cruces de calles y avenidas.

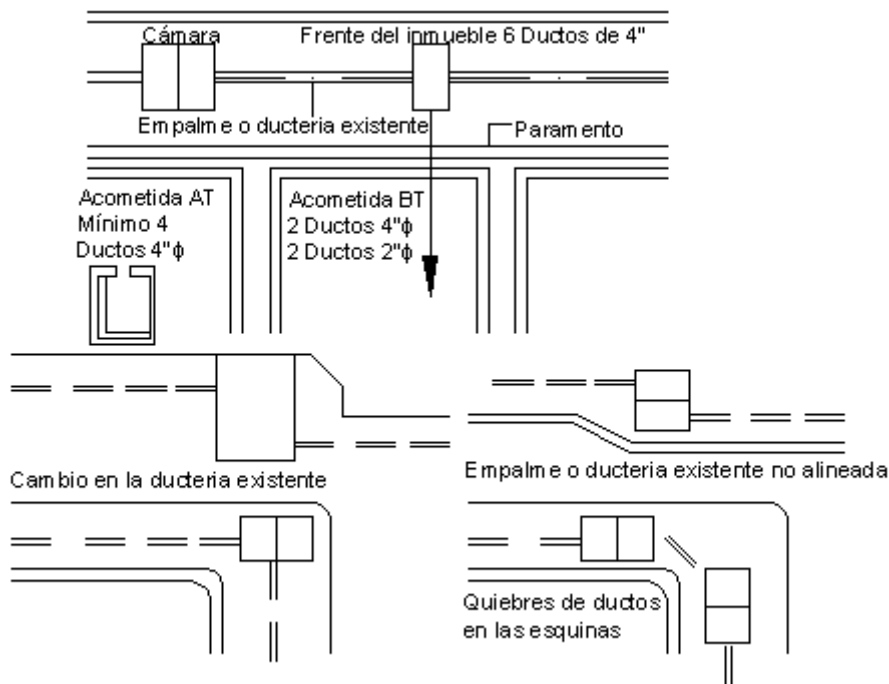


FIGURA 9.32. Cables subterráneos, localización y detalles.

9.10.1 Cálculo del momento eléctrico y las constantes de regulación y pérdidas.

Usando las ecuaciones 4.54 y 4.55 para el momento eléctrico en función de la regulación y las ecuaciones 5.9 y 5.11 para el % Pérdidas

Las constantes de regulación y pérdidas K_1 y K_2 son diferentes para cada conductor y dependen del voltaje, de la configuración, del diámetro del conductor, del factor de potencia, etc.

En las tablas 9.12 a 9.15 se muestran los cálculos del momento eléctrico y las constantes de regulación y pérdidas para redes primarias subterráneas a 13.2 kV en conductores de cobre con aislamiento termoplástico, EP y XLPE, con diferentes espaciamientos, temperatura de operación de 75 °C para termoplásticos y de 90 °C para EP y XLPE. El factor de potencia de diseño asumida es de 0.90.

9.10.2 Selección del calibre.

Una vez determinados el tipo de cable, la clase de instalación y las condiciones de servicio, se procede a seleccionar el calibre de los conductores. Esta selección se hace en forma preliminar con base en el calentamiento y la caída permisible de voltaje.

El factor de calentamiento se tiene en cuenta al usar las gráficas y tablas del capítulo 6 (y/o catálogos de los fabricantes) en los cuales se presentan las capacidades de corriente de los conductores para diferentes temperaturas, disposiciones, tipos de cables y tipos de instalaciones.

La selección del conductor en función de la caída de voltaje (regulación) se efectúa, usando la expresión $\%Reg = K_1 \times ME$ donde K_1 puede sacarse de las tablas 9.12 a 9.15, teniendo cuidado de no sobrepasar los límites dados en la tabla 4.5.

Una verificación de la caída de tensión y la temperatura, además de la capacidad de transmisión se hace necesaria después de la selección del conductor.

9.10.3 Verificación de la regulación y el nivel de pérdidas.

Para la verificación del %Regulación y el % de Pérdidas se utilizará el mismo procedimiento expuesto en el capítulo 8 para redes aéreas, pero atendiendo a los valores específicos de impedancia de los diferentes tipos de cable empleados.

Para garantizar el funcionamiento óptimo de las redes primarias subterráneas se debe verificar que el %Regulación no exceda el 9% entre la subestación receptora secundaria y el último transformador de distribución y el %Pérdidas no exceda el 3% instalando los conductores adecuados.

9.10.4 Verificación de temperaturas.

La temperatura de funcionamiento normal de los cables subterráneos depende de las características de carga transportada, de las características del cable, de las condiciones de instalación y del medio ambiente que lo rodea.

Por esta razón, los parámetros que la definen son difíciles de determinar y se recomienda seleccionar con buen criterio los cables para que la temperatura máxima permisible se acomode a las condiciones y características anteriormente mencionadas. Las características de los conductores se pueden consultar en los catálogos de los fabricantes.

Además de las temperaturas de funcionamiento normal, los circuitos subterráneos deben verificarse en cuanto a su comportamiento en condiciones de sobrecarga y cortocircuito, de acuerdo con lo indicado en el capítulo 7. El cálculo de las corrientes de cortocircuito para diferentes tipos de falla se hará de acuerdo a procedimientos normalizados y adecuados a las redes de distribución.

La temperatura en condiciones de cortocircuito depende de la magnitud y duración de la corriente de falla; del diámetro del conductor y de la temperatura inicial del mismo. Esta última para propósitos prácticos se supone igual a la temperatura máxima admisible del conductor para funcionamiento normal.

La temperatura en condiciones de cortocircuito está definida por los gráficos que aparecen en el capítulo 7, los cuales muestran las corrientes máximas a que se pueden someter diversos calibres de conductores de Cobre y Aluminio aislados en Termoplásticos, EP y XLPE por espacios determinados sin dañar el aislamiento. Las condiciones de cálculo aparecen en los mismos gráficos.

Las consideraciones anteriores tienen relación directa con la selección de los dispositivos de protección de los circuitos (indicando el tiempo de disparo de los interruptores que protegen las redes).

El tiempo de enfriamiento varía con la forma geométrica del cable (materiales y espesor de las cubiertas aislamiento y de protección, diámetro del conductor, etc) y debe tenerse en cuenta para determinar el intervalo para recierres. Los valores de temperatura máxima de cortocircuito dados en el capítulo 7 constituyen una guía para la verificación de las características de los conductores y su aislamiento.

TABLA 9.12.

MOMENTO ELÉCTRICO Y CONSTANTES DE REGULACIÓN Y PÉRDIDAS PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN DE C.A												
Tipo de sistema		TRIFÁSICO SUBTERRANEA Ve 7620 cos ϕe 0.9 ϕe 23.842° Reg 0.03 VeL 13200 V Aislamiento termoplástico - 15 kV Ductos y enterramiento directo				Tipo de red		Primaria	Dm: Diámetro del cable		K1: 100 pend : 100r x ^{0.03} _{SI}	
Tipo de construccion						Conductor		Cu	$XI : 0.1738 \log \frac{D_m}{RMG}$		K2: $\frac{100r}{V_{eL}^2 \cos \phi_e}$	
Ve						Temperatura						
cos ϕe						Ambiente		25°C				
ϕe						Operación		75°C				
Reg		Espaciamiento entre conductores						$SL = \left[\frac{\cos(\theta - \phi_e) - \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_e) - Reg(2 - Reg)}}{Z} \right] \times V_e^2 \cdot n$		% Pérdidas = $\frac{100r}{V_{eL}^2 \cos \phi_e} SI$ n = 3		
VeL												
Formación triplexada												
Calibre conductor AWG - MCM	Nro hilos	Corriente admisible A	RMG mm	r a 75°C Ω/km	XL Ω/km	Z ∠θ Ω/km	θ - ϕe	cos (θ - ϕe)	cos² (θ - ϕe)	SI kVAm	Constante de regulación k1 x 10 ⁻⁷	Constante de pérdidas k2 x 10 ⁻⁷
4				1.0517	0.175	1.066∠9.447	-16.39	0.9593386	0.9203305	5116892	5.86293	6.70658
2				0.6682	0.170	0.689∠14.274	-11.56	0.9798874	0.9597874	7746889.8	3.87252	4.26107
1/0				0.4240	0.165	0.445∠21.264	-4.578	0.9968096	0.9936293	11523184	2.60344	2.7038
2/0				0.3397	0.161	0.376∠25.359	-0.483	0.9999644	0.9999289	13898880	2.15844	2.16623
3/0				0.2720	0.157	0.314∠29.994	4.152	0.9973754	0.9947578	16687786	1.79772	1.73451
4/0				0.2178	0.153	0.266∠35.087	9.245	0.9870103	0.9741895	19912506	1.50659	1.38888
250				0.1861	0.148	0.238∠38.494	12.652	0.9757183	0.9520263	22521076	1.33208	1.18674
300				0.1565	0.142	0.211∠42.220	16.378	0.9594223	0.9204911	25848886	1.16059	0.997984
400				0.1207	0.135	0.181∠48.201	22.359	0.9248184	0.8652892	34300934	0.958437	0.769691
500				0.0983	0.129	0.162∠52.692	26.850	0.892192	0.7960065	36300376	0.826437	0.626849

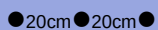
TABLA 9.13.

MOMENTO ELÉCTRICO Y CONSTANTES DE REGULACIÓN Y PÉRDIDAS PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN DE C.A														
Tipo de sistema Tipo de construccion Ve cos ϕe ϕe Reg VeL Aislamiento termoplástico - 15 kV Ductos y enterramiento directo						TRIFÁSICO SUBTERRANEA 7620 0.9 23.842° 0.03 13200 V			Tipo de red Conductor Temperatura Ambiente Operación Espaciamiento entre conductores		Primaria Cu Dm: 20 √2 cm Xl :0.1738 log $\frac{Dm}{RMG}$ $K1: 100 \text{ pend} : 100r \times \frac{0.03}{SI}$ $K2: \frac{100r}{V_{eL}^2 \cos \phi_e}$		$SL = \left[\frac{\cos(\theta - \phi_e) - \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_e) - Reg(2 - Reg)}}{Z} \right] \times V_e^2 \cdot n$ % Pérdidas = $\frac{100r}{V_{eL}^2 \cos \phi_e} SI$ n = 3	
Calibre conductor AWG - MCM	Nro hilos	Corriente admisible A	RMG mm	r a 75°C Ω/km	XL Ω/km	Z ∠θ Ω/km	θ - ϕe	cos (θ - ϕe)	cos² (θ - ϕe)	SI kVAm	Constante de regulación k1 x 10⁻⁷	Constante de pérdidas k2 x 10⁻⁷		
4				1.0517	0.364	1.113∠19.091	-6.771	0.9930253	0.9860992	4729247.3	6.3435	6.70658		
2				0.6682	0.349	0.754∠27.578	1.736	0.999541	0.9990822	6934046.4	4.32647	4.26107		
1/0				0.4240	0.335	0.540∠38.312	12.47	0.9764092	0.9533749	9918724.8	3.02458	2.7038		
2/0				0.3397	0.323	0.469∠43.556	17.714	0.9525871	0.9074223	11715501	2.56071	2.16623		
3/0				0.2720	0.313	0.415∠49.009	23.167	0.919362	0.8452266	13735740	2.18408	1.73451		
4/0				0.2178	0.298	0.369∠53.38	27.538	0.8867043	0.7862446	16039256	1.87041	1.38888		
250				0.1861	0.288	0.343∠57.13	31.288	0.8345676	0.7502858	17931387	1.67304	1.18674		
300				0.1565	0.278	0.319∠60.623	34.781	0.8213384	0.6745968	20096303	1.49281	0.997984		
400				0.1207	0.268	0.294∠63.754	39.912	0.7670307	0.5883362	23429862	1.28041	0.769691		
500				0.0983	0.256	0.274∠68.994	43.152	0.7295418	0.5322313	26508134	1.13172	0.626849		

TABLA 9.14.

MOMENTO ELÉCTRICO Y CONSTANTES DE REGULACIÓN Y PÉRDIDAS PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN DE C.A												
Tipo de sistema Tipo de construcción Ve cos ϕ_e ϕ_e Reg VeL		TRIFÁSICO SUBTERRANEA 7620 0.9 23.842° 0.03 13200 V				Tipo de red Conductor Temperatura Ambiente Operación Espaciamiento entre conductores		Primaria Cu 40°C 90°C		Dm: Diámetro de cable K1: 100 pend : 100r x $\frac{0.03}{SI}$ K2: $\frac{100r}{V_e^2 \cos \phi_e}$ $SL = \left[\frac{\cos(\theta - \phi_e) - \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_e) - Reg(2 - Reg)}}{Z} \right] \times V_e^2 \cdot n$ % Pérdidas = $\frac{100r}{V_e^2 \cos \phi_e} SI$ $n = 3$		
Aislamiento EP - XLPE - 15 kV Ductos y enterramiento directo								Formación triplexada				
Calibre conductor AWG - MCM	Nro hilos	Corriente admisible A	RMG mm	r a 90°C Ω/km	X _L Ω/km	Z ∠ θ Ω/km	θ - φ _e	cos (θ - φ _e)	cos ² (θ - φ _e)	SI kVA/m	Constante de regulación k ₁ x 10 ⁻⁷	Constante de pérdidas k ₂ x 10 ⁻⁷
4				1.1026	0.175	1.116∠9.019	-16.82	0.9572034	0.9162383	4898912.4	6.1238	7.03117
2				0.7005	0.170	0.721∠13.641	-12.201	0.9774122	0.9553346	7420853.1	4.04266	4.46707
1/0				0.4445	0.165	0.474∠20.365	-5.477	0.9954345	0.99089	11076996	2.70831	2.83453
2/0				0.3562	0.161	0.390∠24.889	-0.953	0.9998616	0.9997233	13401370	2.23857	2.27145
3/0				0.2852	0.157	0.326∠28.832	2.99	0.9986386	0.9972791	16052567	1.86886	1.81869
4/0				0.2284	0.153	0.275∠33.817	7.975	0.9903287	0.9807509	19194311	1.56296	1.45648
250				0.1933	0.148	0.243∠37.439	11.597	0.9795857	0.9595882	21967793	1.36563	1.23265
300				0.1641	0.142	0.217∠40.87	15.028	0.9657992	0.9327681	24962652	1.20179	1.04644
400				0.1268	0.135	0.185∠46.862	21.02	0.9334552	0.8713387	30330648	0.989098	0.806677
500				0.1031	0.129	0.165∠51.367	25.525	0.9023973	0.8143209	35221692	0.851747	0.657458

TABLA 9.15.

MOMENTO ELÉCTRICO Y CONSTANTES DE REGULACIÓN Y PÉRDIDAS PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN DE C.A												
Tipo de sistema Tipo de construcción Ve cos ϕ_e ϕ_e Reg VeL		TRIFÁSICO SUBTERRANEA 7620 0.9 23.842° 0.03 13200 V				Tipo de red Conductor Temperatura Ambiente Operación Espaciamiento entre conductores		Primaria Cu 40°C 90°C		Dm: 20 √3 cm K1: 100 pend : 100r x $\frac{0.03}{SI}$ K2: $\frac{100r}{V_e^2 \cos \phi_e}$ $SL = \left[\frac{\cos(\theta - \phi_e) - \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_e) - Reg(2 - Reg)}}{Z} \right] \times V_e^2 \cdot n$ % Pérdidas = $\frac{100r}{V_e^2 \cos \phi_e} SI$ $n = 3$		
Aislamiento EP - XLPE - 15 kV Ductos y enterramiento directo												
Calibre conductor AWG - MCM	Nro hilos	Corriente admisible A	RMG mm	r a 90°C Ω/km	X _L Ω/km	Z ∠ θ Ω/km	θ - φ _e	cos (θ - φ _e)	cos ² (θ - φ _e)	SI kVA/m	Constante de regulación k ₁ x 10 ⁻⁷	Constante de pérdidas k ₂ x 10 ⁻⁷
4				1.1026	0.364	1.161∠18.27	-7.572	0.99128	0.9826361	4541948	6.60509	7.03117
2				0.7005	0.349	0.783∠26.483	0.641	0.9999374	0.9998748	6674500.2	4.49471	4.46707
1/0				0.4445	0.335	0.657∠39.004	11.162	0.9810837	0.9625253	9568687.3	3.13522	2.83453
2/0				0.3562	0.323	0.481∠42.202	16.36	0.9595108	0.920661	11338021	2.64596	2.27145
3/0				0.2852	0.313	0.423∠47.661	21.819	0.9283626	0.8618671	13340592	2.24877	1.81869
4/0				0.2284	0.298	0.375∠52.532	26.69	0.8934498	0.7982525	15658814	1.91585	1.45648
250				0.1933	0.288	0.346∠56.131	30.289	0.8634924	0.7456191	17584410	1.70605	1.23265
300				0.1641	0.278	0.323∠59.447	33.605	0.8328729	0.6936773	18559953	1.53374	1.04644
400				0.1265	0.268	0.296∠64.732	38.89	0.7785527	0.6038329	22915122	1.30917	0.806677
500				0.1031	0.256	0.276∠68.064	42.222	0.7405466	0.5484093	25901854	1.15821	0.657458

9.11 EJEMPLO

Con redes subterráneas se quiere electrificar un conjunto residencial con las siguientes características:

Número de lotes residenciales	578
Carga instalada por bloque	4.6 kW
Factor de potencia	0.9
Factor de coincidencia	$F_{CO} = 0.7 + 0.3/(\sqrt{3})$
Factor de demanda	0.7
Área total	1.3 km ²
Tasa de crecimiento de la demanda	2 % Anual
Voltaje red primaria	13.2 kV
Espaciamiento entre conductores	20 cm
Tipo de instalación	Ducto

Por condiciones de diseño todos los conductores deberán ser trifásicos.

Se tiene dentro de la zona las siguientes cargas especiales:

Zona comercial 1: Transformador trifásico de 75 kVA con demanda de 70 kVA.

Zona comercial 2: Transformador trifásico de 75 kVA con demanda de 70 kVA.

Zona comercial 3: Transformador trifásico de 45 kVA con demanda de 40 kVA.

Zona comercial 4: Transformador trifásico de 45 kVA con demanda de 42 kVA.

Escuela primaria: Con una demanda de 11 kVA.

Escuela secundaria: Con una demanda de 15 kVA.

Centro social: Con una demanda de 7 kVA.

El plano de localización se muestra en la figura 9.33.

- Determinar el número, capacidad y localización aproximada de los transformadores, tanto para uso residencial como para las cargas especiales.
- Escoger una topología adecuada que interconecte y alimente todos los transformadores.
- Usando cables subterráneos tipo XLPE para 15 kV, halle el calibre adecuado, el porcentaje de regulación y el porcentaje de pérdidas; cables en ductos separados 20 cm.

Solución:

- La demanda máxima actual para cada usuario residencial se calcula mediante:

$$D_{Max} \text{ actual por consumidor} = \frac{\text{kW instalado} \times \text{Factor de demanda}}{\text{Factor de potencia}} \quad (9.26)$$

$$D_{Max} \text{ actual por consumidor} = \frac{4.6 \times 0.7}{0.9} = 3.575 \text{ kVA}$$

La localización óptima de las subestaciones en un sistema subterráneo tiene singular importancia, debido no solo al costo de la relocalización de los transformadores, sino muchas veces a la imposibilidad de realizarlo. Un método simple que permite prelocalizar las subestaciones en el anteproyecto en forma aproximada es el que a continuación se indica:

- Se determina la demanda final que se estima tendrá la red a los 8 años (período de preedición para subestaciones).

$$D_{Max} \text{ a 8 años} = D_{Max} \text{ actual} (1 + r)^8 \quad (9.27)$$

$$D_{Max} \text{ a 8 años} = 3575(1 + 0.02)^8 = 4.19 \text{ kVA}$$

Lo que permite construir la tabla 9.16

TABLA 9.16. Ejemplo.

Nº Lotes	kVA Suma de demandas máximas	Fc	Demanda	
			Diversificada kVA	Diversificada por lote
1	4.19	1.00	4.19	4.19
2	8.38	0.912	7.64	3.82
3	12.57	0.873	10.97	3.65
4	16.76	0.85	14.24	3.56
5	20.95	0.834	17.47	3.49
10	41.90	0.794	33.30	3.33
15	62.85	0.77	48.86	3.25
20	83.50	0.767	64.28	3.214
21	87.99	0.76	67.35	3.2
22	92.18	0.763	70.42	3.2
23	96.37	0.762	73.48	3.19
24	100.56	0.761	76.55	3.18
25	104.75	0.76	79.61	3.18

- Se calcula el número de subestaciones necesarias para alimentar la demanda máxima final, una vez seleccionada la capacidad nominal de los transformadores (o la capacidad promedio a usar) así:

$$N^{\circ} \text{ de subestaciones} = \frac{D_{Max} \text{ final} \times \text{Número de lotes} \times F_{CO}}{\text{Capacidad Nominal del transformador}} \quad (9.28)$$

De acuerdo con la tabulación anterior, se podrían seleccionar transformadores de 75 kVA para cada 23 lotes por lo que el número de subestaciones será de:

$$N^{\circ} \text{ de subestaciones} = \frac{4.19 \times 578 \times 0.762}{75} = 24.6$$

Lo que da aproximadamente 25 subestaciones para cubrir cargas residenciales únicamente, sin incluir las subestaciones para cargas especiales.

- Se divide el área de la zona por alimentar entre el número de subestaciones encontradas. Este cociente dará un número aproximado de áreas iguales; el centro geométrico de cada una señalará la localización aproximada de las subestaciones (véase figura 9.33).

$$\text{Área} / \text{Transformadores} = \frac{13000000 \text{ m}^2}{25} = 52000 \text{ m}^2$$

- Estos puntos de localización previa deberán ser confrontados con el método de centro de carga y convenidos entre el urbanizador y la empresa electrificadora, prefiriendo que estos sean sobre zonas verdes, andenes o lugares que no ofrezcan peligro o impidan la viabilidad de la unidad habitacional. Además hay que tener en cuenta la viabilidad física.
- En el caso de tener zonas de carga elevada como centros comerciales, sistemas de bombeo, etc, estas deberán localizarse lo más cerca posible al centro de carga (véase figura 9.33)

Este método, aunque aproximado permite tener un anteproyecto de la red primaria de distribución, así como obtener el mejor aprovechamiento de los secundarios y un proyecto más económico.

- b) En la figura 9.33 se muestra la ubicación definitiva de las subestaciones teniendo en cuenta la viabilidad física y en la figura 9.34 se muestra la topología escogida para interconectar todas las subestaciones.

En la tabla 9.17 se muestra el cálculo para todas las subestaciones del conjunto residencial incluyendo las subestaciones para cargas especiales, lo cual se resume de la siguiente manera:

1 subestación de	30 kVA - Trifásica.
7 subestaciones de	45 kVA - Trifásica.
15 subestaciones de	75 kVA - Trifásica.
6 subestaciones de	112.5 kVA - Trifásica.
Capacidad instalada	2145 kVA.

- c) Para el cálculo de la red primaria, las cargas deberán proyectarse para un período de 15 años, mediante la siguiente expresión:

$$D_{Max} \text{ a 15 años} = D \text{ actual } (1 + r)^{15} \quad (9.29)$$

$$D_{Max} \text{ a 15 años} = 3575(1 + 0.02)^{15} = 4.81 \text{ kVA}$$

y ahora mediante la aplicación de las siguientes fórmulas:

$$D \text{ diversificada por lote} = D \text{ max a 15 años} \times F_{CO} \quad (9.30)$$

$$D \text{ diversificada total} = D \text{ diversificada por lote} \times \# \text{ de lotes} \quad (9.31)$$

$$\text{Momento eléctrico} = D \text{ diversificada total} \times \text{longitud de tramo} \quad (9.32)$$

$$\% \text{ Regulación} = \text{Momento eléctrico} \times K_1 \quad (9.33)$$

$$\% \text{ Pérdidas} = \text{Momento eléctrico} \times K_2 \quad (9.34)$$

$$\text{Corriente} = \frac{D \text{ diversificada total en kVA}}{\sqrt{3} \times 13.2 \text{ kV}} \quad (9.35)$$

Se podrá construir la tabla 9.18 (cuadro de cálculos de la red).

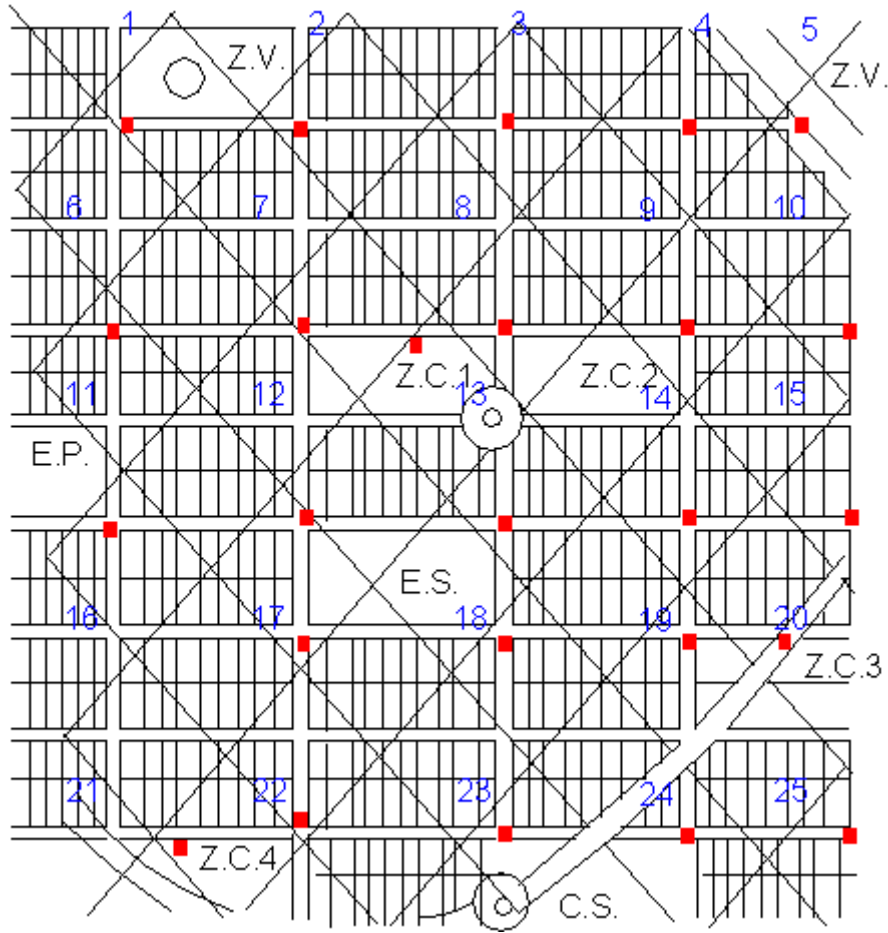


FIGURA 9.33. Ubicación de las subestaciones (se indican en un rectángulo).

TABLA 9.17. Cálculo de las subestaciones

Subestación Nº	Nº de usuario	Fco	kVA/ Usuario	kVA usuario	kVA espec.	kVA total	kVA trans.	% Carga	% Reg
1	21	0.765	3.21	67.35		67.35	75	89.8	2.38
2	12	0.787	3.30	39.55		39.55	45	87.9	2.34
3	27	0.758	3.17	85.72		85.72	75	114.3	3.04
4	32	0.753	3.16	100.97		100.97	112.5	89.8	2.35
5	25	0.760	3.18	79.61		79.61	75	106.1	2.82
6	35	0.751	3.15	110.09		109.09	112.5	97.9	2.56
7	30	0.755	3.17	94.87		94.87	112.5	84.3	2.20
8	25	0.760	3.18	79.61		79.61	75	106.1	2.82
9	16	0.775	3.23	51.96		51.96	45	115.5	3.08
10	27	0.758	3.17	85.72		85.72	75	114.3	3.04
11	25	0.760	3.18	79.61	11	90.61	112.5	80.5	2.10
12	26	0.759	3.18	82.67		82.67	75	110.2	2.93
13	17	0.773	3.24	55.04		55.04	75	73.4	1.95
14	24	0.761	3.19	76.55		76.55	75	102.1	2.72
15	35	0.751	3.15	110.09		110.09	112.5	97.9	2.56
16	25	0.760	3.18	79.61		79.61	75	106.1	2.82
17	28	0.757	3.17	88.78		88.78	75	118.4	3.15
18	22	0.764	3.20	70.42	15	85.42	75	113.9	3.03
19	32	0.753	3.16	100.97		100.97	112.05	89.8	2.08
20	15	0.777	3.26	48.86		48.86	45	108.6	2.90
21	15	0.777	3.26	48.86		48.86	45	108.6	2.90
22	16	0.775	3.23	51.96		51.96	45	115.5	3.08
23	18	0.771	3.23	58.13		58.13	75	77.5	2.06
24	6	0.822	3.45	20.68	7	27.68	30	92.3	2.49
25	24	0.761	3.19	76.55		76.55	75	102.1	2.72
ZC1 26						66	75	88.0	2.34
ZC2 27						70	75	93.3	2.48
ZC3 28						40	45	88.9	2.37
ZC4 29						42	45	93.3	2.49

En la figura 9.34 se muestra la topología escogida con los flujos de carga.

TABLA 9.18. Cuadro de cálculo redes de distribución.

UN	CUADRO DE CÁLCULOS REDES DE DISTRIBUCION						PROYECTO: Diseño de una red subterranea 13.2 kV			CIRCUITO:		HOJA: N° 1 de 1				
	PRIMARIAS	ÁEREAS		X	SECUNDARIAS	ÁEREAS		LOCALIZACIÓN:			FECHA:					
		SUBTERRANEA														
Trayectoria	Tramo	Longitud tramo	Número de usuarios	kVA Usuario	kVA totales tramo	Momento ELÉCTRIC O kVA	Conductor			% de regulación			Pérdidas de potencia			
							Fases	Neutro		Parcial	Acumu lada	Corriente A	%	kVA Tramo	kW acumulado	
							Nro	Calibre	Calibre							
1	SE-T1	1500	578	3.43	1980.82+218	3298230	3	1/0	2	1.034	1.034	106.9	0.935	19.53	19.530	
	T1-T6	250	60	3.55	213.2	53300	3	2	4	0.024	1.058	10.4	0.024	0.050	19.580	
	T6-T11	250	25	3.66	91.39	22847.5	3	2	4	0.010	1.068	4.4	0.010	0.009	19.589	
2	SE-T1	1500	578	3.43	1980.82+218	3298230	3	1/0	2	1.034	1.034	106.9				
	T1-T2	230	497	3.43	1705.57+218	442421.1	3	1/0	2	0.139	1.073	93.5	0.125	2.284	21.873	
	T2-T7	250	56	3.56	199.33	49832.5	3	2	4	0.022	1.095	9.7	0.022	0.042	21.915	
3	T7-T2	250	26	3.65	94.9	23725	3	2	4	0.011	1.106	4.6	0.011	0.010	21.925	
	SE-T1	1500	578	3.43	1980.82+218	3298230	3	1/0	2	1.034	1.034	106.9				
	T1-T2	230	497	3.43	1705.57+218	442421.1	3	1/0	2	0.139	1.073	93.5				
4	T2-T3	240	429	3.44	1474.33+218	406159.2	3	1/0	2	0.127	1.200	82.2	0.115	1.849	23.774	
	T3-T4	240	57	3.56	202.81	48674.4	3	2	4	0.022	1.222	9.9	0.022	0.042	23.816	
	T4-T5	180	25	3.66	91.39	16450.2	3	2	4	0.007	1.229	4.4	0.007	0.006	23.822	
5	SE-T1	1500	578	3.43	1980.82+218	3298230	3	1/0	2	1.034	1.034	106.9				
	T1-T2	230	497	3.43	1705.57+218	442421.1	3	1/0	2	0.139	1.073	93.5				
	T2-T3	240	429	3.44	1474.33+218	406159.2	3	1/0	2	0.127	1.200	82.2				
6	T3-T8	250	345	3.44	1188.42+218	351605	3	1/0	2	0.110	1.310	68.3	0.100	1.336	25.158	
	T8-T26	110	66	3.44	66	7260	3	2	4	0.003	1.313	3.2	0.003	0.002	25.160	
	SE-T1	1500	578	3.43	1980.82+218	3298230	3	1/0	2	1.034	1.034	106.9				
7	T1-T2	230	497	3.43	1705.57+218	442421.1	3	1/0	2	0.139	1.073	93.5				
	T2-T3	240	429	3.44	1474.33+218	406159.2	3	1/0	2	0.127	1.200	82.2				
	T3-T8	250	345	3.44	1188.42+218	351605	3	1/0	2	0.110	1.310	68.3				
8	T8-T13	250	277	3.45	956.68+82	259670	3	1/0	2	0.081	1.391	50.5				
	T13-T14	240	59	3.55	209.73	50335.2	3	2	4	0.023	1.014	10.2	0.022	0.044	25.256	
	T14-T15	230	35	3.61	126.38	29067.4	3	2	4	0.013	1.427	6.1	0.013	0.016	25.272	
9	SE-T1	1500	578	3.43	1980.82+218	3298230	3	1/0	2	1.034	1.034	106.9				
	T1-T2	230	497	3.43	1705.57+218	442421.1	3	1/0	2	0.139	1.073	93.5				
	T2-T3	240	429	3.44	1474.33+218	406159.2	3	1/0	2	0.127	1.200	82.2				
10	T3-T8	250	345	3.44	1188.42+218	351605	3	1/0	2	0.110	1.310	68.3				
	T8-T13	250	277	3.45	956.68+82	259670	3	1/0	2	0.081	1.391	50.5				
	T13-T18	180	201	3.47	697.23+82	140261.4	3	1/0	2	0.044	1.435	37.9	0.040	0.296	25.568	
11	T18-T19	240	47	3.58	168.14+40	49953.6	3	2	4	0.022	1.457	10.1	0.022	0.044	25.612	
	T19-T20	150	15	3.74	56.09+40	14413.5	3	2	4	0.006	1.463	4.7	0.006	0.05	25.617	
	T20-T28	50			40	2000	3	2	4	0.001	1.464	1.9	0.001	0.000	25.617	

TABLA 9.18. (Continuación) Cuadro de cálculo redes de distribución.

UN	CUADRO DE CÁLCULOS REDES DE DISTRIBUCION						PROYECTO: Diseño de una red subterranea 13.2 kV			CIRCUITO:		HOJA: N° 1 de 1			
	PRIMARIAS	ÁEREAS		SECUNDARIAS	ÁEREAS		LOCALIZACIÓN:			FECHA:					
		SUBTERRANEA	X		SUBTERRANEAS										
Trayectoria	Tramo	Longitud tramo	Número de usuarios				Conductor			% de regulación		Pérdidas de potencia			
				kVA Usuario	kVA totales tramo	Momento ELÉCTRIC O kVAm			%	Corriente A	%	kVA Tramo	kW acumulado		
							Fases	Neutro							
							Nro	Calibre	Calibre	Parcial	Acumula lada				
8	SE-T1	1500	578	3.43	1980.82+218	3298230	3	1/0	2	1.034	1.034	106.9			
	T1-T2	230	497	3.43	1705.57+218	442421.1	3	1/0	2	0.139	1.073	93.5			
	T2-T3	240	429	3.44	1474.33+218	406159.2	3	1/0	2	0.127	1.200	82.2			
	T3-T8	250	345	3.44	1188.42+218	351605	3	1/0	2	0.110	1.310	68.3			
	T8-T13	250	277	3.45	956.68+82	259670	3	1/0	2	0.081	1.391	50.5			
	T13-T18	180	201	3.47	697.23+82	140261.4	3	1/0	2	0.044	1.435	37.9			
	T18-T17	240	53	3.57	188.96	45350.4	3	2	4	0.020	1.455	9.2	0.020	0.034	25.651
T17-T16	230	25	3.66	91.39	21019.7	3	2	4	0.009	1.464	4.4	0.009	0.008	25.659	
9	SE-T1	1500	578	3.43	1980.82+218	3298230	3	1/0	2	1.034	1.034	106.9			
	T1-T2	230	497	3.43	1705.57+218	442421.1	3	1/0	2	0.139	1.073	93.5			
	T2-T3	240	429	3.44	1474.33+218	406159.2	3	1/0	2	0.127	1.200	82.2			
	T3-T8	250	345	3.44	1188.42+218	351605	3	1/0	2	0.110	1.310	68.3			
	T8-T13	250	277	3.45	956.68+82	259670	3	1/0	2	0.081	1.391	50.5			
	T13-T18	180	201	3.47	697.23+82	140261.4	3	1/0	2	0.044	1.435	37.9			
	T18-T23	250	79	3.53	278.82+42	80205	3	1/0	2	0.025	1.460	15.6	0.023	0.070	25.729
	T23-T24	160	30	3.63	108.91	17423.6	3	2	4	0.008	1.468	5.3	0.008	0.008	25.737
	T24-T25	300	24	3.66	87.88	26364	3	2	4	0.012	1.480	4.3	0.012	0.010	25.747
	T25-T26	200	10	3.74	56.09+42	9809	3	2	4	0.004	1.481	4.8	0.004	0.004	25.776
9	SE-T1	1500	578	3.43	1980.82+218	3298230	3	1/0	2	1.034	1.034	106.9			
	T1-T2	230	497	3.43	1705.57+218	442421.1	3	1/0	2	0.139	1.073	93.5			
	T2-T3	240	429	3.44	1474.33+218	406159.2	3	1/0	2	0.127	1.200	82.2			
	T3-T8	250	345	3.44	1188.42+218	351605	3	1/0	2	0.110	1.310	68.3			
	T8-T13	250	277	3.45	956.68+82	259670	3	1/0	2	0.081	1.391	50.5			
	T13-T18	180	201	3.47	697.23+82	140261.4	3	1/0	2	0.044	1.435	37.9			
	T18-T23	250	79	3.53	278.82+42	80205	3	1/0	2	0.025	1.460	15.6			
T23-T22	240	31	3.63	112.41+42	37058.4	3	2	4	0.017	1.477	7.5	0.017	0.025	25.772	
T22-T29	100	15	3.74	56.09+42	9809	3	2	4	0.004	1.481	4.8	0.004	0.004	25.776	
T29-T21	130	15	3.74	56.09	7291.7	3	2	4	0.003	1.484	2.7	0.003	0.002	25.778	

9.12 NORMAS TÉCNICAS PARA CONSTRUCCIÓN (RESUMEN)

9.12.1 Ductos.

El material de los ductos debe ser resistente a esfuerzos mecánicos, a la humedad y al ataque de agentes químicos del medio donde quede instalado, de tal forma que una falla de un cable en un ducto no se propague a los cables de los ductos adyacentes.

El interior de los ductos debe tener un acabado libre de asperezas y filos; los extremos dentro de las cámaras deben tener los bordes redondeados y lisos; en las uniones de ductos se deben colocar acoples de tal forma que no queden escalones entre uno y otro tubo; se debe evitar el uso de materiales que puedan penetrar

al interior de los ductos formando protuberancias que, al solidificarse puedan causar daño a los cables durante la instalación.

Los ductos deben ser de asbesto cemento, PVC grado eléctrico o metálicos.

En los cruces de calles o en lugares de tráfico pesado, será necesario colocar una loza de concreto armado sobre el banco de ductos.

Los cambios de dirección en el plano horizontal y vertical se hará por medio de cámaras y la distancia entre ellas en tramos rectos no debe ser mayor de 80 mt, con una pendiente mínima de 0.3%.

La sección transversal de los ductos debe ser tal que al instalar los cables estos solo ocupen el 40%.

El diámetro mínimo de los ductos será de 4" y el número máximo de cables aislados será de 3 más el respectivo neutro. El mínimo de ductos a instalar será de 3.

Los ductos deben quedar fijos por el material de relleno, en tal forma que se mantengan en su posición original bajo los esfuerzos impuestos durante la instalación, se debe evitar que los ductos pasen por terrenos inestables.

Los ductos que atraviesan los muros de un edificio, deben estar provistos de sellos que eviten la entrada de gases o líquidos al edificio.

A la entrada de cámaras o recintos deben quedar dichos ductos en terreno bien compactado o quedar soportados adecuadamente para evitar esfuerzos cortantes en los mismos.

Cuando los ductos se crucen con alguna fuente de calor, será indispensable colocar entre ellos una barrera térmica adecuada.

Sobre los ductos se colocará una banda plástica de 30 cm de ancho de color rojo, señalizando de esta forma que existe canalización de cables de alta tensión.

9.12.2 Zanjas.

Las dimensiones de las zanjas dependen del número de cables que se alojarán, así como las tensiones de operación.

9.12.2.1 Configuración de las zanjas de bajo andén.

La distancia mínima entre la rasante del terreno y la superficie superior del ducto será de 0.8 m.

Los ductos deben descansar uniformemente sobre el terreno para evitar así esfuerzos de flexión.

El tendido de ductos se hace en forma tal que los espaciamientos entre ellos sea de 5 cm mínimo. O sea que entre ejes de ductos debe haber una distancia de 15 cm.

La separación entre la pared exterior de la edificación y el eje del ducto más cercano será de 30 cm. Una vez excavada, compactada y nivelada la zanja se procederá a la construcción de una base en arena de un espesor de 5 cm con el fin de asentar los ductos; luego de construida la base se procederá a la instalación de los ductos. La figura 9.35 ilustra sobre tal configuración.

9.12.2.2 Configuración de las zanjas bajo calzada.

La distancia mínima entre la rasante del terreno y la superficie superior del ducto será de 1m. El espaciamiento entre los ductos será mínimo de 5 cm (distancia entre ejes de ductos de 15 cm).

En calzadas de vías de tráfico pesado se coloca una losa de concreto, armado sobre el banco de ductos para distribuir la carga. La figura 9.36 ilustra la configuración expuesta.

9.12.2.3 Disposición horizontal de 3 ductos en las zanjas.

Se deben conservar las distancias dadas en la figura 9.37.

En caso de existir red secundaria subterránea, esta debe ir en el ducto más cercano a la edificación, en caso de no haber red secundaria subterránea, este ducto será de reserva.

9.12.2.4 Disposición de 3 ductos en triángulo en las zanjas.

Se deben conservar las distancias dadas en la figura 9.38.

9.12.2.5 Disposición de los ductos por filas en las zanjas.

Esta disposición se justifica siempre y cuando 3 de los ductos vayan a estar ocupados, habiendo necesidad así de una reserva. Se deben conservar las distancias dadas en la figura 9.39.

En caso de no existir red secundaria subterránea, este ducto será de reserva.

9.12.2.6 Disposición horizontal de 4 ductos.

Esta disposición se justifica siempre y cuando 3 de los ductos vayan a estar ocupados, habiendo necesidad así de una reserva. Se deben conservar las distancias dadas en la figura 9.40.

En caso de no haber red secundaria subterránea, este ducto será de reserva.

9.12.2.7 Disposición de ductos entre la subestación interior y la primera cámara.

En la figura 9.41a se muestra el caso típico de una subestación interior con doble seccionamiento (entrada y salida), de tal forma que en la primera cámara no hay empalmes.

La figura 9.41b. muestra el caso de una subestación interior con doble seccionamiento pero sin red secundaria exterior.

La figura 9.41c muestra el caso en el cual la primera cámara es de empalme y por tanto es necesario el empalme premoldeado descrito más adelante. Se entiende que la subestación interior solamente tiene un seccionador capsulado para el transformador.

La figura 9.41d es igual al caso anterior pero sin red secundaria externa.

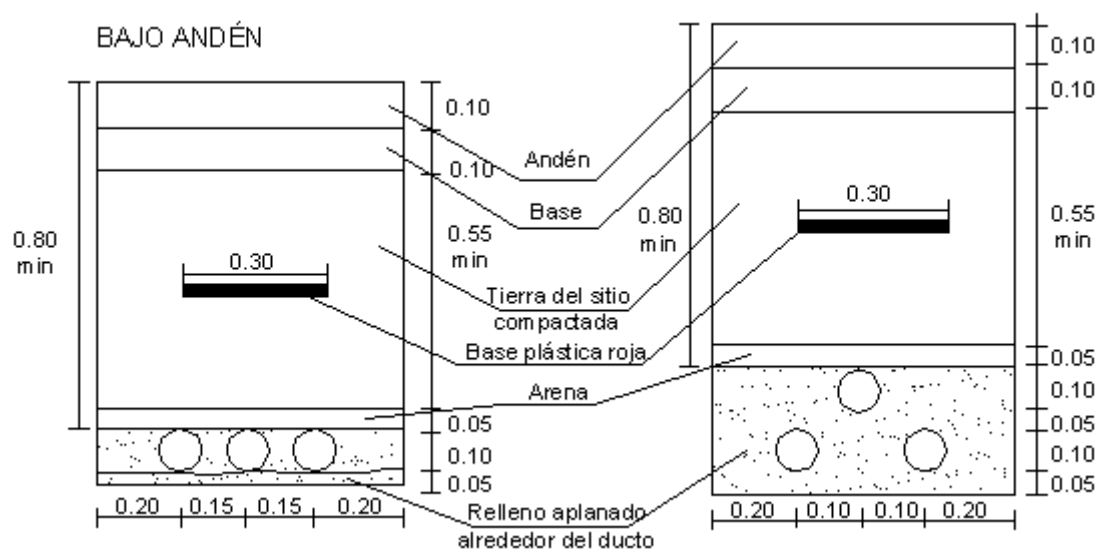


FIGURA 9.35. Configuración de las zanjas bajo el andén.

9.12.3 Cámaras de paso o inspección.

Son aquellas que se deben construir donde la red cambia de dirección o pendiente cada 80 metros en línea recta respetando el valor mínimo de pendiente.

Sus dimensiones deben ser de 1.0 x 1.0 x 1.5 metros (largo, ancho y profundidad). La separación mínima que debe existir entre el piso de la cámara y la parte inferior del ducto más bajo es de 30 cm.

Si el terreno donde se va a construir la cámara es normal, el fondo se hará en grava como se muestra en la figura 9.42 conservando las dimensiones indicadas. Si el terreno es de alto nivel freático se recomienda el fondo de concreto con sifón de 4" para desagüe como se muestra en la figura 9.43.

En la figura 9.44 se ilustra la tapa y agarradera.

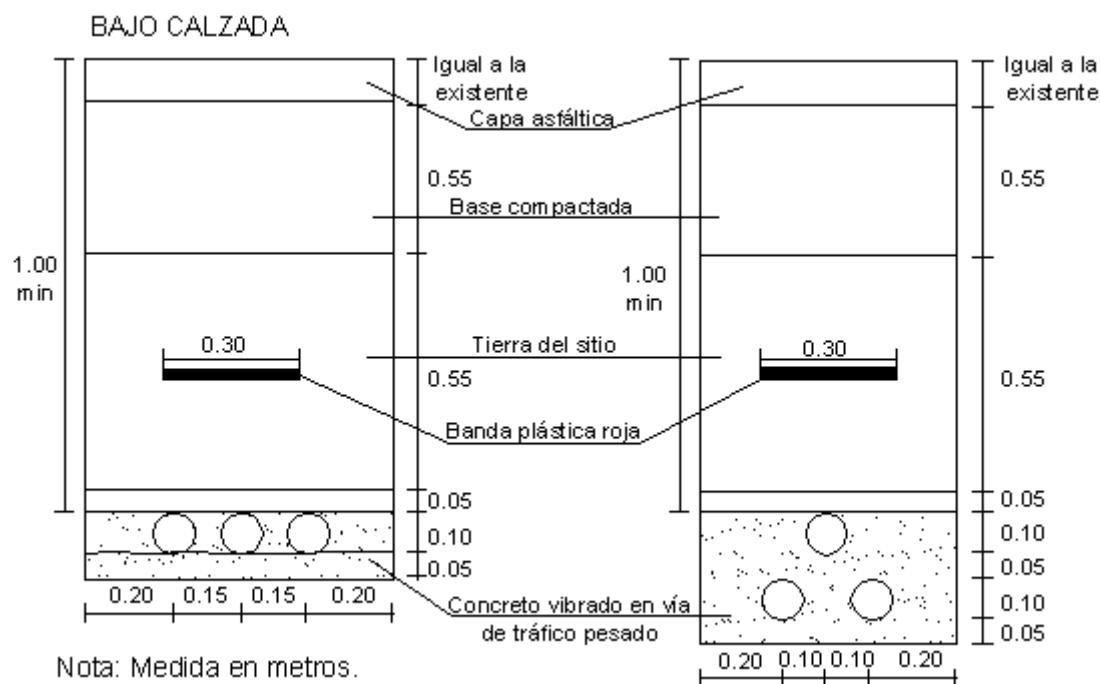


FIGURA 9.36. Configuración de las zanjas bajo calzada.

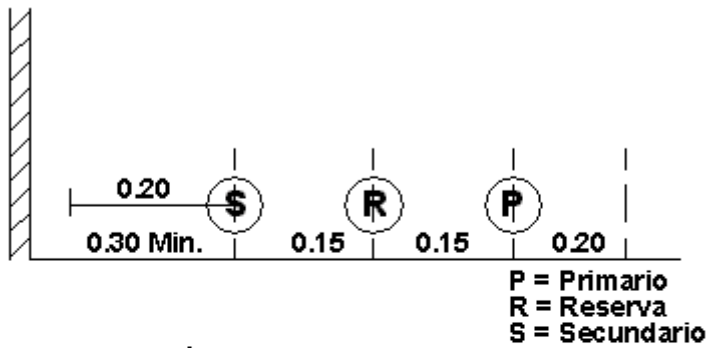
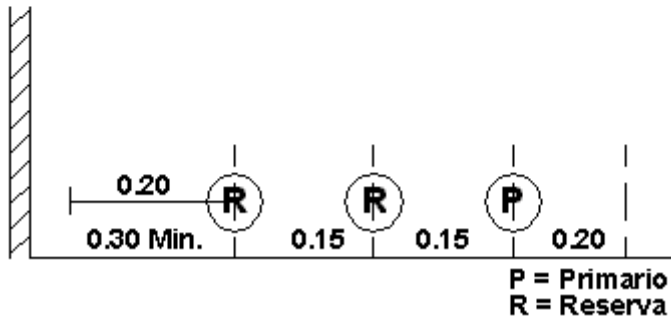
9.12.4 Cámaras de empalme.

Son aquellas que se deben construir para efectuar instalación de empalmes premoldeados de entrada y salida, en derivación, rectos o en cinta. También se usa como cámara de paso para redes principales.

Sus dimensiones deben ser de 1.5 x 1.5 x 1.8 metros (largo, ancho y profundidad). Se hace necesario en este tipo de cámara el sifón de desagüe, debido a su función de conexión. Se deben conservar las dimensiones dadas y los accesorios de las figuras 9.45a 9.47. En la tabla 9.19 se detallan las cantidades de fierros en esta cámara

9.12.5 Cámaras de equipo.

Son aquellas donde se montará equipo de maniobra y / o transformador subterráneo. sus dimensiones deben ser de 3 x 3 x 2 m y sus especificaciones están dadas en las figuras 9.48a 9.56 y en las tablas 9.20a 9.22 se muestran los cuadros de fierros y cantidades de obra. Estarán ubicadas fuera de las áreas de circulación vehicular.

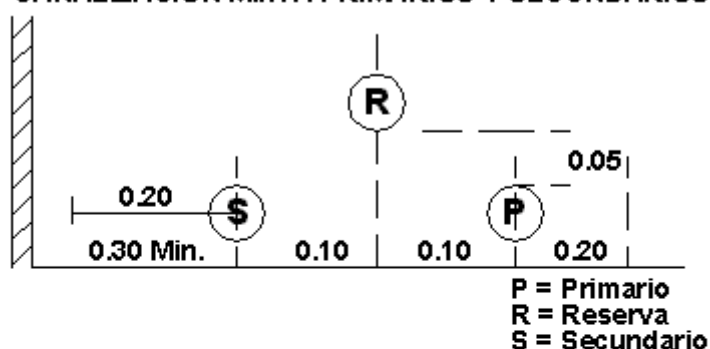
CANALIZACIÓN MIXTA PRIMARIOS Y SECUNDARIOS**CANALIZACIÓN PRIMARIA**FIGURA 9.37. Disposición horizontal de tres ductos $\varnothing$ 4" PVC.**9.12.6 Notas acerca de las cámaras.**

Las cámaras antes anotadas deben estar ubicadas fuera de las áreas de circulación vehicular, a no ser que sea estrictamente necesario. Las canalizaciones deben ir sobre andenes y zonas verdes, evitando al máximo su ubicación sobre vías vehiculares. Si en una cámara de equipo van a ser instalados más equipos de los mencionados se debe construir una cámara especial.

Todas y cada una de las cámaras mencionadas deberán tener:

- Fácil acceso para efectos de inspección y mantenimiento.
- Desagüe adecuado al tipo de cámara.
- Tapas y paredes resistentes.
- Ventilación adecuada.

CANALIZACIÓN MIXTA PRIMARIOS Y SECUNDARIOS



CANALIZACIÓN PRIMARIA

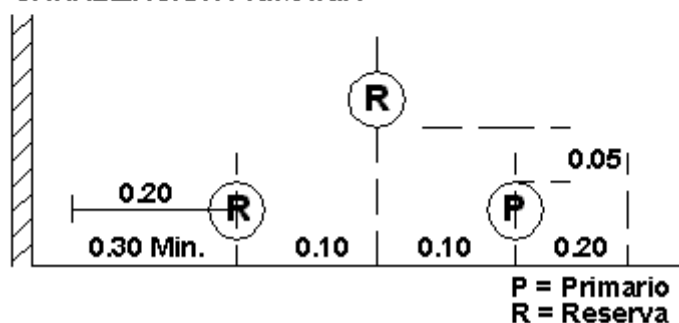


FIGURA 9.38. Disposición de tres ductos en triángulo Ø 4" PVC.

9.12.7 Conductores.

9.12.7.1 Tipo

Cable monopolar de cobre o aluminio, cableado clase B compacto.

9.12.7.2 Blindaje.

Polietileno semiconductor reticulado extendido simultáneamente con el aislamiento.

9.12.7.3 Aislamiento.

Para 15 kV XLP o EPR con temperatura de operación continua del conductor de 90°C, sobrecarga a temperatura máxima de 130 °C y 250 °C en condiciones de cortocircuito.

9.12.7.4 Blindaje del aislamiento.

Con cinta semiconductor aplicada helicoidalmente o polietileno semiconductor extendido.

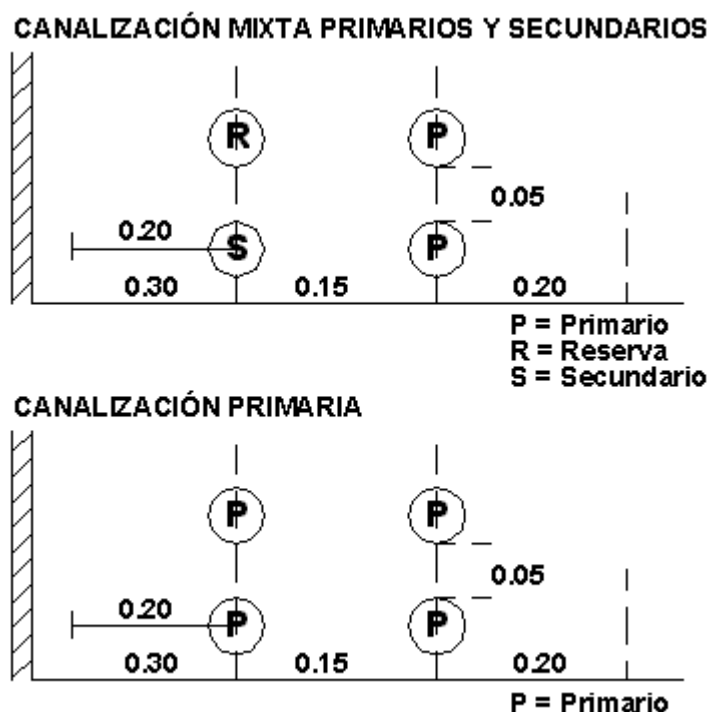


FIGURA 9.39. Disposición de dos ductos por filas $\varnothing 4"$ PVC.

9.12.7.5 Pantalla metálica

Cinta de cobre electrolítico con un 100 de cubrimiento.

9.12.7.6 Chaqueta exterior.

PVC negro de alta resistencia al calor.

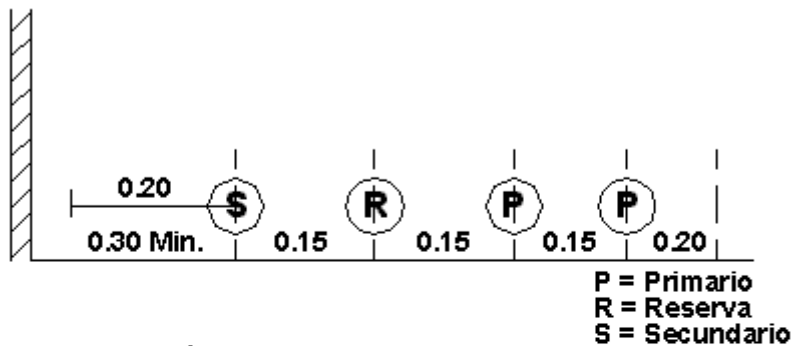
9.12.7.7 Calibres del conductor.

De acuerdo con las exigencias del diseño, nunca inferior a 2 AWG de cobre o 1 / 0 AWG de aluminio.

9.12.7.8 Nivel de aislamiento.

Al 100% de acuerdo al sistema de protección del sistema.

CANALIZACIÓN MIXTA PRIMARIOS Y SECUNDARIOS



CANALIZACIÓN PRIMARIA

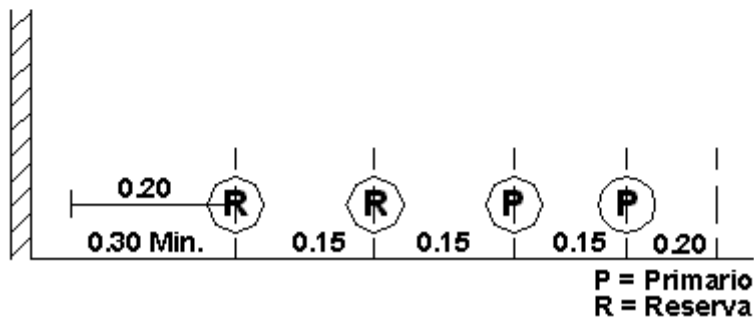


FIGURA 9.40. Disposición horizontal de cuatro ductos $\varnothing 4"$ PVC.

9.12.7.9 Factor de corrección.

El factor de corrección aplicable a la capacidad de corriente para efectos de diseño es de 0.8.

9.12.7.10 Radio mínimo de curvatura.

12 veces el diámetro total del cable.

9.12.7.11 Calibre mínimo del neutro.

Será escogido de acuerdo a la capacidad en las fases, siendo el mínimo el 2 AWG.

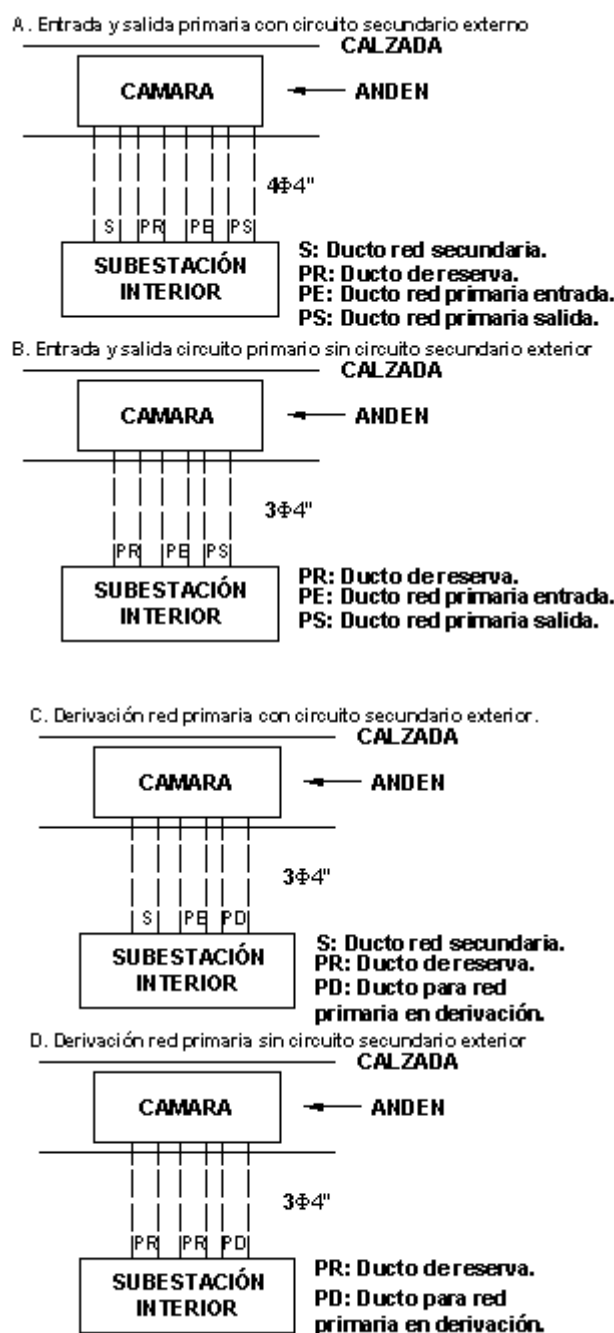
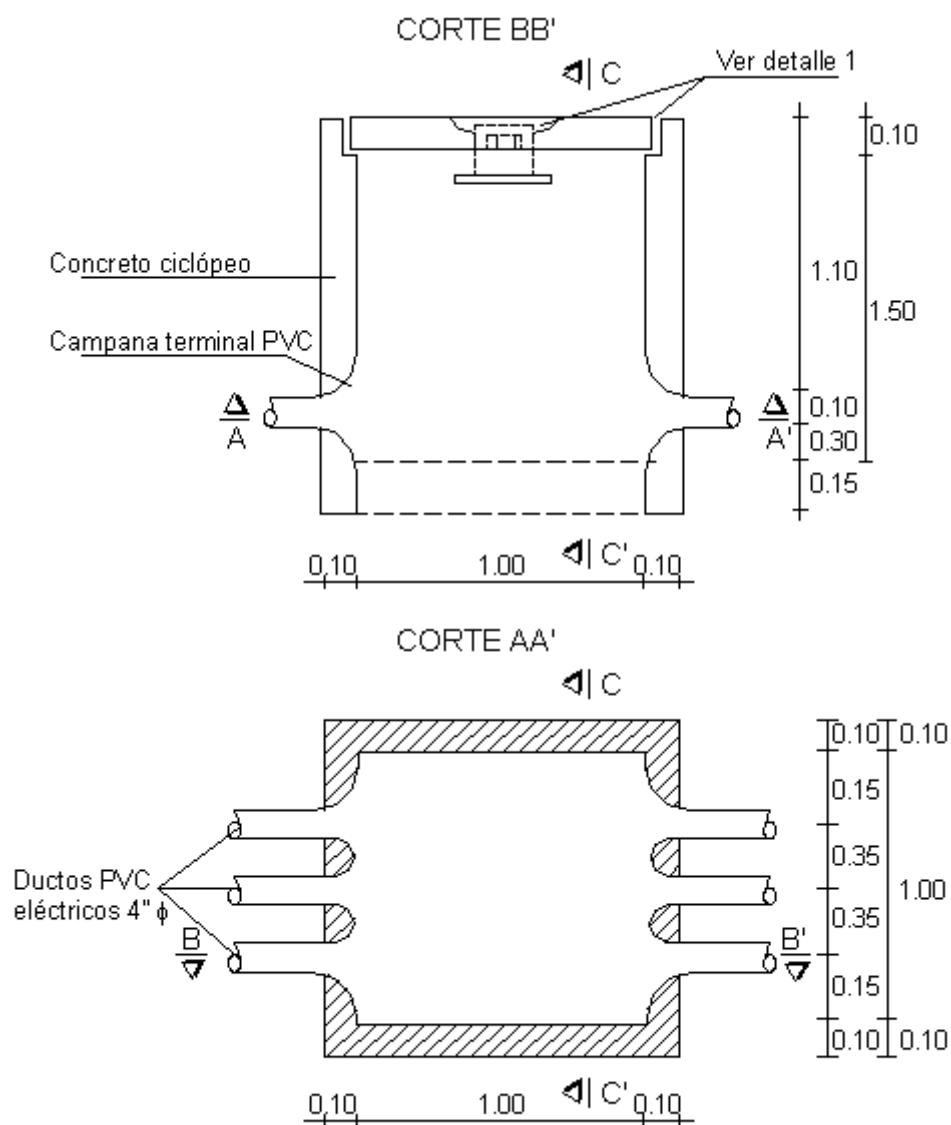


FIGURA 9.41. Canalización entre subestación interior y primera cámara.



NOTA: Dimensiones en metros

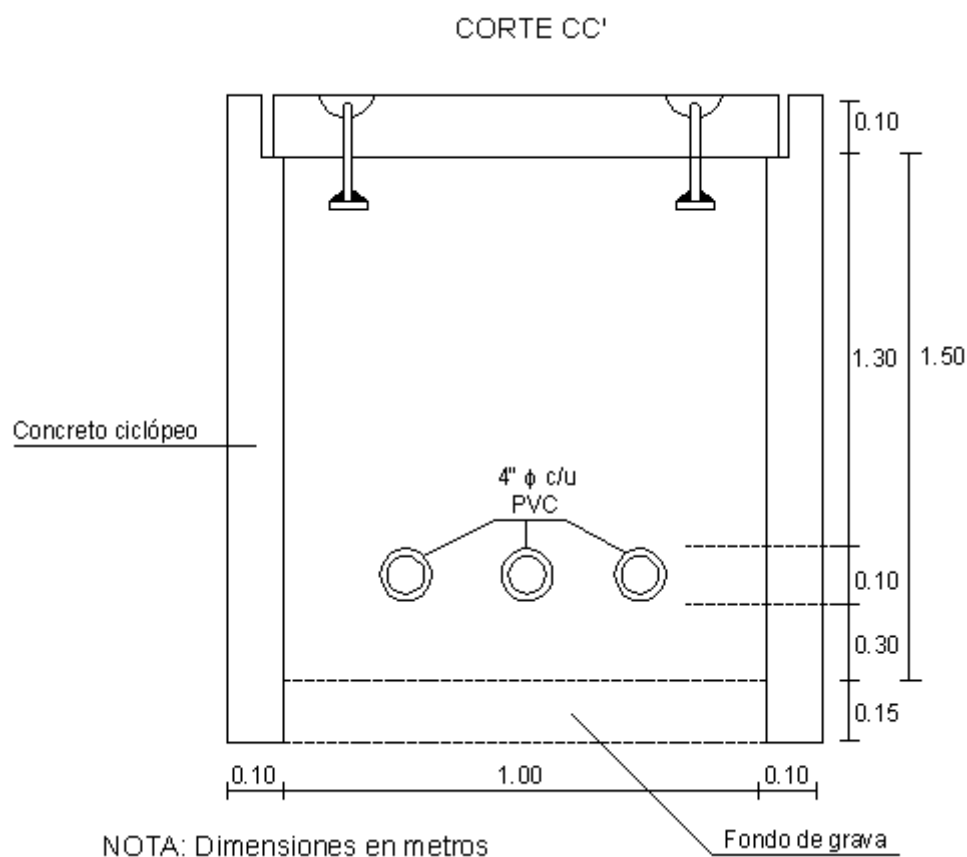
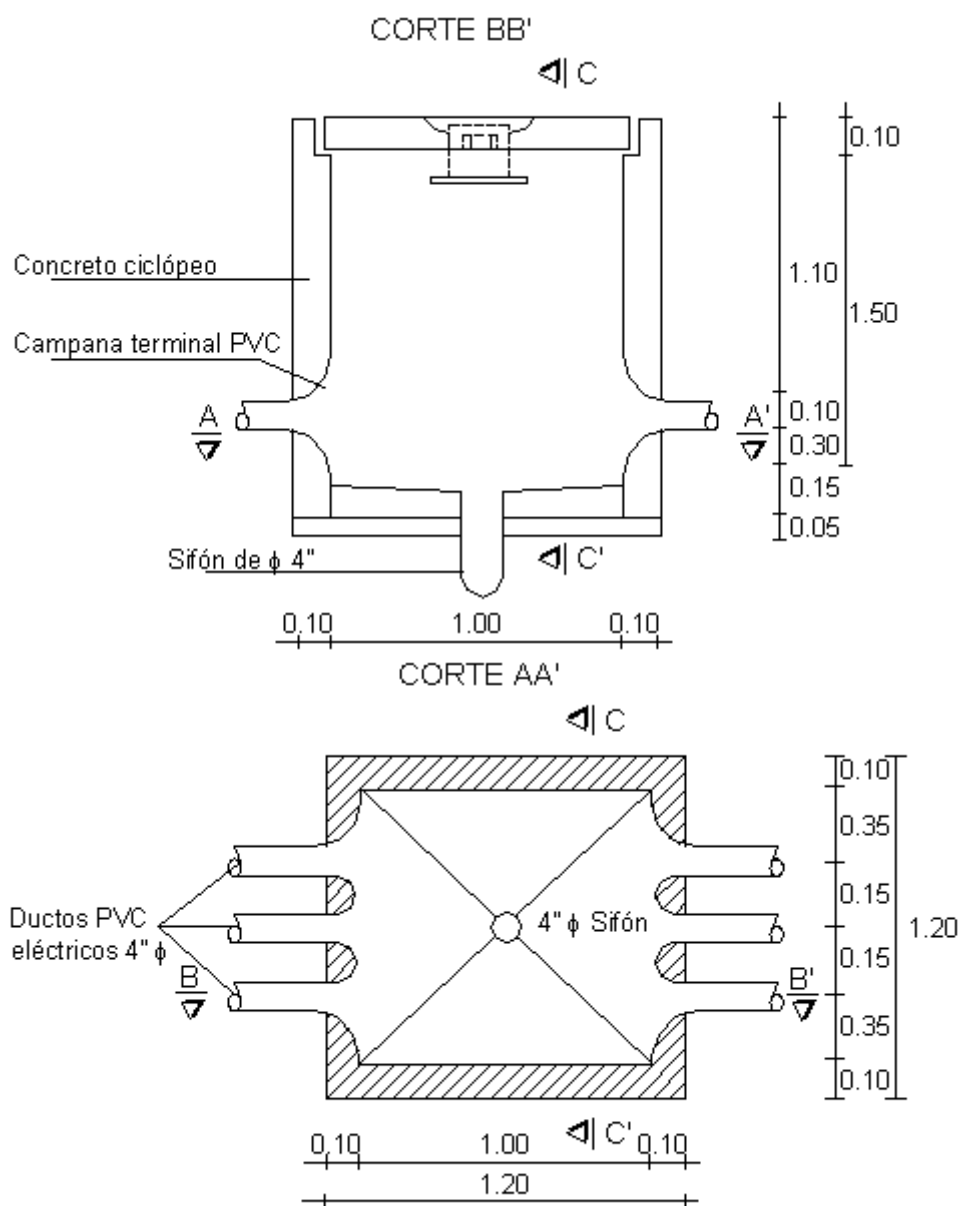


FIGURA 9.42. Cámara de paso con fondo de grava, para terreno normal.



NOTA: Dimensiones en metros

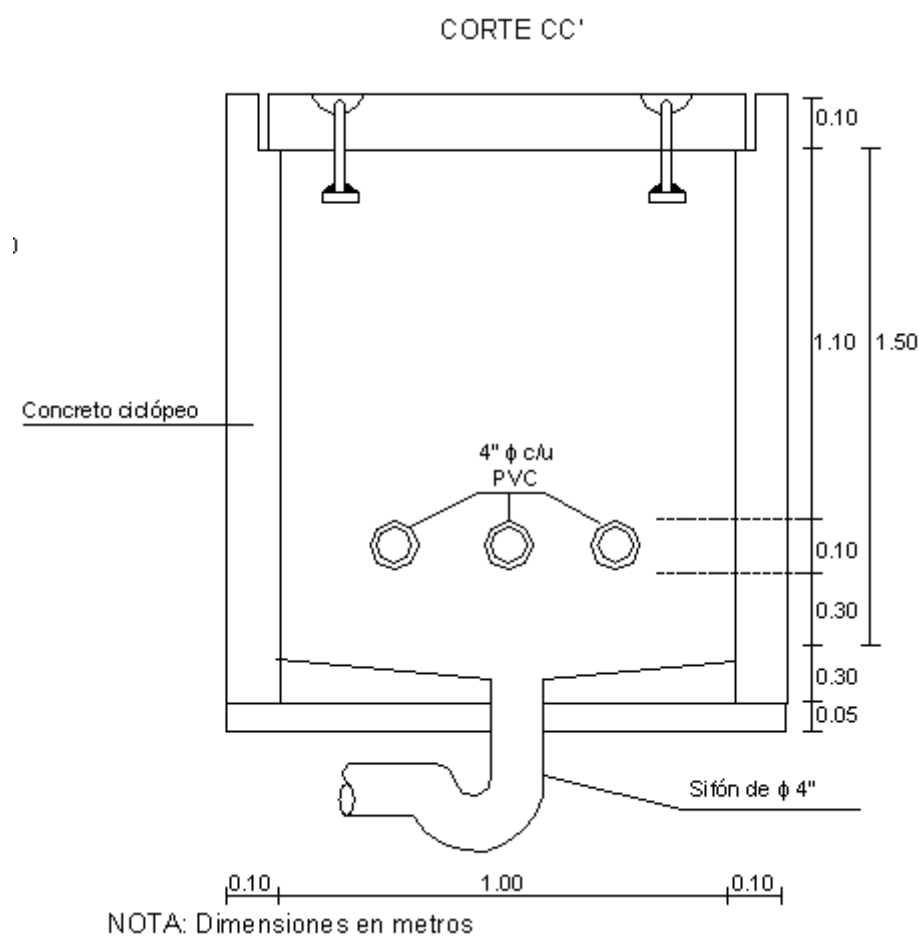


FIGURA 9.43. Cámara de paso con fondo en de concreto, para terreno de alto nivel freático.

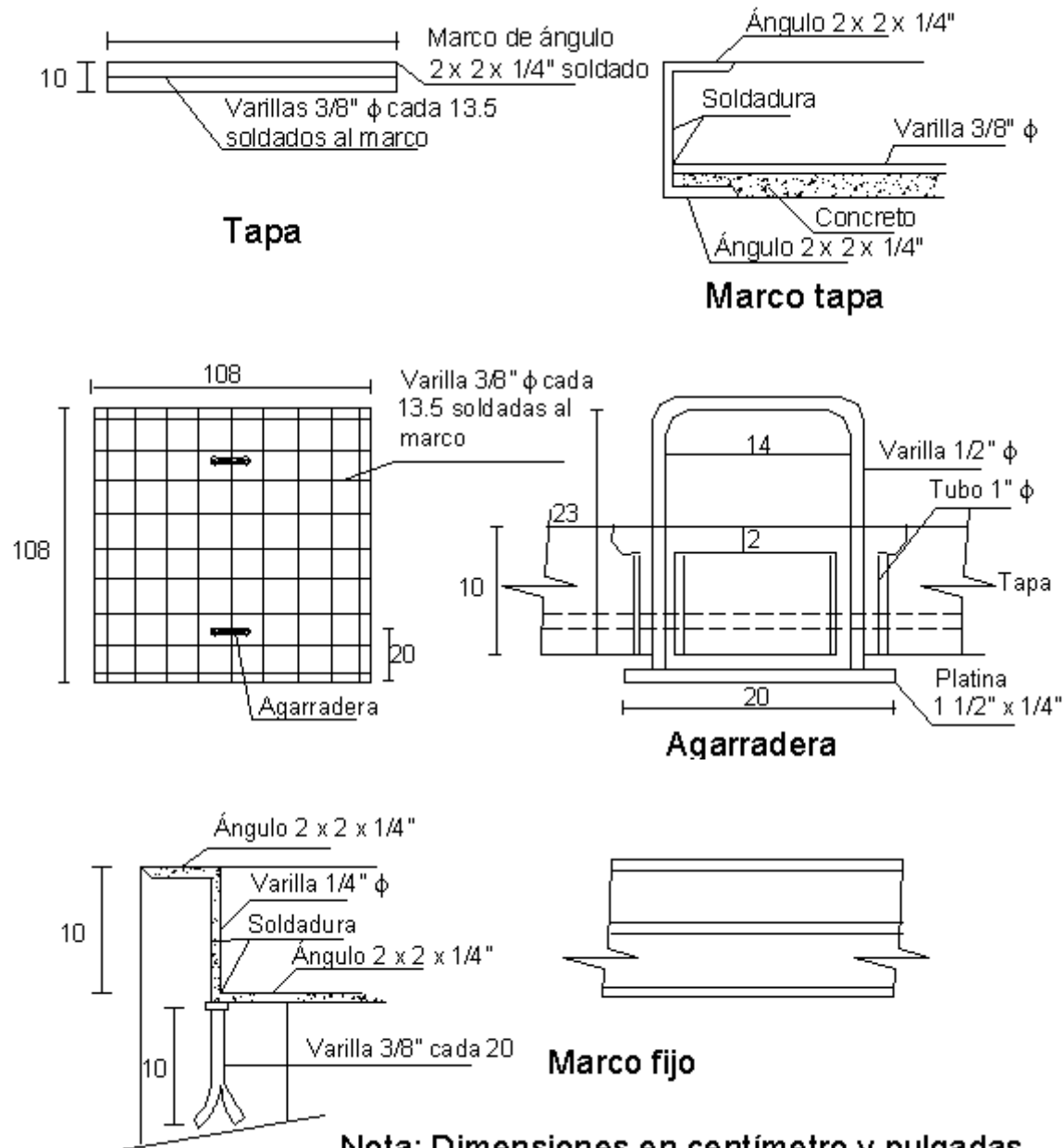


FIGURA 9.44. Tapa y marco de camaras de paso. Redes subterráneas primarias.

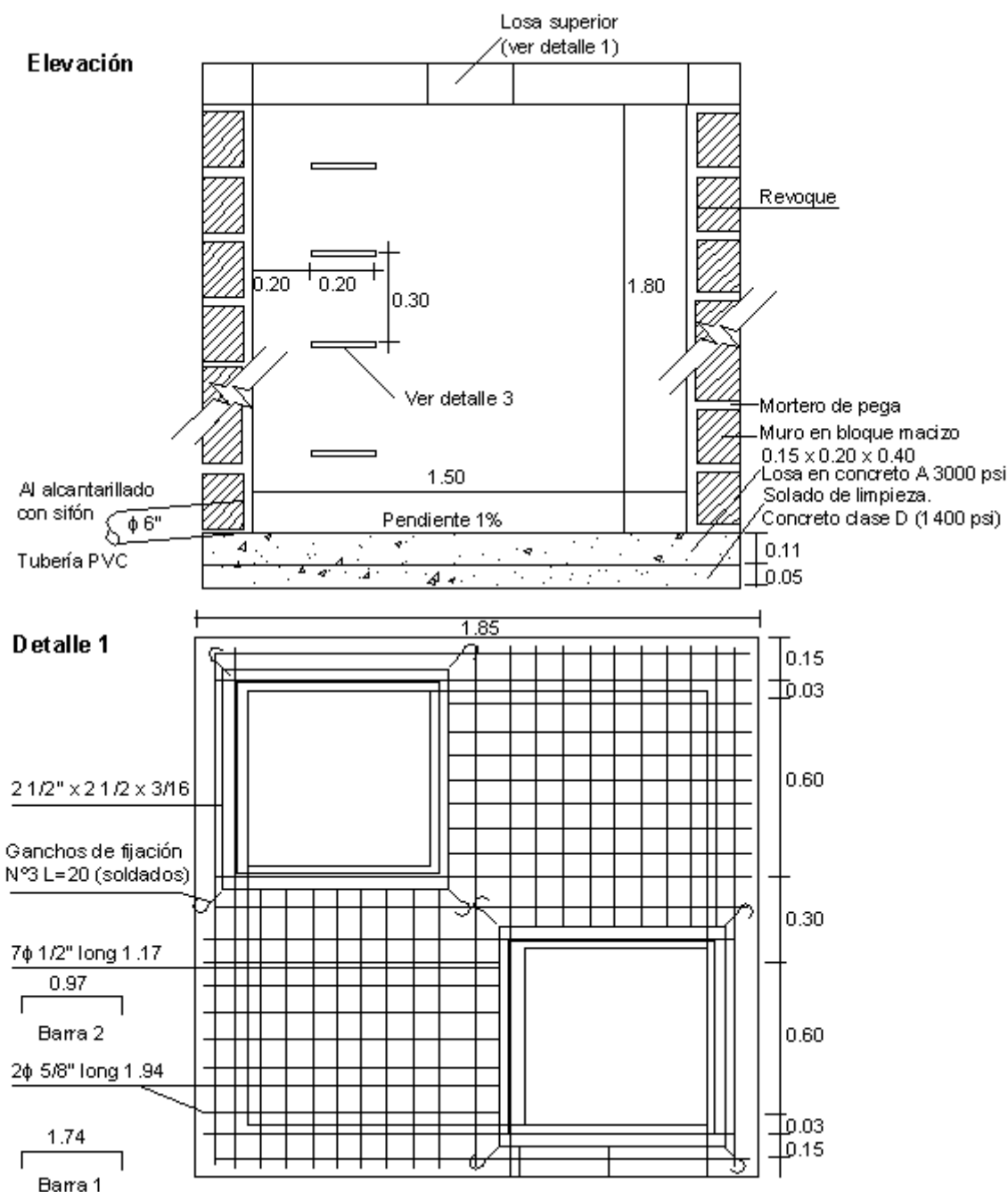


FIGURA 9.45. Cámara de empalme - Losa superior. Redes subterráneas primarias.

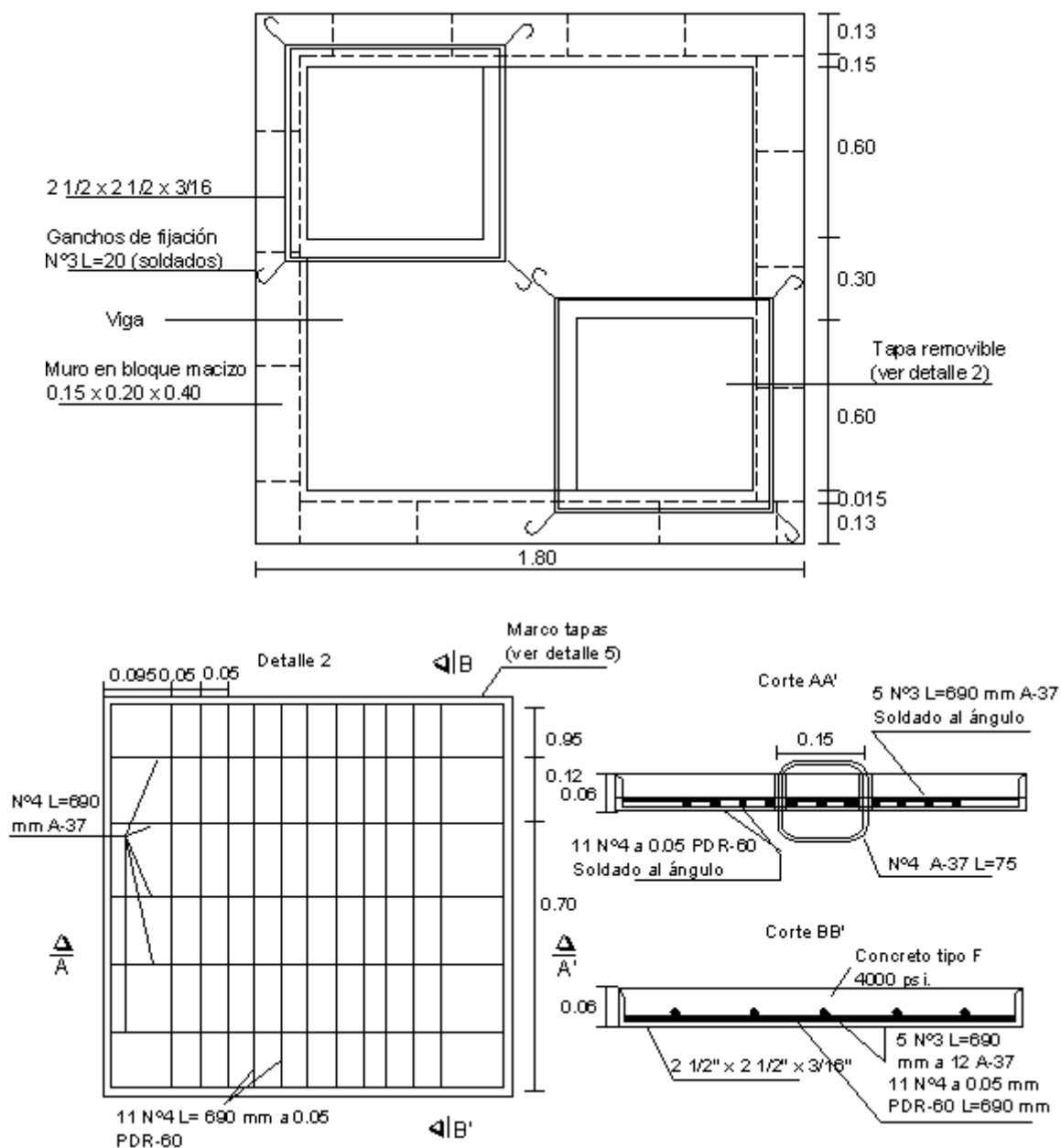


FIGURA 9.46. Tapa removible de cámaras de empalme.

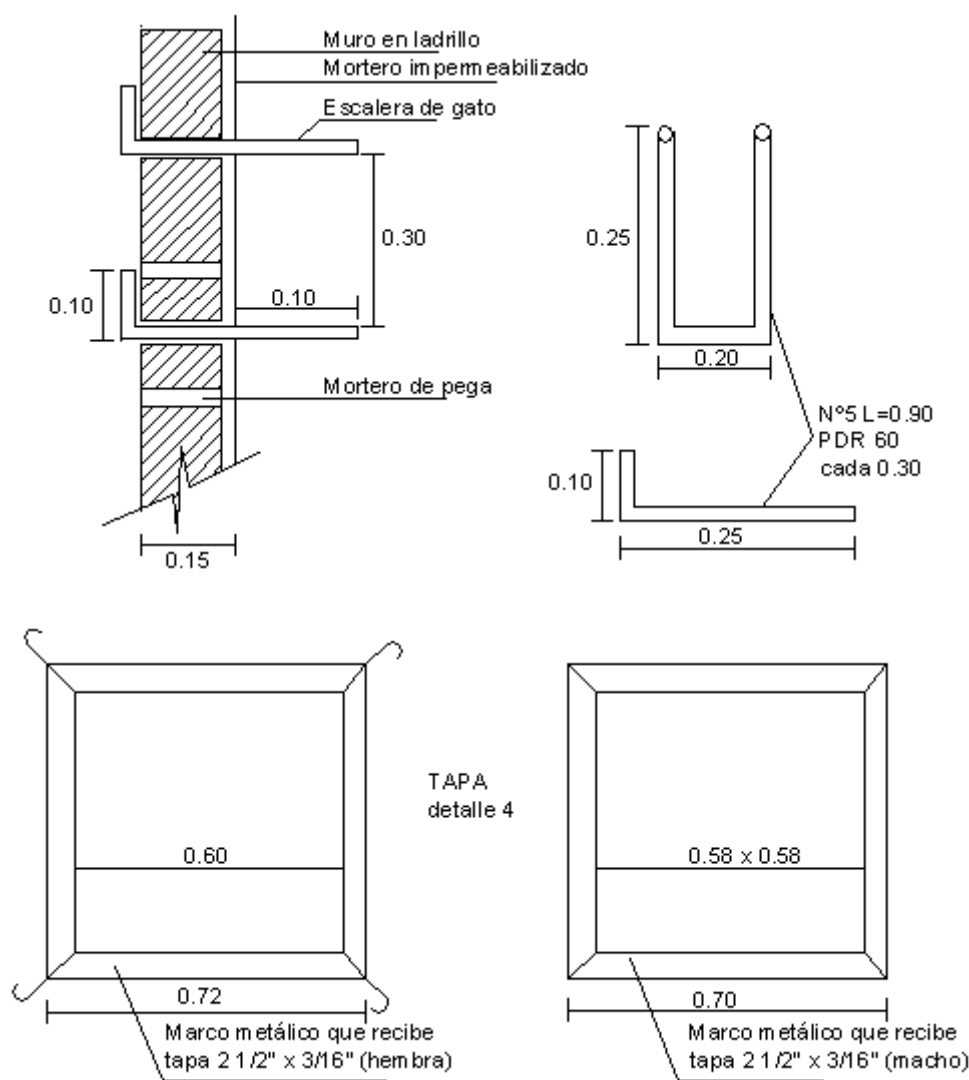
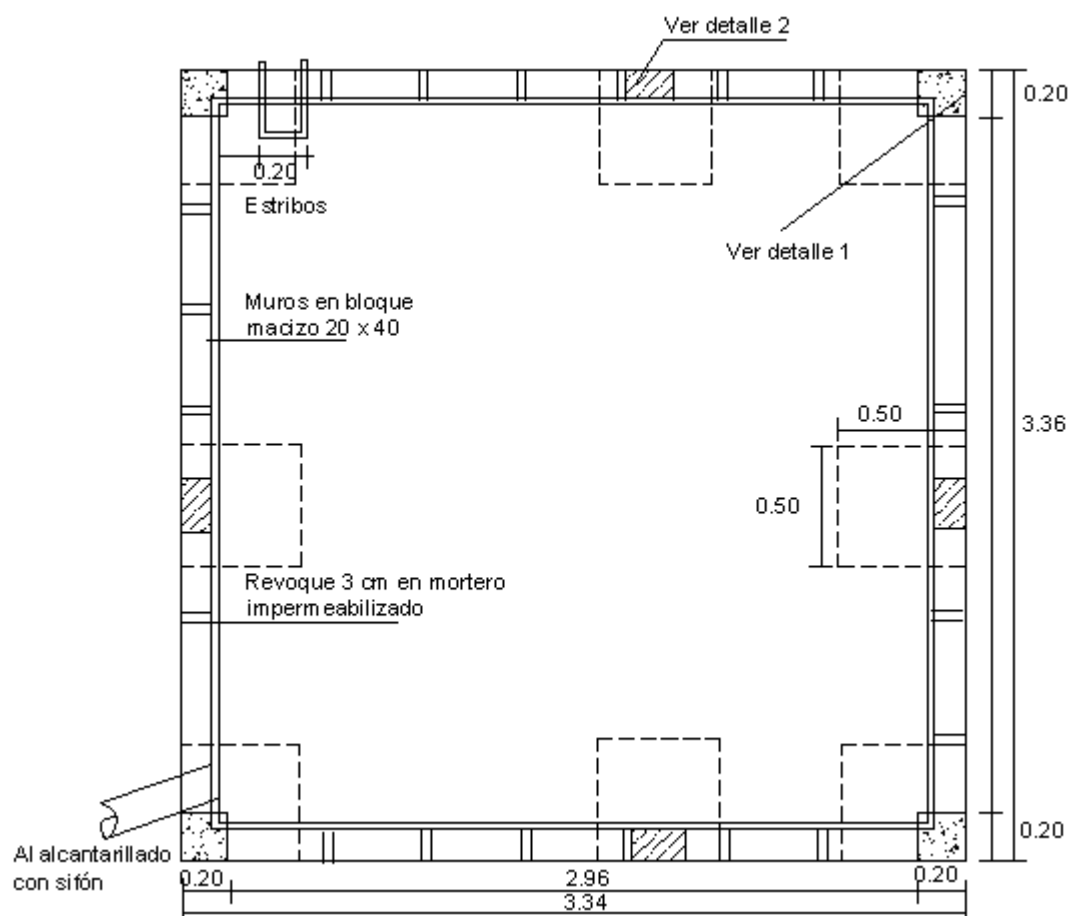


FIGURA 9.47. Cámara de empalme - Escalera de gato y marco de tapa removible. Redes subterráneas primarias.



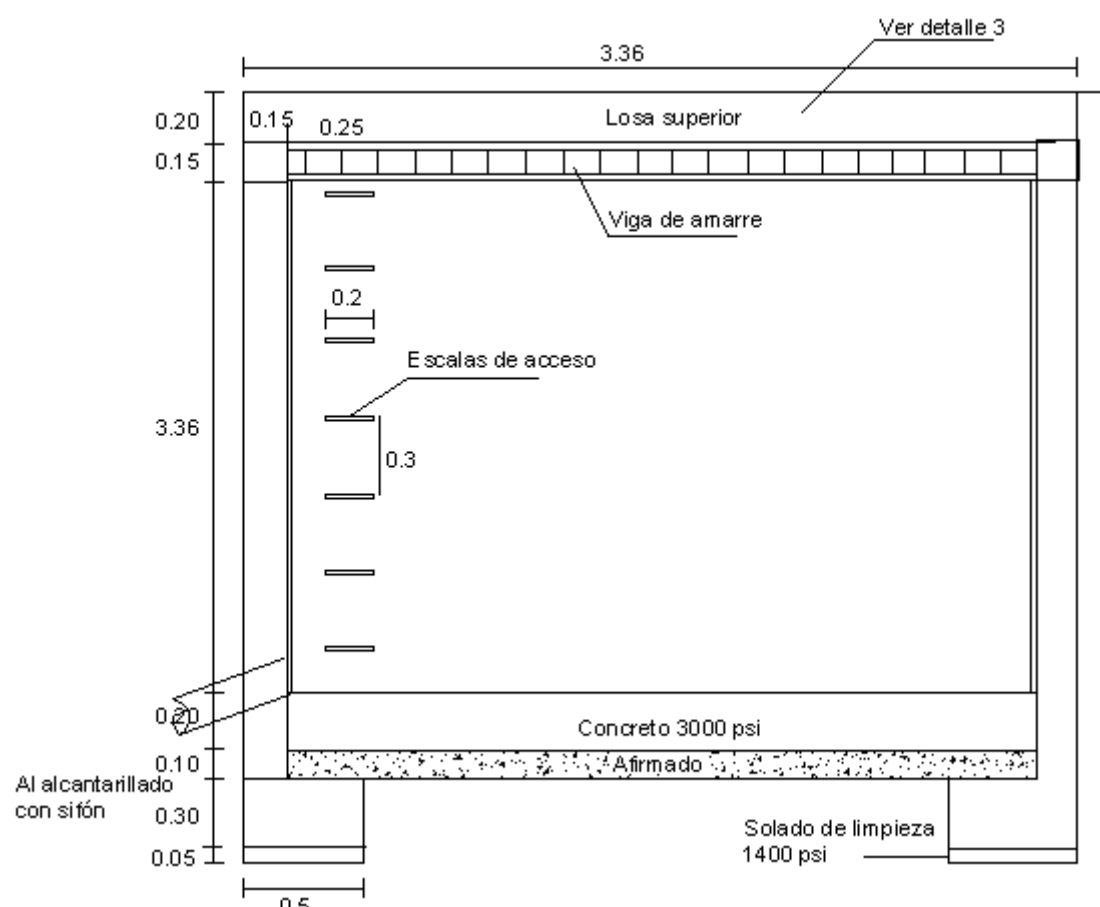
Nota:

El concreto será de $F_c = 210 \text{ kg / cm}^2$.

El mortero de pega será 1:4 y el revoque será de 1:3.

Todos los zapatas serán de 0.5×0.5 .

FIGURA 9.48. Cámaras de equipo. Vista en planta a media cámara.



Nota:

Las columnas se fundirán hasta el nivel inferior a la viga de amarre con 2.5 cm de recubrimiento.

FIGURA 9.49. Cámaras de equipo. Sección transversal típica.

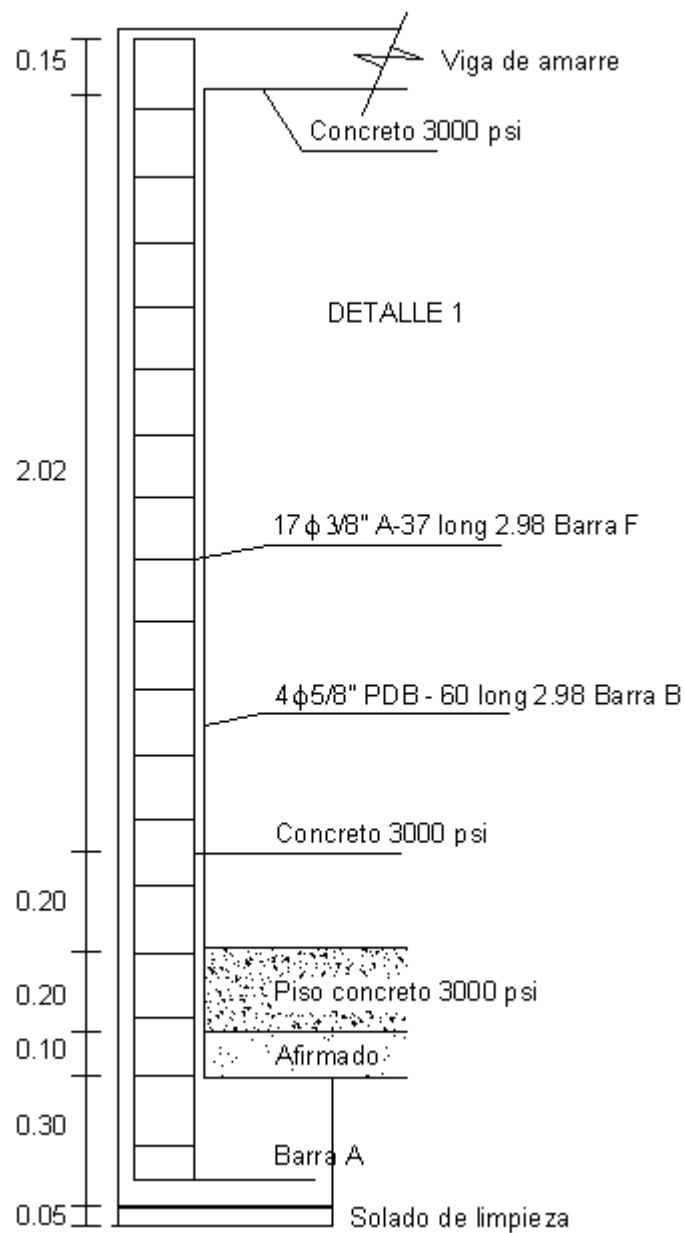
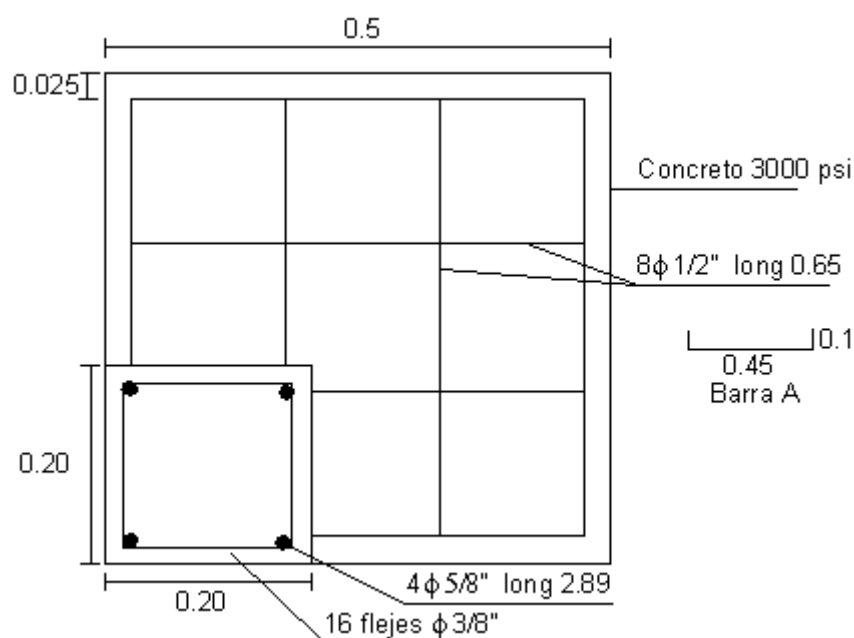
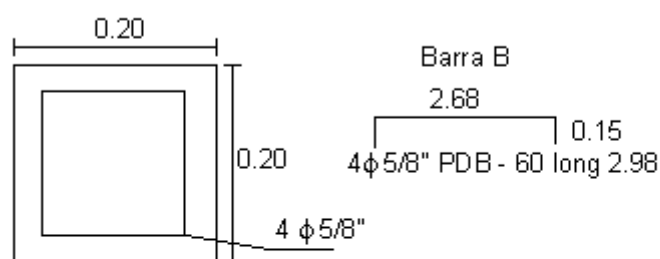


FIGURA 9.50. Columna de los extremos (cámara de equipo).



COLUMNA EXTREMOS



DETALLE FLEJES

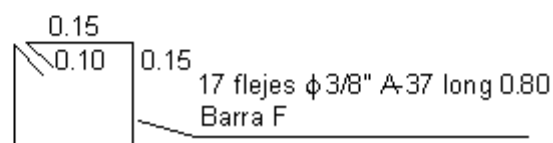


FIGURA 9.51. Planta zapata (cámara equipo).

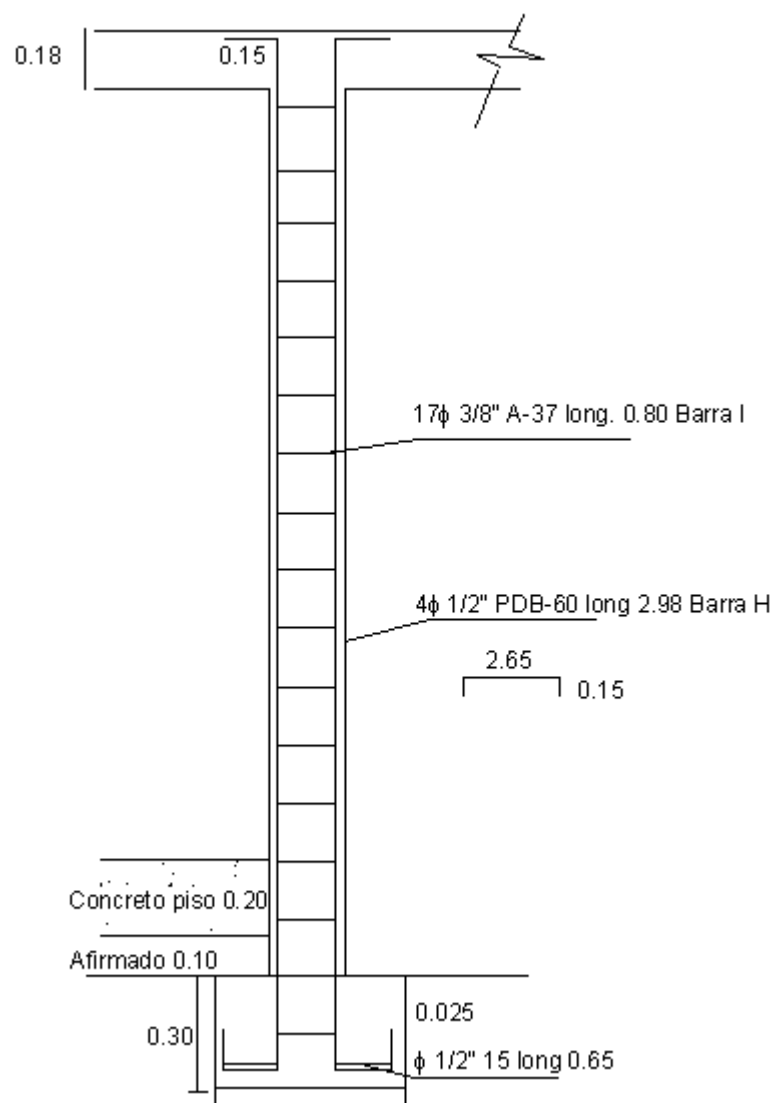
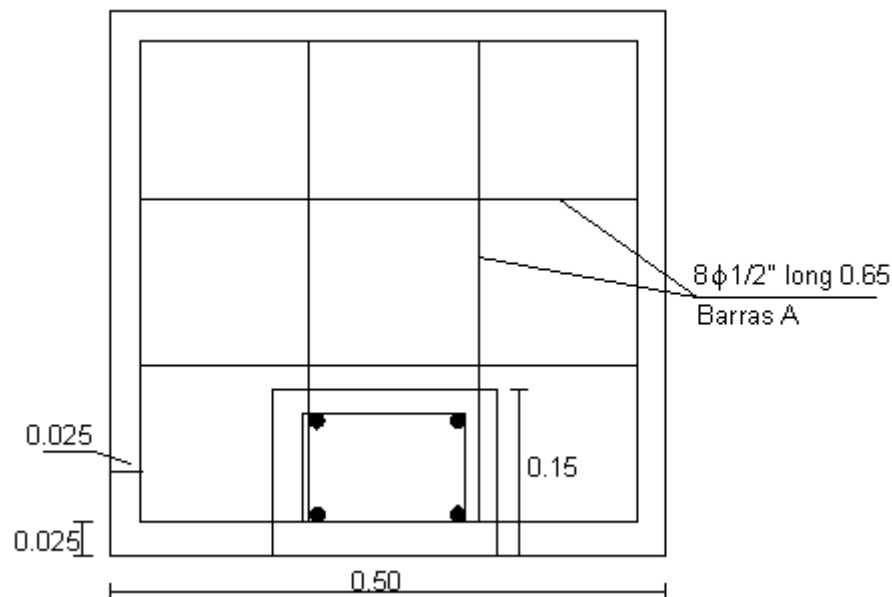
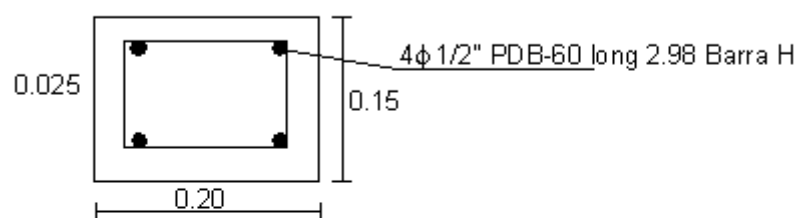


FIGURA 9.52. Columna interior (cámara equipo).



COLUMNA INTERIOR



DETALLE FLEJES

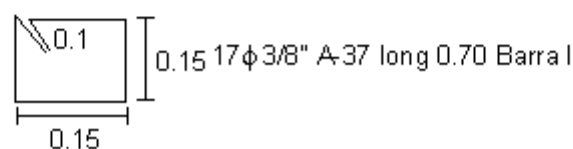
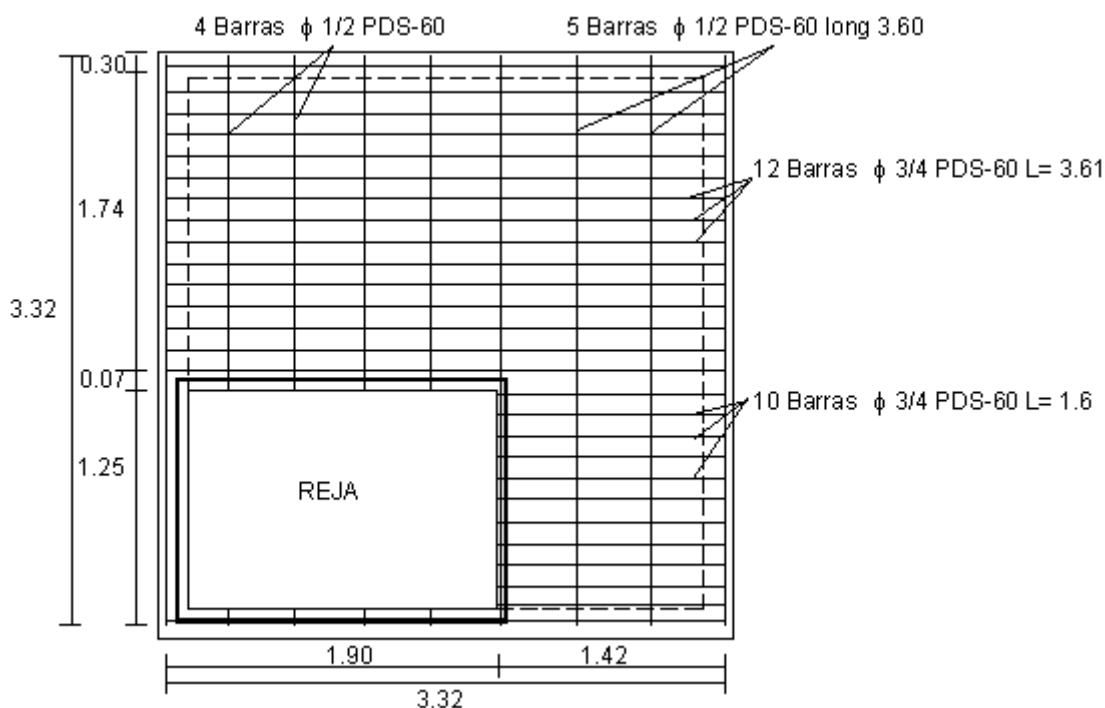


FIGURA 9.53. Detalle columnas centrales (cámara equipo).



Notas:

El marco en ángulo llevara ganchos con diámetro 3/8" de L = 0.25 cms con 0.5 cms soldados en carbón ubicados en las esquinas.

El marco se colocará antes de vaciar el concreto de la losa y de tal forma que al apoyar la reja quede enta a ras con el nivel de la losa.

FIGURA 9.54. Cámaras de equipo. Losa superior tipo 1.

TABLA 9.19. Cuadro de hierros. Cámara de empalme.

Posición del hierro	Barra tipo	Figura Dimensiones en m.	Diámetro		Longitud m.	Tipo de hierro	Cantidad	Peso kg.	Observaciones
			Nº	Pulgadas					
Tapas removibles (2)	A		4	1 / 2	0.69	PDR - 60	22	15.18	Soldados al marco
Tapas removibles (2)	B		4	1 / 2	0.69	PDR - 60	10	6.9	Soldados al marco
Gancho tapa removible	C		4	1 / 2	0.75	A - 37	4	3.00	Soldado en cordón
Escaleras de gato	D		5	5 / 8	0.90	PDR - 60	5	6.97	
Gancho fijar marco(2)	E		3	5 / 8	0.20	A - 37	8	0.90	Soldados al marco
Losa superior	1		5	5 / 8	1.94	PDR - 60	14	42.15	
	2		4	1 / 2	1.17	PDR - 60	28	32.76	

TABLA 9.20. Cuadro de hierros y cantidades de obra. Cámaras de equipo.

Posición del hierro	Barra tipo	Figura Dimensiones en m.	Diámetro		Longitud m.	Tipo de hierro	Cantidad	Peso kg.	Observaciones
			Nº	Pulgadas					
Losa superior	C		6	3 / 4	3.61	PDR - 60	17	136.96	
Losa superior	D		6	3 / 4	1.60	PDR - 60	10	35.68	
Losa superior	E		4	1 / 2	3.60	PDR - 60	5	18	
Losa superior	G		4	1 / 2	2.14	PDR - 60	4	8.56	
Zapatillas (8)	A		4	1 / 2	0.65	PDR - 60	64	41.60	Nota: 1) El hierro Nº4 o mayor será del tipo PD - 60
Columnas exteriores (4)	B		5	5 / 8	2.98	PDR - 60	16	73.90	
Flejes columnas exteriores (4)	F		3	3 / 8	0.80	A - 37	68	29.92	
Columnas centrales (4)	H		4	1 / 2	2.98	PDR - 60	16	47.68	2) El hierro 3 / 8 o interior será del tipo A - 37
Flejes columnas interiores (4)	I		3	3 / 8	0.70	A - 37	68	26.18	
Vigas de amarre (4)	J		4	1 / 2	3.51	PDR - 60	16	56.16	
Flejes vigas de amarres (4)	K		3	3 / 8	0.50	A - 37	80	22	
Totales							418,4478.	PDR - 60 10 A -37	

TABLA 9.21. Cantidades de obra. Cámara de equipo.

Tipo Material	Unidades	Cantidad	Dimensiones	Ubicación	Observaciones
Concreto clase D	m ³	0.10	8 (0.5 x 0.5 x 0.05)	Solado limpieza	1400 PSI
Concreto clase A	m ³	0.60	8 (0.5 x 0.5 x 0.3)	Zapatas	3000 PSI
Concreto clase A	m ³	0.37	4 (2.3 x 0.2 x 0.20)	Columnas exteriores	3000 PSI
Concreto clase A	m ³	0.27	4 (2.3 x 0.15 x 0.2)	Columnas interiores	3000 PSI
Concreto clase A	m ³	1.87	3.06 x 3.06 x 0.2	Losa fondo	3000 PSI
Concreto clase A	m ³	0.30	4 (3.36 x 0.15 x 0.15)	Viga de amarre	3000 PSI
Concreto clase A	m ³	1.56		Losa superior	3000 PSI
Afirmado compactado	m ³	0.93	3.06 x 3.06 x 0.10		
Mortero 1:4	m ³	0.98	1.24 x 0.15 x 0.02 x 266	Paredes	Para pega
Bloque de muro	unid.	2.66	3 x 2 x 10.8 x 4	Paredes	0.15 x 0.2 x 0.40
Mortero 1:3	m ³	0.66	3 x 2.2 x 0.025 x 4	Paredes	
Sifón y tubería PVC d = 6"				1 Sifón y 5 tubos aproximadamente	

TABLA 9.22. Cantidades de obra. Reja cámara de equipo.

Tipo Material	Unidades	Cantidad	Dimensiones	Ubicación	Observaciones
Ángulo	metros	6.58	2 1/2 x 2 1/2 x 1/4	Marco base	
Ángulo	metros	6.5	2 x 2 x 1/4	Marco reja	
Ángulo	metros	1.2	2 x 2 x 1/4	Marco base ventilla de acceso	
Ángulo	metros	2.32	1 1/2 x 1 1/2 x 1/4	Marco de ventanilla de acceso	
Ángulo	metros	1.9	2 x 2 x 1/4	Ángulo de esfuerzo	
Platinas	metros	103	1 1/2 x 1 1/2 x 1/4	Reja	76 Platinas
Hierro ϕ 1/4	kg.	25.14	ϕ 1/4	Reja	
Soldadura Wis 18 de 1/8"	kg.	15			
Soldadura 60.13 de 1/8"	kg.	10			
Pintura Anticorrosiva	Galón	1			
Cadena	metros	0.5	1/2"	Reja de acceso	
Cadena	metros	3	1/2"	Long. anclaje urididad reja	seg-

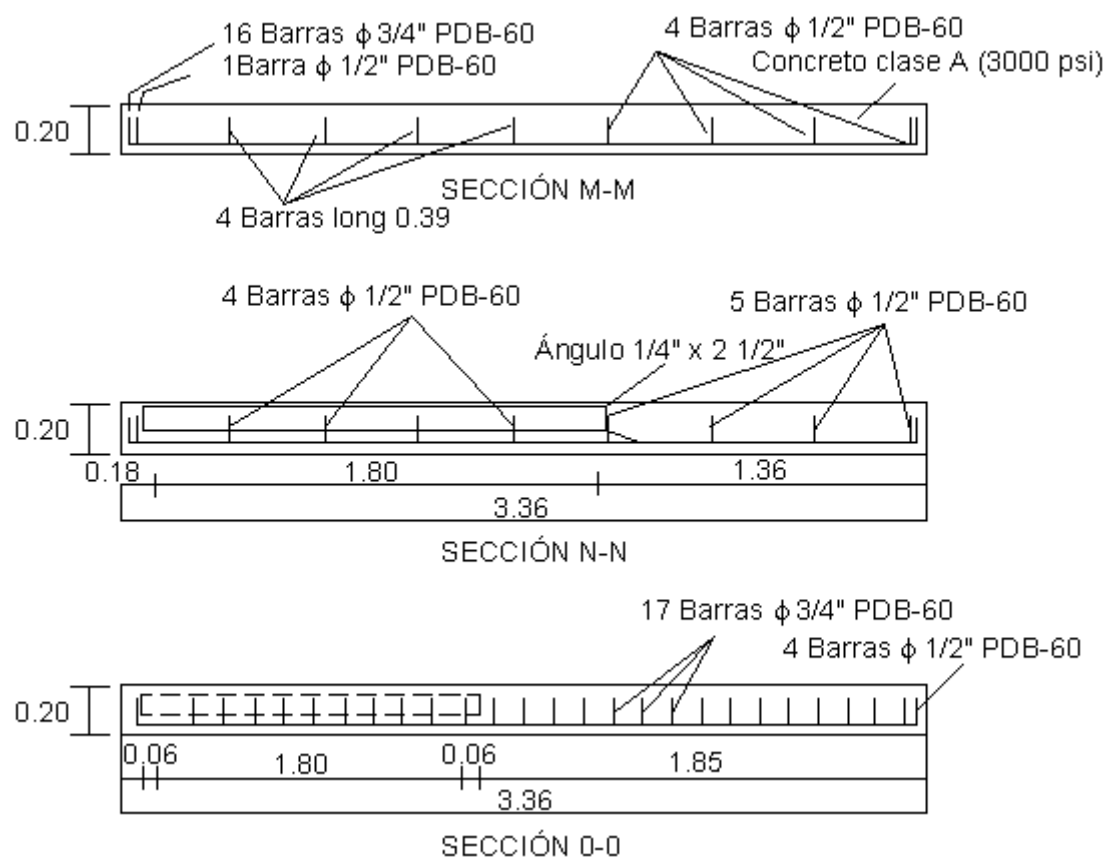
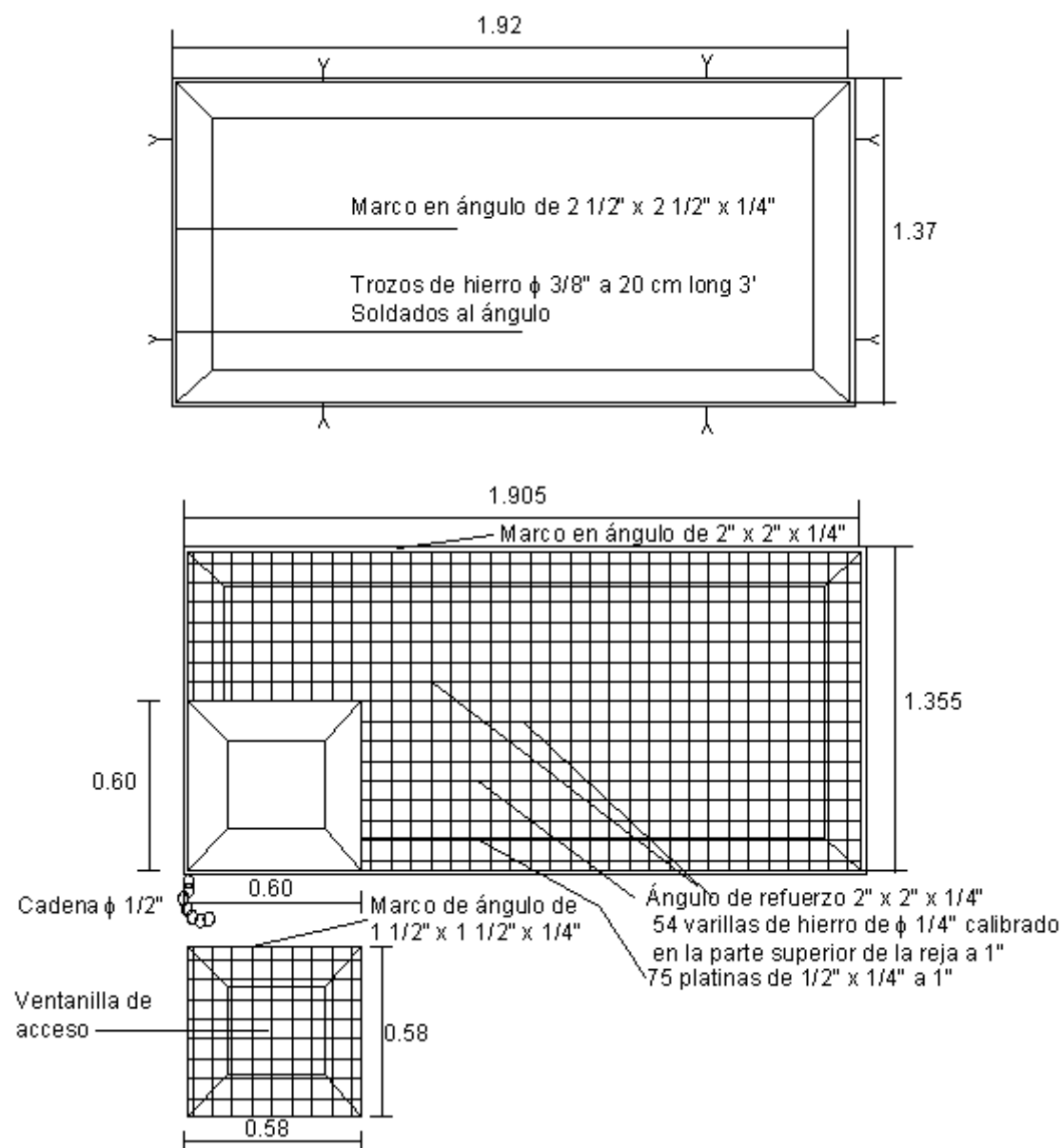


FIGURA 9.55. Cámaras de equipo. Losa superior tipo 1.



Nota:

Las rejas irán a ras con la losa. La reja se fijará a la losa mediante 2 platinas.

FIGURA 9.56. Reja metálica para cámara de equipo.

9.12.8 Empalmes.

Se entiende por empalme la conexión y reconstrucción de todos los elementos que constituyen un cable de potencia aislado, protegido mecánicamente dentro de una misma cubierta o carcaza.

Es necesario que en el diseño de empalmes se considere que los materiales utilizados sean compatibles con los elementos constitutivos del cable que se unirán y que estos materiales deben efectuar satisfactoriamente la función que desempeñan sus homólogos en el cable, asegurando así que los gradientes de esfuerzos presentes en el empalme sean soportables por los materiales utilizados.

9.12.8.1 Empalme en cinta.

Son aquellos en donde la restitución de los diferentes componentes del cable, a excepción del conductor, se lleva a cabo aplicando cintas en forma sucesiva hasta obtener todos los elementos del cable; las cintas aislantes aplicadas para obtener un nivel de aislamiento adecuado puede ser del tipo autovulcanizable o del tipo no vulcanizable, los cuales tampoco contienen adhesivo. Dependiendo del elemento a restituir se determinarán las características físicas y químicas que tendrán las cintas utilizadas en la elaboración de un empalme completamente encintado.

Este empalme debe ser recto y su aplicación se hará para dar continuidad al conductor en un trayecto cualquiera. La elaboración de ellos está dado por el fabricante en forma detallada.

No se deben considerar empalmes en cinta para derivación.

En caso de que el empalme vaya a estar sumergido en agua por largos períodos se debe aplicar resina según instructivo del fabricante, sin embargo es conveniente en lo posible evitar esta situación.

Estos empalmes se deben construir en las cámaras de empalmes y por tanto no deben ir dentro de los ductos. En la figura 9.57 se dan los elementos componentes del empalme. Han entrado en descenso.

9.12.8.2 Empalmes premoldeados.

Son aquellos en donde los componentes son moldeados por el fabricante utilizando materiales elastoméricos.

Los componentes se ensamblan sobre los cables por unir en el lugar de trabajo. Existen varios criterios de diseño de este tipo de empalme, esto es, algunos fabricantes los elaboran en forma integral de tal modo que todos los elementos elastoméricos que lo constituyen se encuentran contruidos en una sola pieza, mientras otros se fabrican utilizando varias piezas elastoméricas para obtener el empalme total.

Ya que este tipo de accesorios consta en todo caso de componentes moldeados con dimensiones específicas es necesario que se efectúe la selección utilizando las características reales del cable en que se instalará.

La instalación de estos premoldeados es indicada claramente por el fabricante.

9.12.8.2.1 Empalmes premodelados permanentes.

Son aquellos que no son desconectables y todos sus elementos se encuentran en una sola pieza. Son exigidos para dar continuidad al conductor en una longitud determinada, mas no para derivar la carga o el transformador. Se pueden subdividir como sigue:

- **Empalme recto para 200 A y 15 kV**

Serán exigidos para dar continuidad al conductor cuando los niveles de corriente en la red a conectarse sea menor o igual a 200 A. Este empalme tiene las siguientes características técnicas:

- Nivel básico de aislamiento BIL = 95 kV, onda de $1.2 \times 50 \mu$ seg.
 - Tensión soportable: 35 kV, 60 HZ durante 1 minuto.
55 kV, CD durante 15 minutos.
- Extinción de efecto corona: 11 kV
- Sobrecarga durante 8 horas: 300 A valor efectivo.
 - Sobrecarga momentánea 15000 A RMS, durante 12 ciclos
10000 A RMS, durante 30 ciclos.
3500 A RMS, durante 3 segundos.
- Prueba de tensión aplicada: 35 kV, 60 HZ durante 1 minuto.
- Prueba de extinción de efecto corona: 11 kV

En la figura 9.58 se indican los componentes de este tipo de empalmes.

- **Empalme recto para 600 A y 15 kV.**

Serán necesarios para dar continuidad al conductor cuando los niveles de corriente en la red a conectarse sean mayores de 200 A, caso que se presenta en las redes principales en calibres iguales o mayores a 4 / 0 AWG. Tiene las siguientes características técnicas:

- Nivel básico de aislamiento (BIL): 95 kV, onda de $1.2 \times 50 \mu$ seg.
 - Tensión que puede soportar 35 kV, 60 HZ durante 1 minuto.
55 kV, CD durante 15 minutos.
- Extinción del efecto corona: 11 kV
- Rango continuo de corriente: 600 A
- Sobrecarga durante 8 horas: 900 A
 - Sobrecarga momentánea 27000 A RMS durante 4 seg.
40000 A RMS durante 12 ciclos.
- Prueba de tensión aplicada: 95 kV

En la figura 9.59 se indican los componentes de este tipo de empalme.

9.12.8.2.2 Empalmes premoldeados desconectables.

Se emplearán tanto para dar continuidad al circuito, como para derivar la carga, de acuerdo a la recomendación del fabricante.

Los datos básicos para la selección del empalme son:

- Clase de aislamiento del sistema.
- Calibre del conductor de la red principal y la derivación.
- Material conductor de la red principales y de la derivación.
- Construcción del blindaje del cable sobre el aislamiento.

Teniendo en cuenta lo anterior estos empalmes se subdividen en:

- **Empalme recto de 200 A, 15 kV.**

Empleado para dar continuidad al circuito y seccionar en un momento dado sin carga y sin tensión, de acuerdo al diseño. Sus características técnicas son iguales a los empalmes rectos permanentes.

Su exigencia está supeditada a una corriente de trabajo en la red hasta 200 A.

Para el montaje del premoldeado se incluyen los adaptadores de puesta a tierra de acuerdo al tipo de conductor y sus aislamientos y los ganchos de sujeción para no permitir desconexión con carga.

En la figura 9.60 se muestran las 2 piezas componentes.

- **Empalme en T de 200 A, 15 kV**

Se emplea para dar continuidad al circuito y para derivar la carga y su operación es sin carga y sin tensión, de acuerdo al diseño.

Sus características técnicas son iguales a los de premoldeado recto de 200 A.

Debe estar compuesta cada fase por: 2 empalmes rectos hembras, 1 empalme recto macho, una T para unir los anteriores empalmes, tres adaptadores de puesta a tierra y los ganchos de sujeción para evitar una desconexión accidental con carga. Se empleará cuando la red general tenga una corriente de trabajo menor de 200 A y no haya posibilidad de más conductores.

La figura 9.61 muestra este tipo de empalme con sus componentes.

- **Unión premoldeada de 4 vías para 200 A, 15 kV**

Se emplea para dar continuidad al circuito general, derivar la carga y dar posibilidad de una nueva derivación, cada fase debe contener: una unión premoldeada, un codo premoldeado para la derivación (carga), 2 codos que sirvan de entrada y salida del circuito general y los componentes adaptadores de puesta a tierra. Este empalme se requerirá cuando la red general tenga una corriente de trabajo menor o igual a 200 A y haya posibilidad de más derivaciones. Sus características técnicas son:

- Nivel básico de aislamiento BIL: 95 kV, onda de 1.2 x 50 μ seg
- Tensión soportada : 35 kV durante 1 minuto.
 55 kV, CD durante 15 minutos.
- Extinción de efecto corona: 11 kV.
 - Rango de corriente: 200 A valor efectivo.
 - Corriente de 15000 A asimétricos RMS durante 12 ciclos.
 - Corriente de 10000 A asimétricos RMS durante 30 ciclos.
 - Corriente de 3500 A asimétricos RMS durante 3 seg.
 - Cierre del circuito con carga: 10 operaciones a 100 A con factor de potencia de 0.7 a 1.0 en 14.4 kV.
 - Apertura del circuito con carga: 10 operaciones a 200 A con factor de potencia de 0.7 a 1.0 en 14.1 kV.
 - Cierre con falla después de 10 operaciones de cierre y apertura 10000 A simétricos, valor efectivo. 3 ciclos en 14.4 kV.

En la figura 9.62 se muestran las uniones y los codos respectivos con sus componentes.

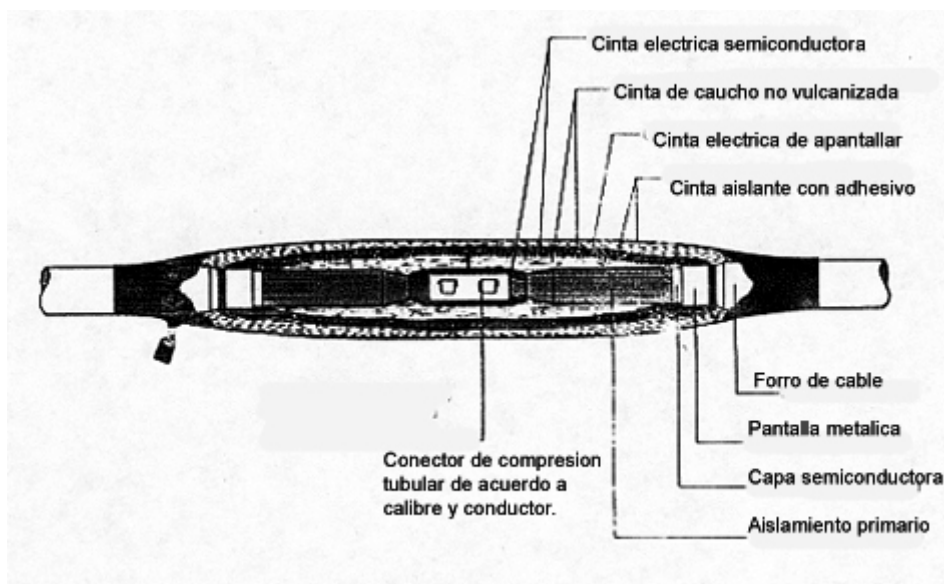


FIGURA 9.57. Empalme en cinta recto: 200 A; 15 kV.

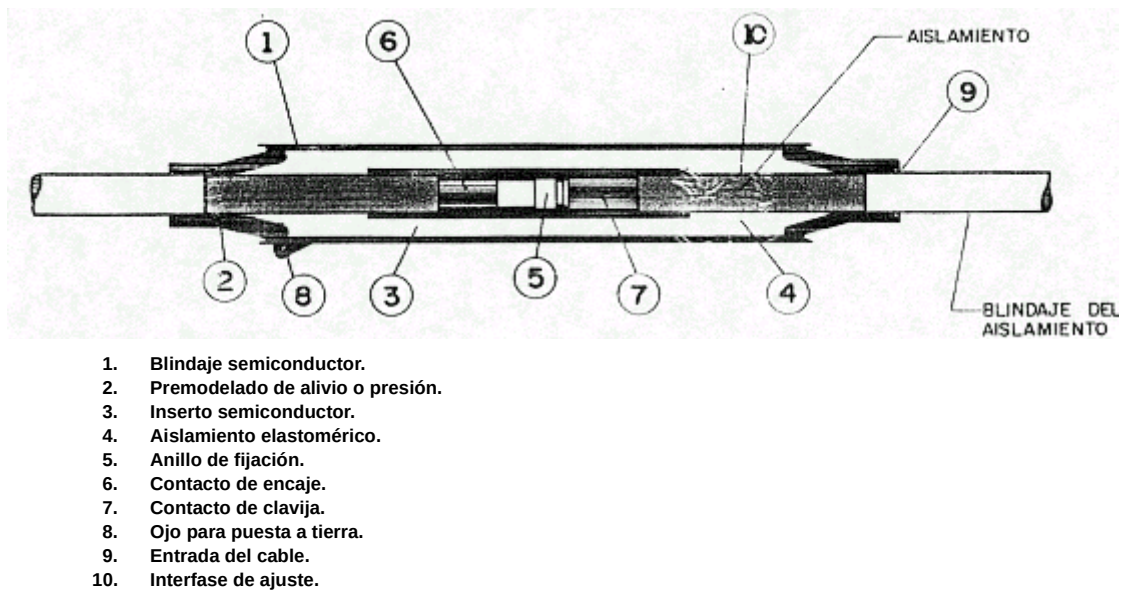


FIGURA 9.58. Empalme premoldado recto permanente: 200 A; 15 kV.

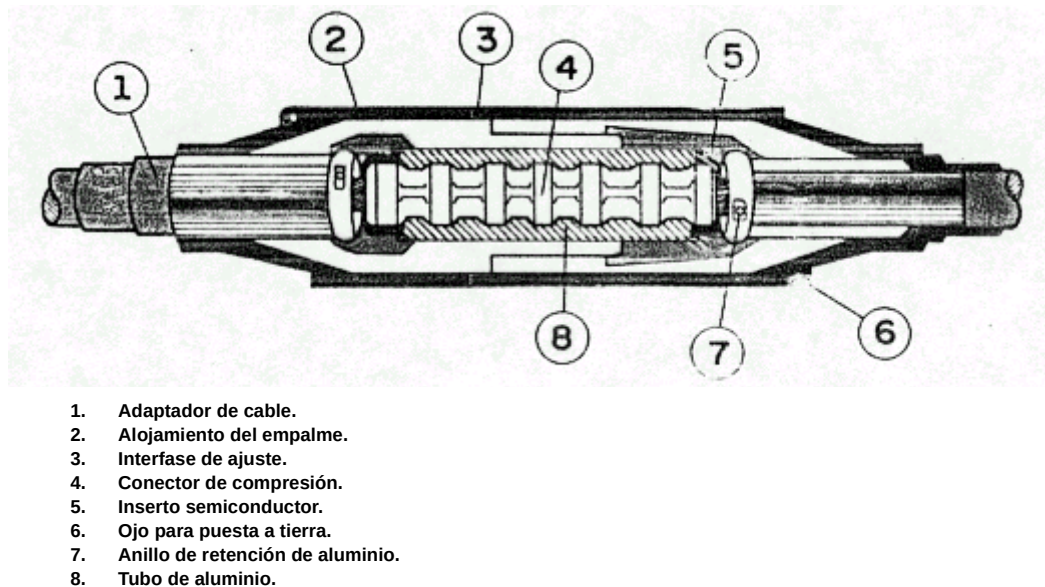
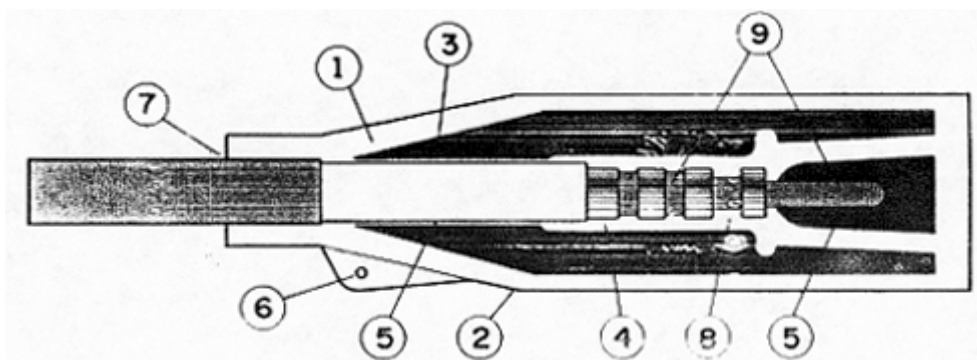
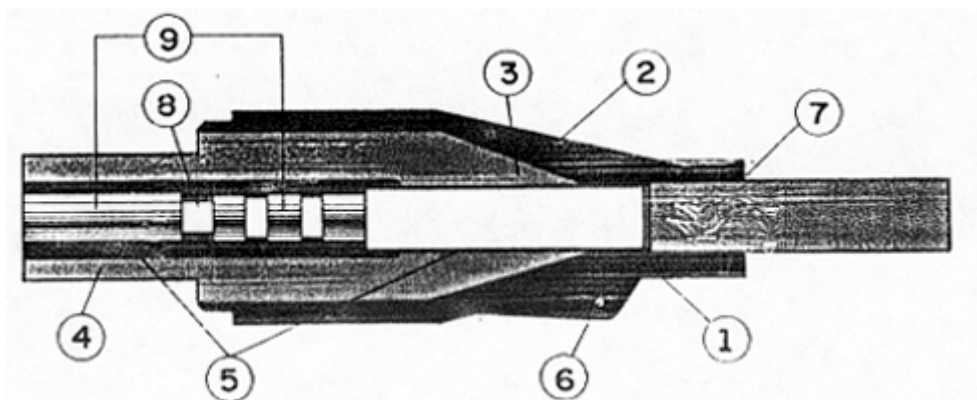


FIGURA 9.59. Empalme premoldado recto permanente 600 A; 15 kV.



1. Premodelado Recto tipo hembra.
2. Blindaje semiconductor premodelado.
3. Premodelado de alivio a presión.
4. Inserto semiconductor.
5. Interfase de ajuste.
6. Ojo para puesta a tierra.
7. Entrada de cable.
8. Tope de material elastomérico.
9. Contacto macho.

FIGURA 9.60a. Empalme premodelado recto desconectable 200 A; 15 kV. Componente hembra.



1. Premodelado Recto tipo macho.
2. Blindaje semiconductor premodelado.
3. Premodelado de alivio a presión.
4. Inserto semiconductor.
5. Interfase de ajuste.
6. Ojo para puesta a tierra.
7. Entrada de cable.
8. Tope de material elastomérico.
9. Contacto hembra.

FIGURA 9.60b. Empalme premodelado recto desconectable 200 A; 15 kV. Componente macho.

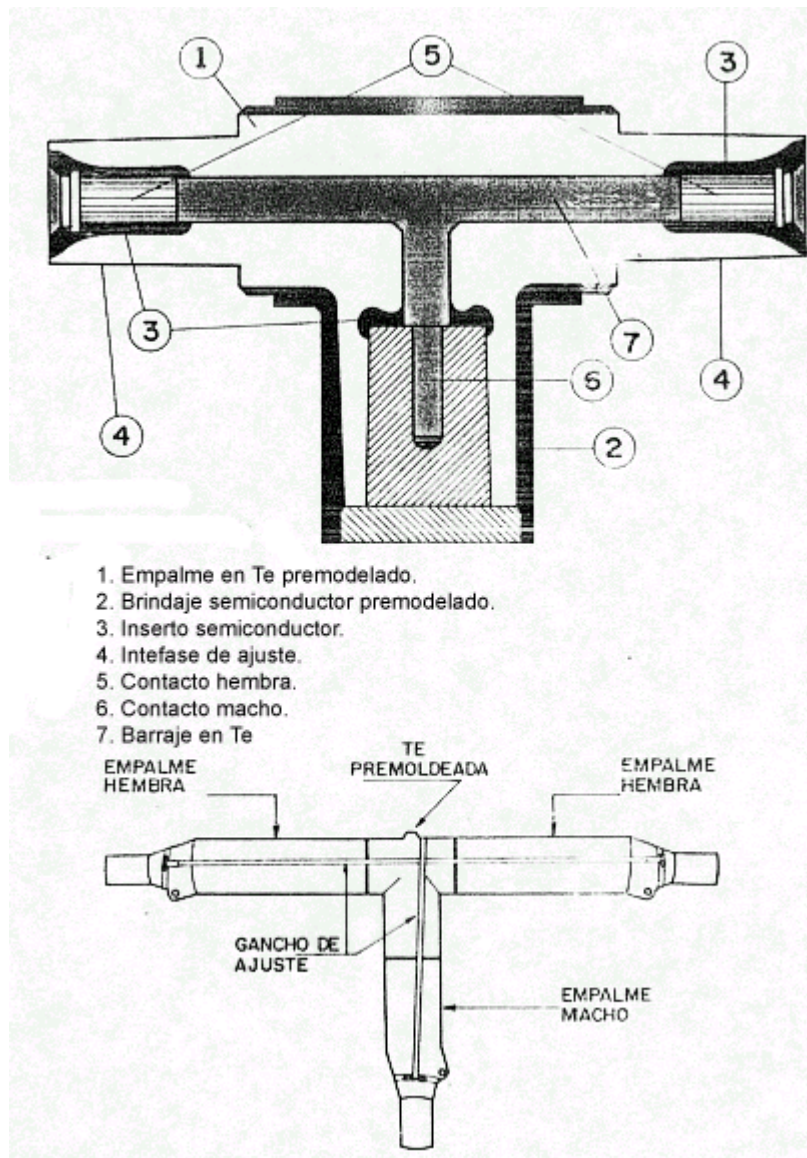


FIGURA 9.61. Empalme premodelado en Te desconectable 200 A; 15 kV. Detalle de Te para conformar empalme.

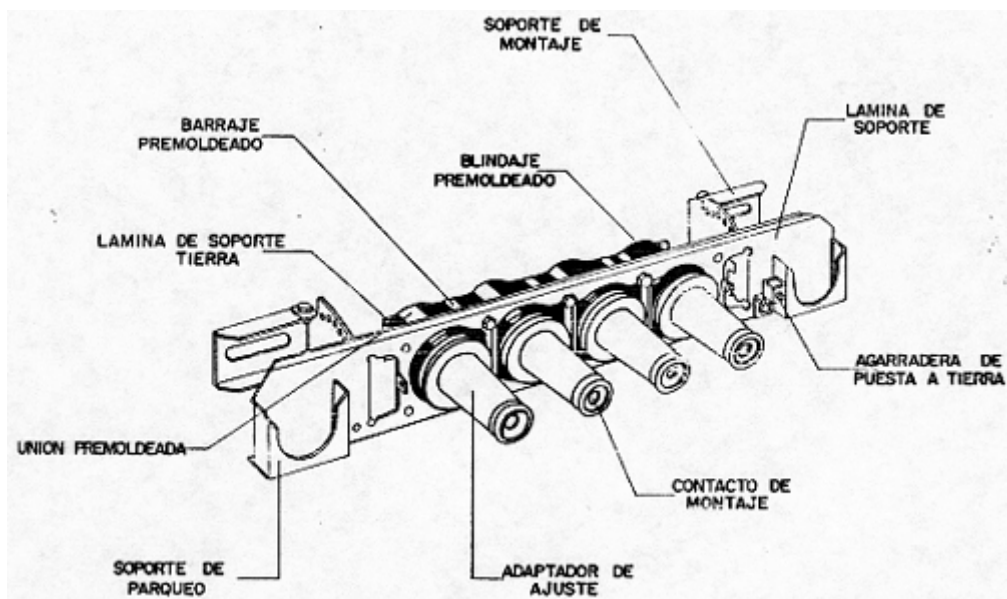


FIGURA 9.62a. Unión premoldeada de 4 vías para 200 A, 15 kV.

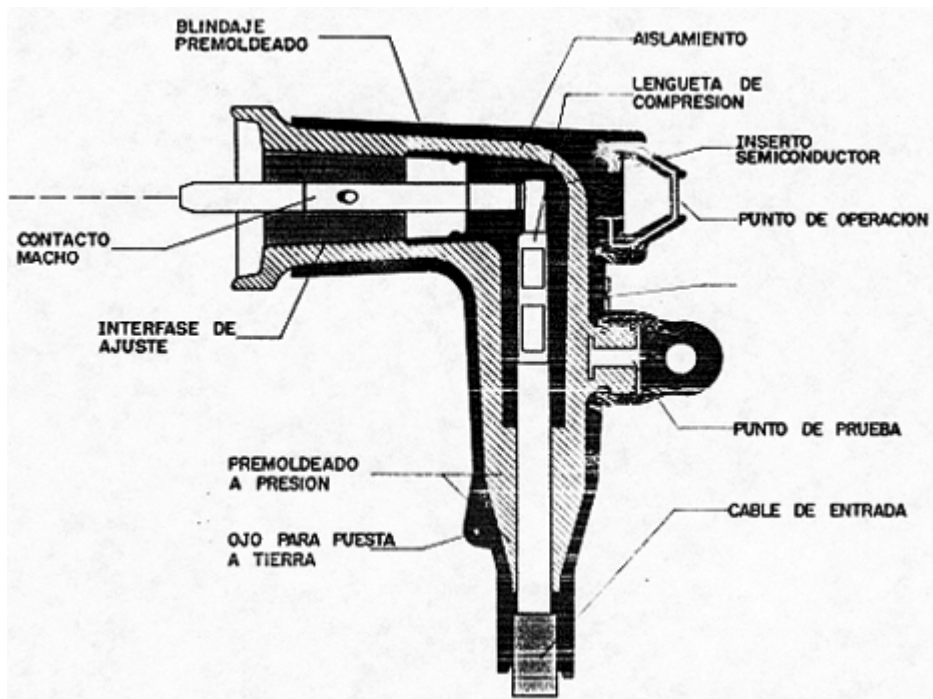


FIGURA 9.62b. Codo premoldeado desconectable para 200 A, 15 kV.

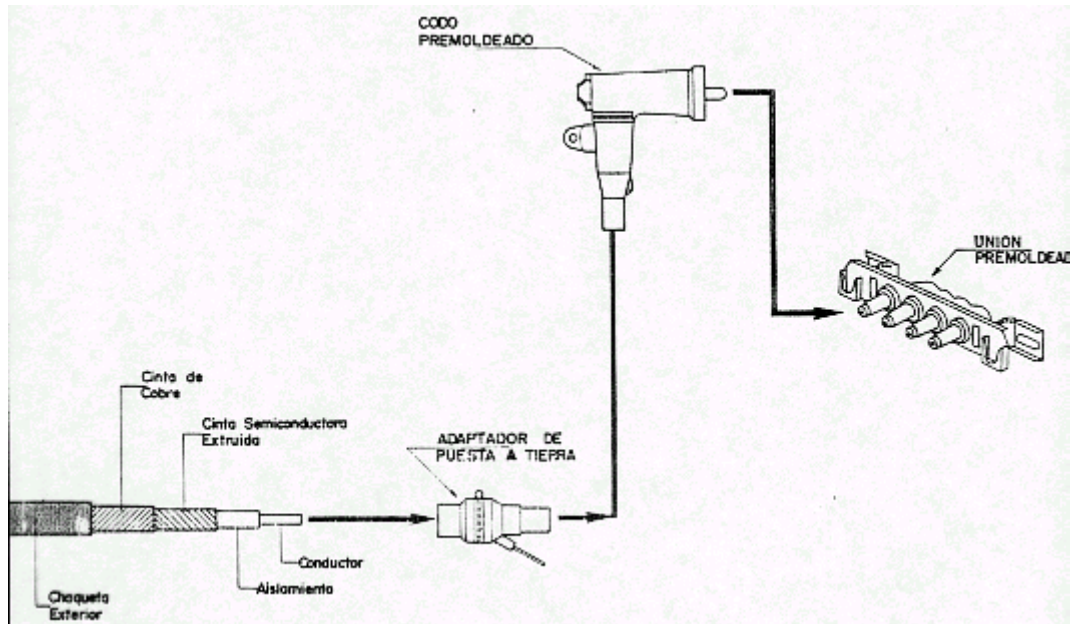


FIGURA 9.62c. Montaje de elementos de unión premoldeada para 200 A, 15 kV.

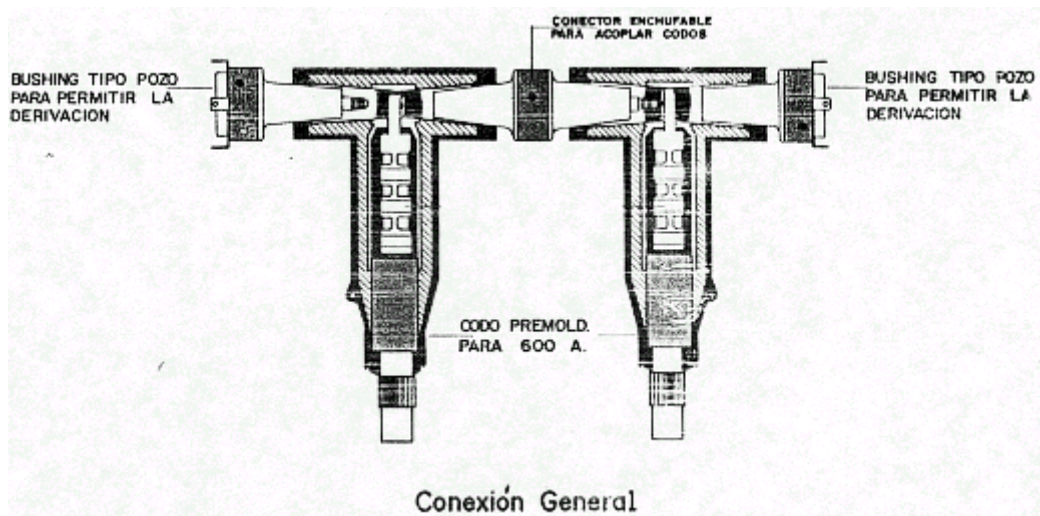


FIGURA 9.63. Empalme premoldeado de 2 vías para 600 A con derivación tipo codo, 200 A, 15 kV.

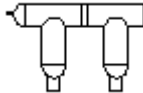
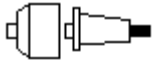
EMPALME SUJERIDO Y SU FUNCIÓN		NOMBRE	
ENSAMBLE BÁSICO		Tapón terminal para ailar un lado.	1
		Codo premoldeado para 600 A.	2
		Conector enchufable para acoplar 2 codos.	1
		Bushing tipo pozo para permitir la derivación.	1
			
		Adaptador del cable.	2
		Conector de compresión.	2
		Codo premoldeado.	1
		Inserto premoldeado de adaptación.	1

FIGURA 9.64. Ensamble básico de premodelado de 2 vías con derivación tipo codo.

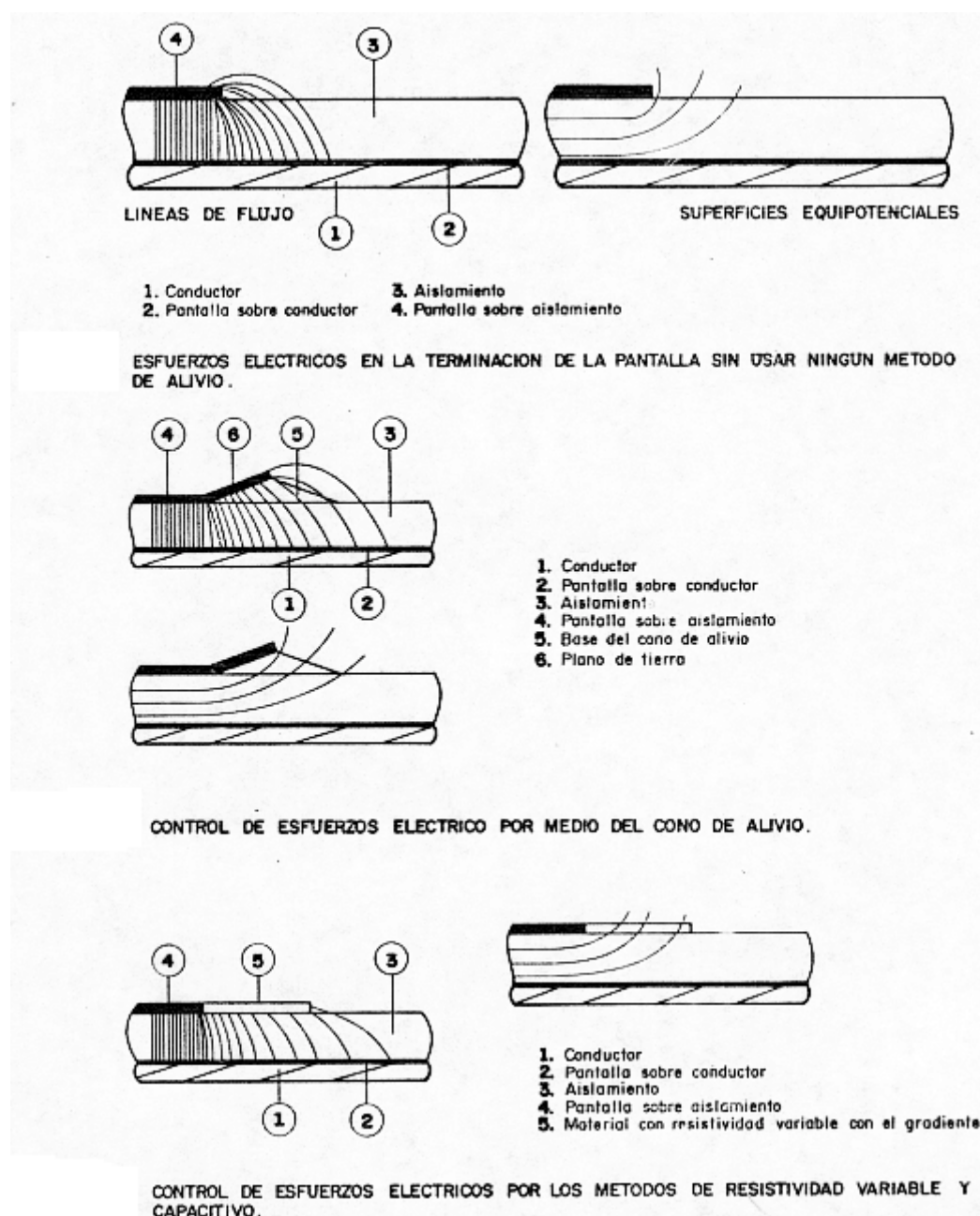


FIGURA 9.65. Distribución de esfuerzos eléctricos en los terminales.

• Empalmes premodelados de 2 vías principales con derivación tipo codo de 200 a

Su aplicación da continuidad al circuito general, deriva la carga y da posibilidad a una nueva derivación.

Cada fase debe estar compuesta de: dos codos premoldeados de 600 A que lleva la red general, los accesorios complementarios de adaptación, adaptadores de puesta a tierra para los codos; el codo está en derivación para operación bajo carga a 200 A; adaptadores de puesta a tierra para el codo de 200 A; tapón premoldeado para la vía que quede libre.

Este empalme se usará cuando la red general tenga una corriente de trabajo mayor a los 200 A, o sea para calibres mayores o iguales a 4 / 0 AWG. Sus características técnicas son:

- Nivel básico de aislamiento BIL: 95 kV onda de 1.2 x 50 μ seg.
 - Tensión que puede soportar 35 kV, 60 HZ durante 1 minuto.
55 kV, DC durante 15 minutos.
- Extinción del efecto corona: 11 kV.
- Rango continuo de corriente: 600 A, valor efectivo.
- Sobrecarga de corriente durante 8 horas 900 A, valor efectivo.
 - Sobrecarga momentánea 27000 A, RMS durante 4 seg.
40000 A, RMS durante 12 ciclos.
- Prueba de impulso: 45 kV.

En la figura 9.63 se muestra este empalme premoldeado con sus componentes y en la figura 9.64 se muestra un cuadro con los componentes de este empalme premoldeado.

9.12.9 Terminales.

Como parte complementaria de los cables utilizados en la distribución de energía eléctrica, se encuentran los accesorios, los cuales harán posible efectuar las transiciones entre líneas de distribución áreas a subterráneas; subterráneas o áreas; de cable a equipo o simplemente entre dos cables.

Ya que los accesorios harán parte de las mismas redes de distribución y dada la importancia que tiene la continuidad del servicio, estos accesorios de estar diseñados, fabricados e instalados usando tecnología y calidad suficiente para asegurar un largo período de vida con el mínimo de problemas.

9.12.9.1 Principio de operación.

La utilización de terminales en los sistemas de distribución subterránea tiene como objetivo primario reducir o controlar los esfuerzos eléctricos que se presentan en el aislamiento del cable, al interrumpir y retirar la pantalla sobre el aislamiento y para proporcionar al cable una distancia de fuga adicional, y hermeticidad.

Existen dos formas básicas para efectuar el alivio de los esfuerzos eléctricos en la terminación de la pantalla: el método resistivo y el método capacitivo. Dentro de estos dos métodos se encuentran contenidos todos los métodos de alivio con diferentes técnicas y materiales los cuales son: El método geométrico con cono de alivio, el método de resistividad variable y el método de capacitivo (logrado con diversos materiales sin conformar el cono de alivio).

En la figura 9.65 se muestran los esfuerzos eléctricos que se presentan en el aislamiento del cable al retirar la pantalla electrostática sin utilizar ningún método de alivio de esfuerzos.

A continuación se describen las características más sobresalientes de las técnicas utilizadas para reducir el esfuerzo eléctrico producido sobre el aislamiento del cable, en la sección donde se retira el blindaje electrostático.

- **Método geométrico (cono de alivio)**

El método del cono de alivio consiste en formar una continuación del blindaje electrostático con el diámetro ampliado; esta configuración puede ser obtenida por medio de aplicación de cintas, elastómero preformado o metálico preformado.

La figura 9.65 ilustra la distribución de los esfuerzos eléctricos cuando el control de estos es a base de cono de alivio. La expansión en el diámetro dependerá de la clase de aislamiento del sistema que se utilice.

- **Método de resistividad variable.**

El método de la resistividad variable consiste en una combinación de materiales resistivos y capacitivos que amortiguan los esfuerzos al cortar la pantalla, obteniendo la reducción del esfuerzo sobre el aislamiento del cable. Los materiales usados para lograr este control de esfuerzos son: cintas, pastas o materiales termocontraíbles.

La figura 9.65 también muestra la distribución de los esfuerzos eléctricos utilizando este método de control.

- **Método capacitivo.**

El método capacitivo consiste en el control de esfuerzos por medio de materiales aislantes con una alta constante dieléctrica y que, conservando sus características aislantes, refractan las líneas del campo en una región adyacente al corte de la pantalla del cable. Los materiales con que se obtiene este resultado son los siguientes: cintas y elastómero moldeado.

En la figura 9.65 también se muestra la distribución de los esfuerzos utilizando este método de control.

9.12.9.2 Tipos de terminales para media tensión.

Los tipos de terminales empleados son:

Terminal premoldeado tipo interior (figura 9.66).

Terminal premoldeado tipo exterior (figura 9.67).

- **Terminal premoldeado tipo interior.**

Se debe escoger de acuerdo al nivel de aislamiento del conductor (100%).

Este tipo de terminal se debe emplear en: entrada y salida del seccionador para operar bajo carga y llegada al transformador tipo capsulado.

Sus características técnicas corresponden a los premoldeados expuestos con anterioridad.

Pueden instalarse con o sin cono de alivio de acuerdo a instrucciones del fabricante.

En la figura 9.66 se dan los 2 tipos de terminal premoldeado interior.

- **Terminal premodelado tipo exterior.**

Se debe escoger de acuerdo al nivel de aislamiento.

Se debe aplicar en: las transiciones entre líneas de distribución aéreas a subterráneas y subterráneas a aéreas, y cuando se efectúe una derivación a una carga interior (tipo capsulada) de una red aérea exterior.

Sus características técnicas coinciden con el anterior.

Se debe instalar de acuerdo a instrucciones del fabricante.

En la figura 9.67 se dan los 2 tipos de terminal premoldeado exterior.

9.12.10 Afloramientos y transiciones.

En todo afloramiento donde se derive una carga interior debe instalarse adicional al terminal exterior los siguientes elementos:

Pararrayos a 10 kV o 12 kV, cortacircuitos de cañuela a 15 kV y los accesorios puesta a tierra confiable, aterrizando así la pantalla de cable.

Cuando se instala cable subterráneo para efectuar una transición entre redes aéreas y subterráneas, adicionalmente se deben instalar los siguientes elementos:

Pararrayos a 10 kV o 12 kV y los accesorios necesarios para una puesta a tierra confiable, aterrizando la pantalla del cable.

En las figuras 9.68 y 9.69 se muestran los esquemas de instalación de los premoldeados terminales tipo exterior para derivación y transición de línea respectivamente.

- **Borna terminal**

La borna terminal debe ser de tipo bimetálico y se instala en el conductor del cable, mediante una herramienta de compresión haciendo parte del enlace entre el cable aislado y la conexión al equipo de línea aérea. La borna terminal de compresión puede ser tipo pala o tipo vástago.

- **Ducto para cambio de circuito aéreo a subterráneo.**

El ducto debe ser PVC o galvanizado de 4".

A un metro de la base donde se encuentra el afloramiento debe ubicarse una cámara de paso según especificaciones dadas anteriormente.

En la figura 9.70 se indica el esquema de instalación del ducto del afloramiento.

9.12.11 Conexión a tierra.

Todo empalme premoldeado debe aterrizar en cable de cobre desnudo N° 4 y una varilla de copperweld de 5/8" x 2.5 m (el elemento a aterrizar es la pantalla del cable).

Igualmente esta conexión debe hacerse en el montaje de los terminales tipo exterior a parte de la conexión del parrayos.

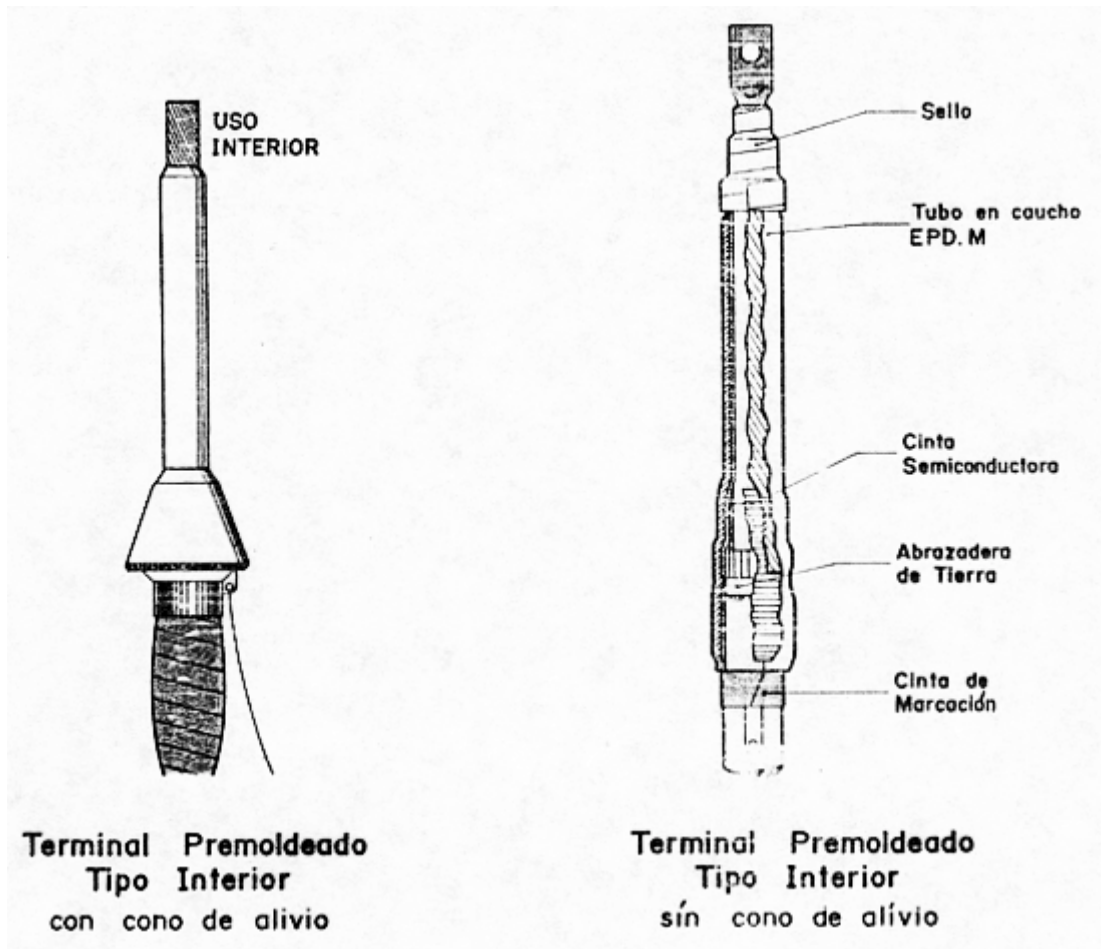


FIGURA 9.66. Término premoldeado. Tipo interior.

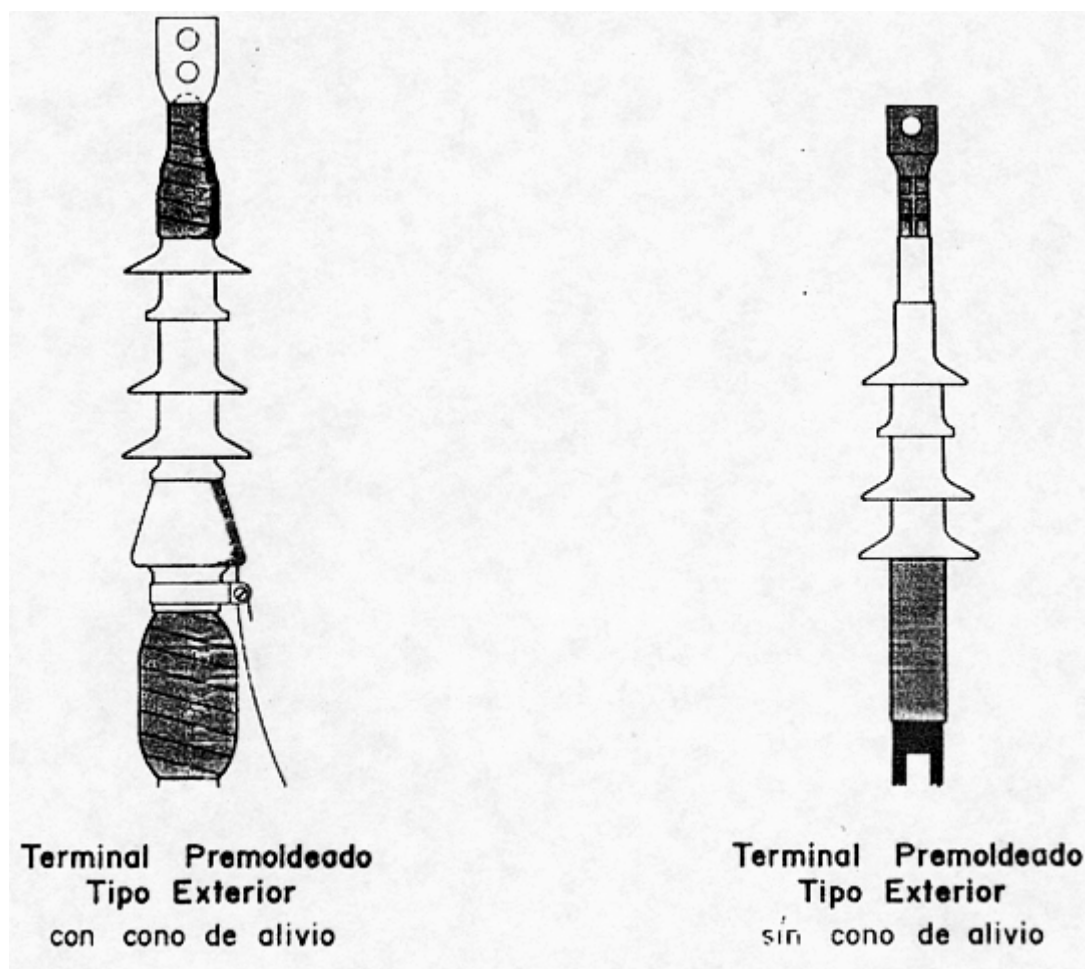
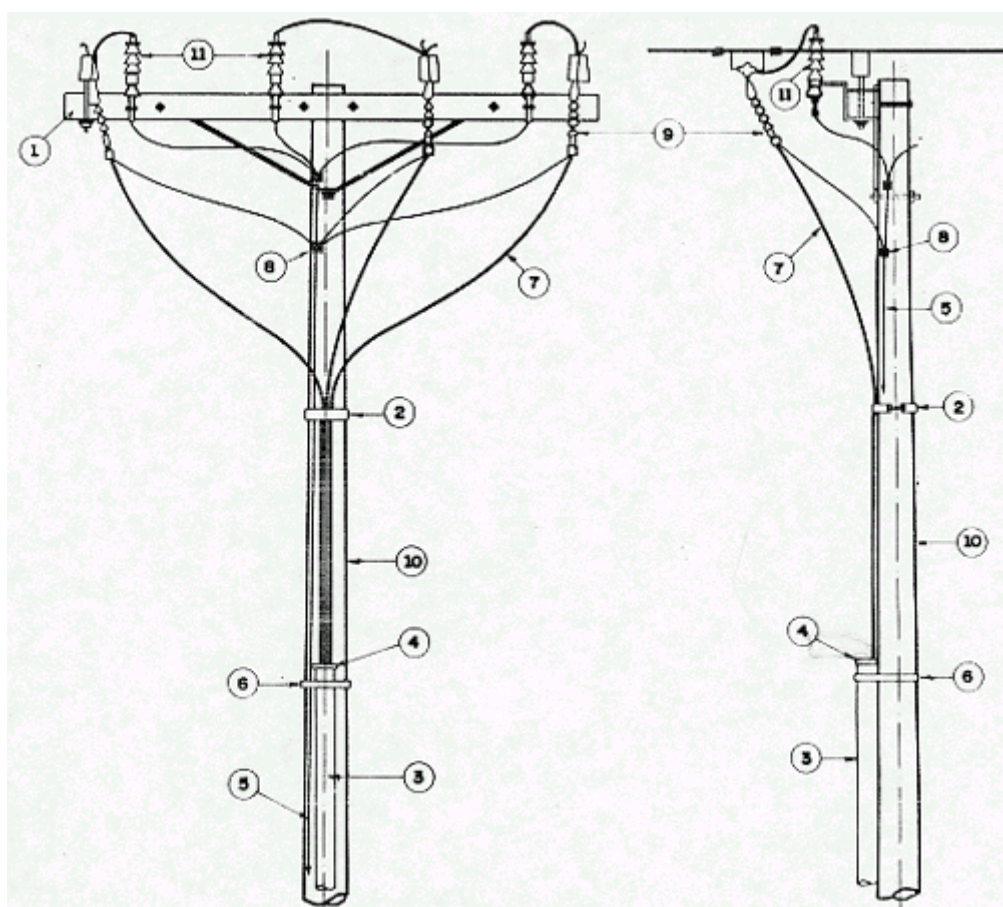


FIGURA 9.67. Terminal premoldeado. Tipo exterior.



1. Cruceta metálica de 3" x 3" x 1/4" x 2.3 metros.
2. Abrazadera para sujeción de cable.
3. Tubería PVC o galvanizada de 4".
4. Boquilla en PVC o galvanizada de 4".
5. Accesorios para puesta a tierra.
6. Cinta bant-it para asegurar tubería.
7. Cable monopolar.
8. Conector para asegurar pantallas a varilla C.W.
9. Terminal tipo exterior.
10. Poste de concreto de 12 metros.
11. Pararrayos a 10 kV.

FIGURA 9.69. Instalación de terminal exterior en transición aérea a subterránea o viceversa.

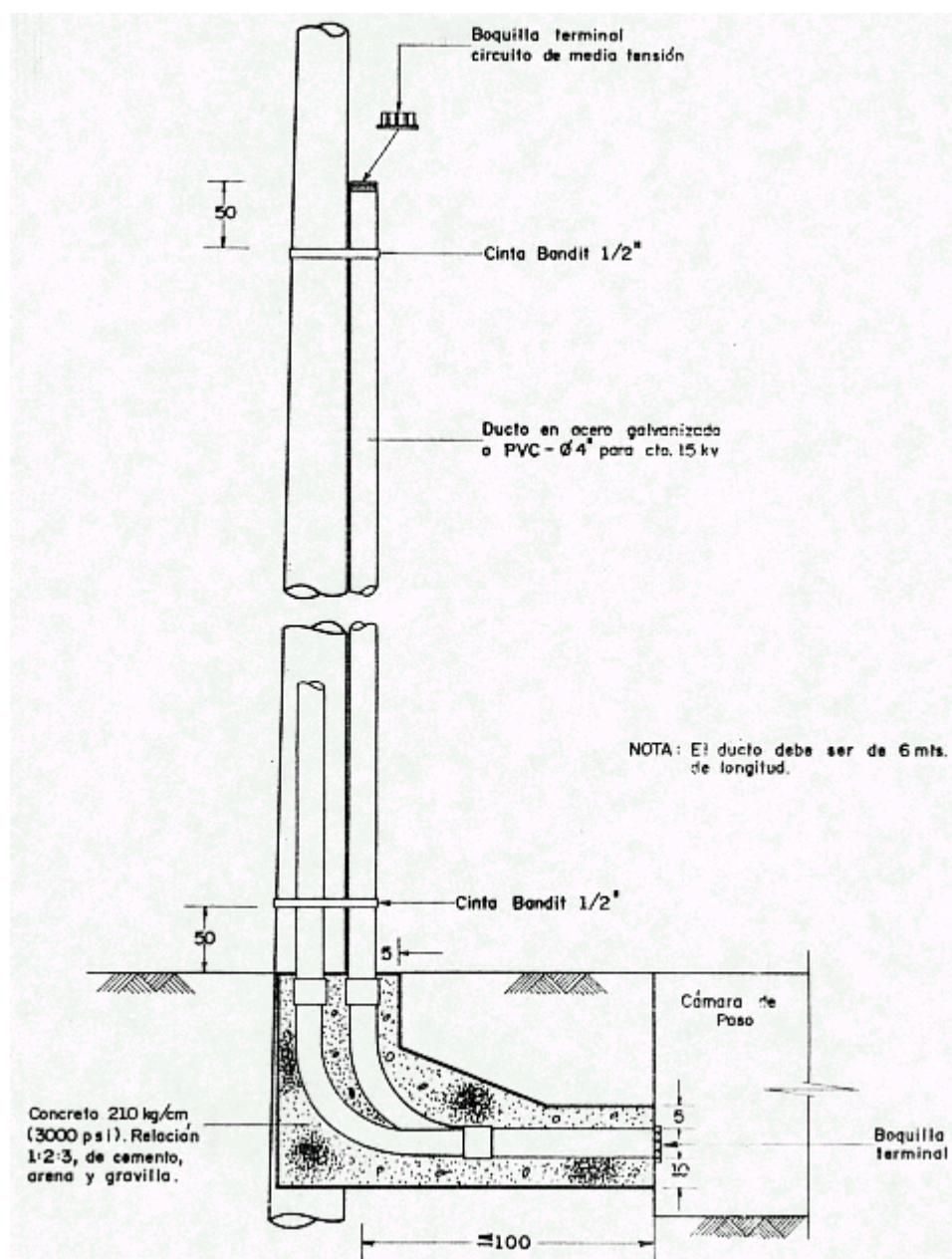


FIGURA 9.70. Ducto para cambio de circuito aéreo a subterráneo. Redes primarias.

9.13 MANTENIMIENTO DE CABLES

Los aislamientos eléctricos están sujetos a un trabajo severo, inclusive en condiciones ideales de operación generando esfuerzos que causan el debilitamiento progresivo del valor de "Resistencia de Aislamiento".

La resistencia de aislamiento es aquella que presenta oposición al paso de la corriente eléctrica.

Algunos patrones que causan la variación de la resistencia de aislamiento son:

- a) El calor.
- b) La humedad.
- c) Esfuerzos eléctricos.
- d) Golpes.
- e) Sobretensiones.
- f) Elementos corrosivos.
- g) Ataque de animales.

Debido a estos enemigos naturales de los aislamientos, es una práctica recomendable elaborar pruebas y revisiones periódicas para determinar o evaluar el estado del equipo.

Para una adecuada revisión, se debe contar con la historia del equipo, en este caso el equipo es "El Cable".

En la historia del cable se debe tener los siguientes datos:

- a) Año de fabricación del cable y de puesta en servicio.
- b) Tipo de cable (aislamiento).
- c) Número y tipos de empalmes y terminales.
- d) Reportes de prueba del cable.
- e) Diagrama de la ruta del cable.

Un adecuado trabajo de mantenimiento asegura la máxima confiabilidad al sistema subterráneo.

Dependiendo de la importancia del sistema subterráneo cada compañía deberá determinar la frecuencia de las revisiones.

En dichas revisiones se tendrá en cuenta todas las partes de la instalación, tales como: cámaras, ductos, empalmes, terminales, tierras, etc.

9.13.1 Cámaras.

Debido a los cambios de temperatura en los cables causados por los ciclos de carga, se provocan rozamientos en los puntos de asentamiento de el mismo (boquilla de ductos, bordes de contacto, etc.) lo cual va deteriorando el aislamiento.

Revisar:

- a) Soportes del cable.
- b) Ductos. Que no tengan filos en la terminal.

c) Radio de curvatura.

Además se recomienda evacuar el agua de las cámaras periódicamente.

9.13.2 Empalmes y terminales.

Como los empalmes en todo cable son un punto potencial de falla, se debe tener especial cuidado en las revisiones que se hagan. Las cintas protectoras, contra la humedad, si es un empalme en cinta, se deben reponer en caso de que se vean deterioradas. Es importante revisar la pantalla del cable para que no vaya a estar rota.

Si es un empalme premoldeado, tener especial cuidado y que sea completamente estanco, si se tienen dudas, lo más recomendable es verificar si el empalme es apto para ese tipo de cable. De acuerdo a las políticas de cada empresa se deben verificar que las conexiones a tierra estén en buen estado en los empalmes.

En cuanto a los terminales se tendrá especial cuidado con aquellos que se encuentren en zonas de alta contaminación. Si esos terminales están fabricados con cintas, periódicamente se debe cambiar la cinta de silicona.

Recuérdese que el polietileno no es apto para trabajar expuesto a los rayos solares, por lo tanto se debe proteger con cinta de silicona que es resistente a las trayectorias de descarga (tracking) y al arco eléctrico. Además tiene una excelente resistencia al ozono y posee alta rigidez dieléctrica.

A continuación se mencionan algunos puntos que es conveniente verificar periódicamente para corregir condiciones que puedan ocasionar una falla:

- a) Verificación, ajuste y coordinación de las protecciones contra sobrecorrientes del sistema.
- b) Instalación de pararrayos adecuados al sistema y revisión periódica de los mismos.
- c) Verificación de los valores de resistencia y conexión del sistema de tierra.
- d) Limpieza y ajuste de conectores mecánicos en puntos de transición a cables desnudos, cuchillas, etc.
- e) Limpieza exterior de terminales instalados en ambientes excesivamente contaminados.
- f) Instalación de terminales de cobre adecuados en el punto de transición, con el objeto de que no le entre agua al cable a través del conductor.

9.13.3 Conexión a tierra del circuito de pantalla en los conectores premoldeados.

Los conectores premoldeados están provistos de una pantalla exterior que consiste en una capa de material moldeado semiconductor.

El material de estas pantallas no tiene capacidad para llevar las corrientes de falla del sistema o las corrientes inducidas que circulan por la pantalla metálica del cable.

Por lo tanto, la pantalla de los accesorios premoldeados debe ser sólidamente conectada a la pantalla de los cables, al tanque del equipo a ser conectado y a tierra, para evitar que esta pantalla pueda desarrollar una carga capacitiva que provoque descargas a tierra causando erosión en ambos. Normalmente los accesorios tienen un ojo de conexión a tierra que sirve para drenar estas corrientes a tierra.

9.13.4 Pruebas de mantenimiento.

La decisión de efectuar o no pruebas de mantenimiento le corresponde a cada usuario, el cual deberá hacer un análisis para evaluar la pérdida de servicio por cables o accesorios fallados durante la prueba, contra la pérdida de servicio durante una falla en condiciones normales de operación.

La ventaja de una falla provocada contra una falla de operación normal del sistema, es que una falla por prueba de mantenimiento puede ser rápidamente reparada y los daños ocasionados son mínimos en vista de que se tiene el sistema disponible para interrumpirlo (si esto es posible) y se cuenta con los elementos necesarios para hacerlo, como son: Equipo de localización de fallas, personal para reparar la falla y los materiales necesarios.

Las pruebas de campo más significativas para determinar las condiciones de un sistema aislante son:

- a) Prueba de resistencia de aislamiento.
- b) Prueba de alta tensión en corriente continua.

9.13.14.1 Prueba de resistencia de aislamiento.

Esta prueba consiste en la medición directa de la resistencia por medio de aparatos y comparar este valor medido con el valor inicial de puesta en servicio del cable y con el valor teórico esperado el cual se puede calcular de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$R = K \log \left(\frac{D}{d} \right) f_L \cdot f_T \quad (9.36)$$

Donde:

- R = Resistencia aislamiento en $M\Omega // km$.
- K = Constante de resistencia de aislamiento.
- D = Diámetro sobre aislamiento en mm.
- d = Diámetro bajo aislamiento en mm.
- f_L = Factor de corrección por longitud.
- f_T = Factor de corrección por temperatura.

9.13.14.2 Prueba de alta tensión en corriente continua.

Se entiende por prueba de alta tensión, la aplicación de una tensión de corriente directa de un valor predeterminado, manteniéndola por un cierto tiempo a un sistema cable - accesorios, durante la vida en operación del mismo y su propósito es el de detectar algún deterioro del sistema para corregir o reemplazar la parte potencialmente dañada, antes de que falle y provoque una interrupción costosa.

Por lo tanto, el objetivo de esta prueba es la de aplicar una tensión lo suficientemente alta para detectar los puntos débiles del sistema.

En cuanto a los valores y periodicidad de las pruebas, deben ser determinados por cada compañía.

En vista de que los accesorios (empalmes y terminales) conectados a los cables, normalmente no se pueden desconectar para efectuar pruebas, será necesario aplicar la tensión de prueba al conjunto cable - accesorio. Por lo tanto, es necesario que los valores de prueba de los cables no rebasen los valores dados por los fabricantes para los accesorios.

Nuevos equipos están saliendo al mercado, para ayudar en las labores de mantenimiento.

Es sabido que uno de los grandes enemigos de los equipos y aislamiento eléctrico es el excesivo calor.

El calor puede indicar: una pieza sobrecargada, una pobre conexión eléctrica, etc.

La presencia del calor o condiciones de sobretemperatura no pueden ser detectadas por inspección visual pero es fácil "ver" con el uso de la tecnología de infrarrojo.

Todo objeto emite radiaciones electromagnéticas de una longitud de onda dependiendo de su temperatura y esto es lo que se aprovecha en la tecnología de infrarrojos.

9.14 LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN CABLES SUBTERRÁNEOS

9.14.1 Aspectos generales.

El incremento en la construcción de sistemas subterráneos hace necesario tener algún método para encontrar lo más rápidamente posible los daños en los circuitos.

Es una característica de los distintos tipos de cables, comportarse de una manera distinta bajo diferentes tipos de fallas.

Para encontrar una falla se hace necesario utilizar varios métodos y equipos. Además se requiere un buen conocimiento del cable en el que se va a trabajar y tener buen conocimiento de los fenómenos eléctricos.

Si se tiene un sistemas subterráneo, aéreo o submarino, es necesario pensar que algún día se va a tener una falla, al admitir esto se deben analizar las consecuencias de la misma.

- a) Que tan importante, es el circuito ?
- b) Que respaldo se tiene para este cable ?
- c) Cómo se afecta la estabilidad y confiabilidad del sistema ?
- d) Cuánto tiempo se puede tener el cable fuera de servicio ?

Las respuestas a estas preguntas serán dadas desde el punto de vista operacional del sistema pero aunadas a ellas existen muchas más ya relacionadas con la localización, reparación, prueba y puesta en servicio como serían:

- a) Dónde se encuentra la falla ?
- b) Existen transformadores en el circuito y cuál es su conexión, podrán ser desconectados fácilmente para localizar la falla ?
- c) Se tienen planos de la ruta y longitud del cable ?
- d) Se tienen elementos para efectuar la reparación ?
- e) Se cuenta con equipo y personal para localizar, reparar, probar y poner en servicio el tramo dañado ?

Para la localización de fallas, no hay un equipo que pueda servir para localizar todos los tipos de fallas en las diferentes condiciones de instalación y con los distintos cables utilizados en instalaciones subterráneas.

Este resumen sólo pretende proveer las bases que sirvan para decidir cuál método es el más adecuado para localizar una falla específica.

9.14.2 Clasificación de métodos para localizar fallas.

Los métodos para localizar fallas en cables subterráneos se pueden clasificar en: aproximados o exactos:

Un método aproximado da una localización general de la falla (zonificación) pero no necesariamente con la suficiente seguridad para proceder confiadamente con los trabajos de reparación.

Un método exacto es aquel que localiza la falla con la seguridad necesaria para llegar hasta la falla o poder cortar el cable entre cámaras.

9.14.2.1 Método aproximado:

En este método el único equipo necesario son los indicadores de falla:

Estos equipos dan una indicación visual (por medio de una bandera roja) cuando la corriente en el cable excede a un valor máximo preestablecido en el indicador. En condición normal la indicación es blanca.

Estos indicadores deben coordinarse con los equipos de protección de las subestaciones para que actúen más rápido que éstos y así puedan detectar el "paso" de la corriente de falla.

Estos indicadores se colocan sobre la cinta semiconductora del cable, en varios puntos determinados de la ruta del cable. Al ocurrir una falla los indicadores que "sienten" la corriente de falla darán indicación roja.

La falla estará localizada entre el último indicador con bandera roja y el primero con indicación blanca, ya que por este último no "pasa" dicha corriente. La reposición a condición normal puede hacerse manualmente o automáticamente.

9.14.2.2 Método exacto.

Para que este método sea lo suficientemente efectivo se deben tener, planos de la ruta del cable los cuales contengan la longitud del cable.

En este método para localizar una falla deberá seguir la siguiente secuencia de operación:

1. Chequeo de que el cable fallado está desenergizado y que no presente "regresos" de voltaje.
2. Aislar y desconectar los terminales, pararrayos y transformadores.
3. Determinar el tipo de falla.
4. Prelocalizar la falla.
5. Localizar el punto exacto de la falla.

9.14.2.3 Tipo de falla.

Para determinar el tipo de fallas se utiliza un megómetro que al dar la resistencia de la falla permite decidir que tipo de método y equipo a emplear y si ésta es entre conductores o de conductor a tierra.

Las fallas se pueden clasificar en:

1. A tierra (baja impedancia)	FALLA FRANCA
2. Abierto	
3. Cortocircuito (entre fases)	
4. Combinación de las anteriores	
5. De alta tensión (alta impedancia)	FALLA NO FRANCA
6. Intermitentes	

Es necesario definir los diferentes tipos de falla.

Falla Franca: Es aquella que presenta un cortocircuito franco o una interrupción del cable (circuito abierto).

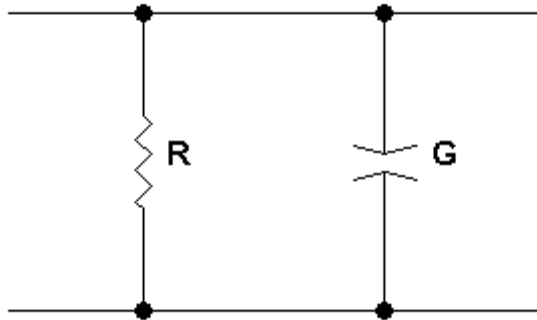
Este tipo de fallas son las que generalmente se presentan en muy pocos casos (no más del cinco por ciento (5 %) del total de las fallas)

Falla No Franca: Es aquella que presenta un bajo aislamiento en el lugar del defecto, es decir que en funcionamiento o con tensión de prueba aplicada, en algún punto de aislamiento débil del cable se produce la descarga y el cable no puede seguir en servicio.

Este es generalmente el caso de la mayoría de las fallas (más del noventa y cinco por ciento (95%) del total).

A su vez es de hacer notar que aproximadamente un ochenta por ciento (80%) de este tipo de fallas no ocurre en el cable mismo, sino en los empalmes, que son la mayor fuente de las fallas en las redes de cables subterráneos.

La representación más común de una falla es la siguiente mostrada en la figura 9.71.



R = Resistencia en Ω de la falla.

G = Espacio entre conductor y tierra o pantalla.

FIGURA 9.71. Representación de una falla.

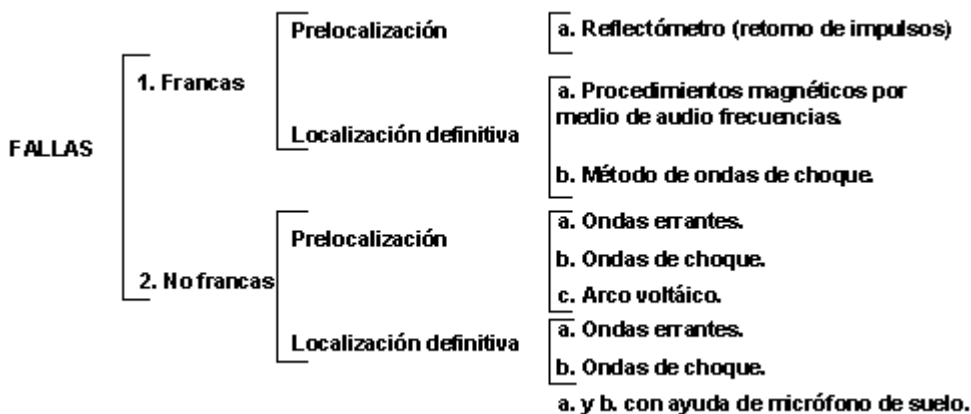
El espaciamiento puede ser cero (0) o más grande que el espesor del aislamiento dependiendo de la geometría de la falla. Pudiendo estar este espacio lleno de agua, aceite, producto de la combustión, etc. Afectando esto a la medición de "R" que puede variar de cero (0) a un valor muy alto.

Si para el método de localización, se puede aplicar un voltaje, tal que ocasione un arco en el espacio "G" de la falla y se produzca una señal utilizable, la magnitud de "R" carece de importancia, si no logra producir el arco la "R" de la falla resultará muy importante para escoger el método adecuado y tener éxito.

En algunos casos es necesario reducir el valor de "R" para que ciertos métodos resulten utilizables, a esto se le denomina "quemar la falla" o "reducir la falla".

9.14.2.4 Aplicación de los métodos.

Los métodos que se van a tratar se pueden resumir en el siguiente cuadro:



Procedimiento de Retorno de Impulsos.

Este procedimiento solo puede ser utilizado si la falla es franca (hasta 500 Ω).

Para la prelocalización del defecto, se envían impulsos al cable, de forma y duración adecuadas de acuerdo a cada cable.

Cualquier irregularidad (falla) en el cable da lugar a una variación de la inductancia y la capacidad y por consiguiente a una modificación de la impedancia característica. Tales reflexiones se producen, por ejemplo, en uniones de dos (2) líneas diferentes (cortocircuitos), en empalmes. etc.

Todo punto de este tipo provoca la reflexión de una parte de la energía del impulso enviado por él mismo; del tiempo transcurrido entre el instante en que se envía el impulso al cable y el instante en que vuelve la reflexión se puede determinar el lugar de la falla, conociendo la velocidad de propagación del impulso que es una constante para cada tipo de cable.

A continuación se dan algunos valores:

Líneas aéreas de alta tensión:	148 m/μ seg.
Cables aislados con papel bajo plomo:	80-86 m/μ seg.
Cables aislados con materia sintética:	75-90 m/μ seg.

La amplitud y forma del impulso reflejado, depende de la magnitud en que se aparta la impedancia en el lugar de la falla, de la impedancia característica del cable, como así también de la cantidad de reflexiones que se producen, de la longitud del cable y de la distancia a la cual se encuentra la falla.

La velocidad de propagación puede ser calculada mediante la siguiente fórmula:

$$\frac{V}{2} = \frac{l}{t} \quad (9.37)$$

l = Longitud del cable hasta la falla en metros.

t = Tiempo en μ segundos.

$\frac{V}{2}$ = Velocidad promedio de propagación.

Conociendo exactamente la velocidad de propagación se puede determinar la longitud a la cual está la falla.

$$l = \left(\frac{V}{2}\right) \cdot t \quad (9.38)$$

Cuando la falla es de alta impedancia, es necesario reducir el valor óhmico de la misma para proveer una adecuada reflexión de las ondas.

El equipo para "quemar" las fallas consiste en una fuente de tensión de corriente continua con varias escalas de corriente y voltaje pero la potencia es la misma. El carbón crea una trayectoria de bajo valor óhmico que se puede utilizar para localizar la falla.

Ondas errantes:

Cuando la impedancia de la falla es alta y se dificulta su quema (lo que es muy frecuente en cables largos) es necesario utilizar este método. Aquí se conecta una fuente de alta tensión de corriente continua al cable fallado y al mismo tiempo a través de un filtro se conecta un reflectómetro.

Se va incrementando el valor de la tensión hasta llegar a la tensión de descarga en la falla (ver esquema típico de una falla). En este momento cae abruptamente la tensión y se generan en el cable ondas errantes cuyo periodo multiplicado por la velocidad de propagación en el cable, corresponde a la distancia.

Arco voltaico:

En el proceso de quemar la falla, se puede utilizar el arco momentáneo para que pueda ser visto en el reflectómetro. Es decir, en el instante de formarse el arco voltaico aparece un impulso reflejado en la pantalla del reflectómetro, típico de un cortocircuito y desaparece el impulso del final del cable como así también reflexiones que están más allá de la falla (ver figura 9.72).

En este caso se conecta al cable fallado un generador de quemado de tensión continua y al mismo tiempo través de otro filtro especial se conecta el reflectograma (ver figura 9.73).

Este método tiene la misma precisión que el de reflexión de impulsos.

En la pantalla del reflectómetro aparecerá la onda.

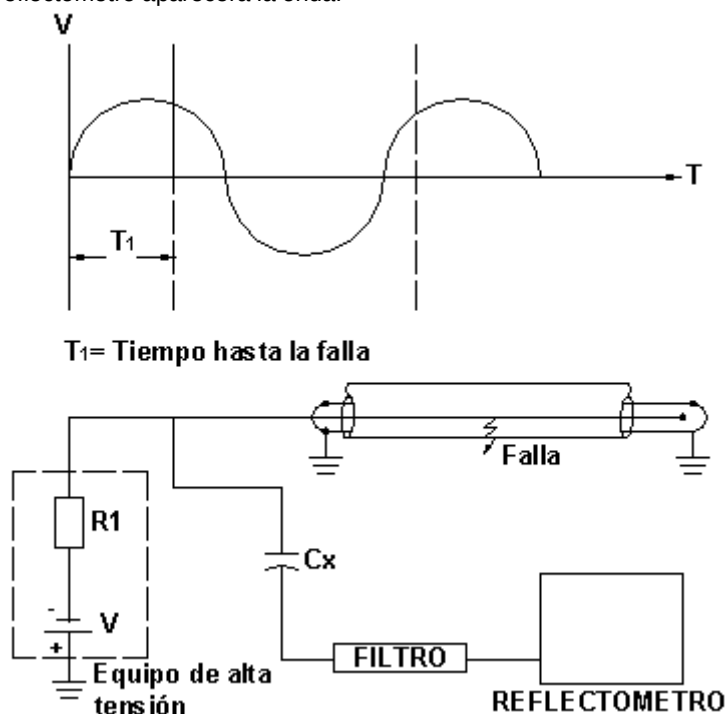


FIGURA 9.72. Circuito localizador de falla con reflectómetro.

Ondas de choque:

En este método se carga un condensador de un valor determinado con alto voltaje de corriente directa. Una vez cargado el condensador, mediante un suiche que está conectado al cable, se descarga la energía almacenada en la falla. En el lugar del defecto se produce una explosión que permite la localización mediante la utilización de un micrófono de contacto (ver figura 9.74).

La energía del conductor está dada por la fórmula:

$$E = \frac{1}{2} V^2 \cdot C \quad (9.39)$$

La carga del condensador puede ser calculada mediante la siguiente fórmula:

$$Q = I \cdot T = C \cdot V \quad (9.40)$$

$$I \cdot t = C \cdot V$$

Despejando el tiempo:

$$t = \frac{C \cdot V}{I} \quad (9.41)$$

Por lo tanto la potencia (energía por unidad de tiempo), es:

$$P = \frac{\frac{1}{2} V^2 \cdot C}{t} = \frac{1}{2} V \cdot I \quad (9.42)$$

En donde:

- V = Voltaje en V.
- C = Capacidad en microfarads.
- I = Corriente en mA.
- E = Watts segundo (joules).

Si se tiene un condensador de 0.6 Mf y se está haciendo la búsqueda de la falla con 50 kV, la energía descargada en la falla es:

$$E = \frac{1}{2} \times (50000)^2 \times 0.6 \times 10^{-6}$$

$$E = 750 \text{ J}$$

Este método también puede usarse con el reflectómetro utilizando filtros apropiados y así poder prelocalizar la falla (véase figura 9.75).

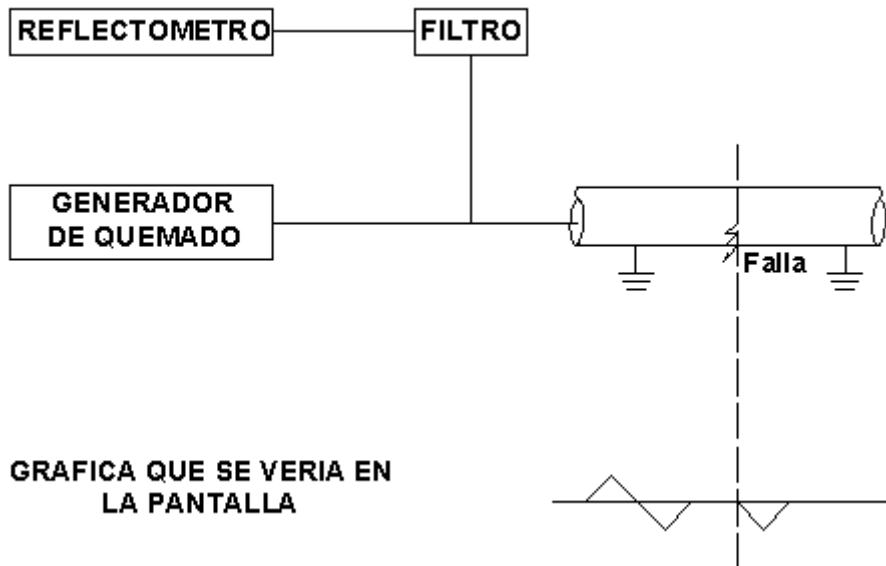


FIGURA 9.73. Conexión del cable a generador de quemado y reflectómetro.

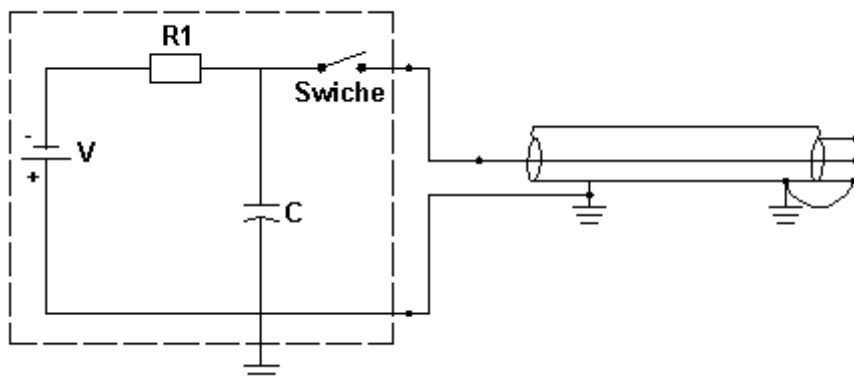


FIGURA 9.74. Método de localización por ondas de choque.

Como se anotó, en el momento de descargar la energía acumulada, sobre el cable se produce la descarga en el lugar de la falla que está acompañada por una detonación más o menos fuerte según la naturaleza de la falla.

La frecuencia de las descargas puede ser regulada en el generador de ondas de choque ya sea de una manera manual u automática.

Con la ayuda de un sistema receptor y un micrófono de contacto (comúnmente llamado geófono) apoyado en el suelo, en las cercanías del lugar prelocalizado previamente, se llegan a percibir perfectamente las explosiones. Probando en varios puntos, se busca el lugar en el cual la intensidad de la detonación es máxima, que corresponderá al lugar de la falla.

A veces sucede que en la zona de la localización hay mucho tránsito de camiones, peatones, martillos neumáticos, etc que dificultan enormemente la percepción de la pequeña explosión con los auriculares. Por tal motivo se han desarrollado nuevos filtros llamados bobinas de coincidencia que capta el campo magnético de la onda de choque e indica en el instrumento del receptor el momento justo en el que debe concentrarse el oído para escuchar la detonación de la falla.

Procedimiento Magnético por medio de Audiofrecuencia.

Para la localización exacta o puntual de la falla es necesario utilizar este método

Además con este procedimiento se puede efectuar lo siguiente:

- Identificar la ruta del cable.
- Determinar la profundidad del cable.
- Búsqueda de empalmes.

- Selección de cables.

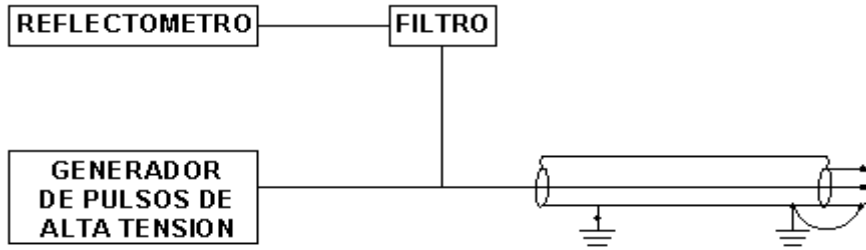


FIGURA 9.75. Método de localización usando generador de pulsos.

El principio se fundamenta en que toda corriente genera un campo magnético concéntrico (véase figura 9.76).

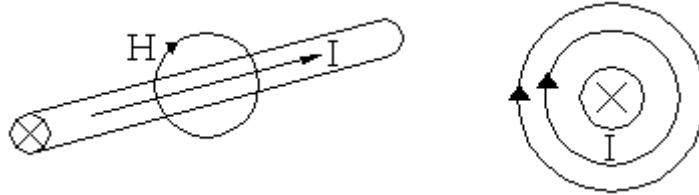


FIGURA 9.76. Campo magnético alrededor de un cable.

Ese campo magnético puede ser captado por un receptor que contiene una bobina y un amplificador (véase figura 9.77).

En este método se conecta al cable un generador de frecuencia. Dependiendo del fabricante la frecuencia de operación varía desde 1 kHz. hasta 12 kHz. y el voltaje de emisión es bajo.

Las limitaciones que se tienen con este equipo para búsqueda de fallas son:

- Sólo puede utilizarse en los casos en los cuales la resistencia de falla es inferior a 10Ω ya que de lo contrario no se consigue inyectar corriente suficiente para obtener un buen campo magnético.
- El método tiene además un inconveniente de que la audiofrecuencia se induce en otros cables, tuberías de agua, etc. y muchas veces resulta difícil hacer una correcta interpretación.
- Algunas veces se prefiere usar en vez de este método, el de ondas de choque.
- Cuando se tiene una falla franca, el campo en ese punto es máximo por lo tanto lo puede detectar la bobina exploradora.

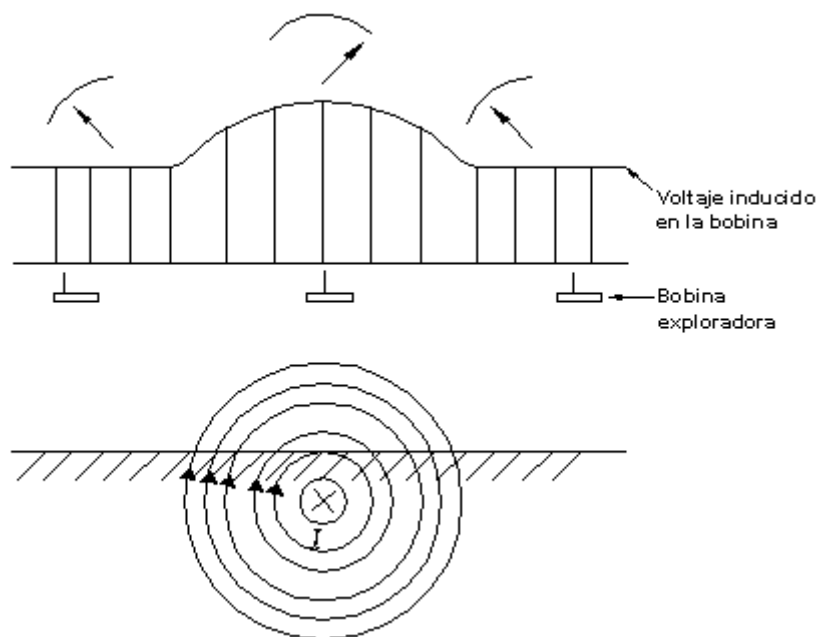


FIGURA 9.77. Detección del campo magnético del cable.

9.14.3 Recomendaciones.

- Como se anotó al comienzo, el comportamiento de las fallas no es igual, así mismo no se puede sacar un patrón para localizar cada falla.
- La búsqueda y localización de las fallas es una mezcla de todos los métodos antes vistos.
- En este resumen no se cubrió la parte concerniente a la seguridad del personal.
- Este punto se debe tomar con toda la seriedad y responsabilidad del caso.
- Se deben solicitar los equipos con las seguridades que cada usuario estime conveniente.
- Se debe recordar que se están manipulando voltajes del orden de 30 kV. o más altos.

-
- 10.1 Generalidades.
 - 10.2 Criterios para fijación de calibres y aspectos a considerar durante el diseño.
 - 10.3 Tipos de sistemas y niveles de voltajes secundarios.
 - 10.4 Prácticas de diseño actuales.
 - 10.5 Método para el cálculo de redes de distribución secundarias.
 - 10.6 Consideraciones previas al cálculo de redes de distribución secundarias.
 - 10.7 Cálculo de redes radiales.
 - 10.8 Cálculo de redes en anillo sencillo.
 - 10.9 Cálculo de redes en anillo doble.
 - 10.10 Cálculo de redes en anillo triple.
 - 10.11 Redes enmalladas.
 - 10.12 Normas técnicas para la construcción de redes secundarias aéreas.
 - 10.13 Normas técnicas para la construcción de redes de distribución secundaria subterráneas.

10.1 GENERALIDADES

Los circuitos secundarios constituyen la parte de un sistema de distribución que transportan la energía eléctrica desde el secundario del transformador de distribución hasta cada uno de los usuarios con voltajes menores de 600 V ya sea en forma aérea o subterránea, siendo la más común la aérea con diferentes topologías predominando el sistema radial.

Se constituye en la parte final de un sistema de potencia para servir las cargas residencial y comercial primordialmente, la pequeña industria y el alumbrado público cuando estos 2 últimos pueden ser alimentados desde la red secundaria (aunque el alumbrado público debe tener su propio transformador).

Es en la red secundaria donde se presenta el mayor nivel de pérdidas (físicas y negras), lo que exige un excelente diseño y una construcción sólida con buenos materiales y sujeta a normas técnicas muy precisas.

Al seleccionar los conductores para las redes secundarias deben tenerse en cuenta varios factores: regulación de voltaje y pérdidas de energía en el trazo considerado, capacidad de carga del conductor, sobrecargas y corriente de cortocircuito permitidos. Sin embargo, consideraciones de orden económico relacionadas con el costo de mantenimiento y ampliaciones así como las relativas al crecimiento de la demanda en el área servida, hacen aconsejable que los circuitos sean construidos reduciendo el número de calibres diferentes en la red a 2 o 3 como máximo.

Se recomienda el calibre 2/0 como el máximo a emplear; en casos especiales, de acuerdo con la justificación económica respectiva se podrá usar hasta 4/0 en tramos cortos.

Una vez fijadas las cargas de diseño y determinado el tipo de instalación, se procede a seleccionar los calibres de los conductores.

Al efectuar el diseño de circuitos primarios y secundarios que alimentan cargas monofásicas y bifásicas, debe efectuarse una distribución razonablemente balanceada de éstas entre las fases, de manera que la carga trifásica total, vista desde la subestación que la alimenta sea aproximadamente equilibrada. Se admite como desequilibrio máximo normal en el punto de alimentación desde la subestación primaria el valor del 10 % con la máxima regulación admisible.

Conocida la densidad de carga de diseño, puede determinarse en primera aproximación el espaciamiento entre transformadores con base, en los calibres preseleccionados de conductores para las instalaciones nuevas.

Se fijan como calibres normales para conductores de fase en circuitos de distribución secundaria los comprendidos entre el N° 4 AWG y el N° 2/0 AWG para cobre debidamente justificado.

10.2 CRITERIOS PARA FIJACIÓN DE CALIBRES Y ASPECTOS A CONSIDERAR DURANTE EL DISEÑO

Para fijar los calibres debe tenerse en cuenta la capacidad de reserva para atender el crecimiento de la demanda a lo largo del periodo de predicción tomado como base para el diseño. Esta capacidad de reserva

queda determinada por la relación entre los valores finales e iniciales de las cargas en los transformadores para el período de diseño.

En el caso de instalaciones existentes el procedimiento es similar, excepto que las decisiones a que deben conducir las predicciones de la demanda se relacionan con el aumento en la capacidad de transformación y transmisión. Esto conduce a reformas en los sistemas, los cuales pueden implicar:

- Cambio de calibres en los conductores
- Reestructuración de los circuitos existentes, disminuyendo su extensión y trasladando a nuevos circuitos parte de la carga asignada
- Sustitución de los transformadores existentes por unidades de mayor capacidad
- Reestructuración de la red primaria mediante la construcción de nuevos alimentadores que se extiendan más en la zona servida, permitiendo la conformación de nuevos circuitos secundarios

Casi obligatoriamente los trabajos de reforma conllevan a una combinación de las alternativas secundarias.

El tamaño y la localización de las cargas son determinadas por los consumidores quienes instalaran todo tipo de aparatos de consumo, seleccionan tiempo de consumo y la combinación de cargas.

En el diseño del sistema se debe considerar:

- Factores de corto y de largo plazo.
- Construcción y operación económica.
- Crecimiento de la carga.
- Soluciones alternativas.
- Técnicas de selección de tamaños más económicos de transformadores de distribución, conductores secundarios y acometidas.
- Aplicación de programas de computador que consideren y evalúen muchas alternativas y estrategias de solución de problemas prácticos (por ejemplo, partición y corte de circuitos secundarios, cambio y / o reubicación de transformadores de distribución, adición y ubicación de capacitores, flujos de carga, etc.
- Ubicación y cargabilidad óptima de transformadores distribución.
- Niveles deseables de regulación, pérdidas y caídas de voltaje momentáneos.
- Factores económicos y de ingeniería que afectan:
 - Selección de transformadores de distribución y carga permisible.
 - Configuraciones de la red secundaria.
 - Balance de fases.
- Costos de inversión y de mano de obra, ratas de inflación, etc.
- Planes de expansión económicos.
- Sistemas TLM (Manejo de carga de transformador).
- Archivos históricos de demandas y consumos como facturaciones.
- Curvas de demanda típica.
- Clasificación y ubicación de usuarios (residencial, comercial e industrial).

Para proceder al cálculo de circuitos secundarios se dispondrá del plano urbano o rural debidamente actualizado y loteado, se trazará el circuito secundario a diseñar hasta que quede en su forma definitiva, en forma ordenada se continúa con los siguientes evitando dejar espacios que obliguen posteriormente al diseño

de circuitos no óptimos. Para ello es de gran ayuda el conocimiento previo del número aproximado de subestaciones necesarias y su distribución en la zona.

Cuando la labor de diseño se realice simultáneamente sobre varias áreas del plano urbano evitar atravesar con redes secundarias las avenidas, parques plazoletas, zonas verdes, etc., en caso contrario, el empalme entre áreas de diseño conduce a formas no óptimas. La ubicación de transformadores atenderá a recomendaciones especiales.

10.3 TIPOS DE SISTEMAS Y NIVELES DE VOLTAJES SECUNDARIOS

Las redes de distribución secundarias más empleadas para alimentar cargas residenciales y comerciales son las siguientes:

10.3.1 Sistema monofásico trifilar (1ϕ -3H) 120/240 V

Este sistema es usado en áreas de baja densidad de carga y se muestra en la figura 10.1.

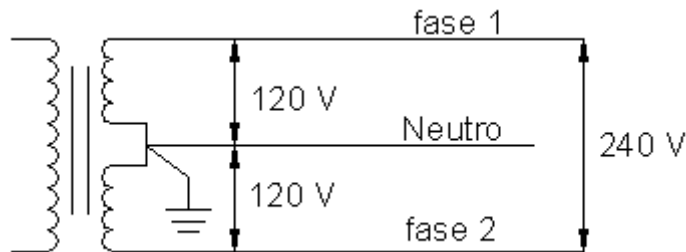


FIGURA 10.1. Sistema monofásico trifilar.

El voltaje de 120 V es usado para cargas misceláneas y de alumbrado.

El voltaje de 240 V es usado para cargas más grandes tales como estufas, hornos, secadoras, calentadores de agua, alumbrado público, etc.

10.3.2 Sistema trifásico trefilar (3ϕ -4H) 208/120 V O 214/123 V O 220/127 V O 480/277 V.

Este sistema es usado en áreas de alta densidad de cargas, o donde se requiere servicio trifásico.

Alimenta cargas residenciales, comerciales e industriales y se muestra en la figura 10.2.

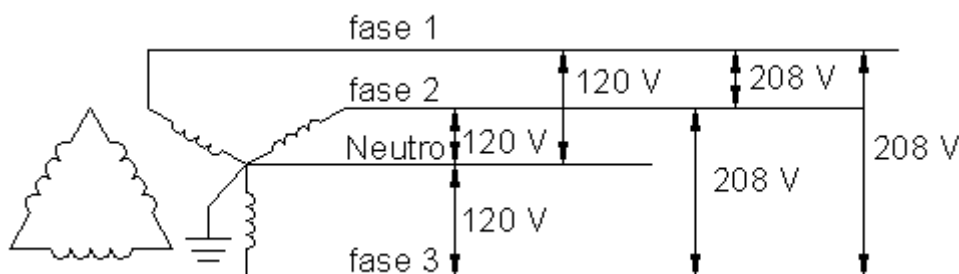


FIGURA 10.2. Sistema trifásico tetrafilar.

El sistema a 208/120 V se usa a nivel residencial y comercial donde las cargas están relativamente cerca del transformador de distribución.

El sistema 214/123 V se usa a nivel residencial y comercial donde las cargas están un poco más lejos del transformador y además hay que alimentar motores de ascensores y bombas de agua trifásicos.

El sistema 220/127 V se usa a nivel de pequeña y mediana industria donde la carga está representada en motores trifásicos y alumbrado industrial.

El sistema 480/227 V se usa a nivel de grandes industrias.

10.4 PRÁCTICAS DE DISEÑO ACTUALES

Cada uno de los tipos de sistemas de distribución secundaria pueden incluir:

- Sistemas de servicio separado para cada consumidor con transformadores de distribución y conexión secundaria separados.
- El sistema radial con secundario principal es alimentado por varios transformadores de distribución que sirve a un grupo de consumidores.
- El sistema de banco secundario con el secundario principal es alimentado por varios transformadores de distribución y estos a su vez son servidos por el mismo alimentador primario.
- El sistema de red secundaria contiene una red principal común alimentado por un número grande de transformadores de distribución y pueden conectarse a varios alimentadores primarios.

10.4.1 Sistema radial.

Es el más empleado por ser fácil de diseñar y de operar.

La mayoría de los sistemas secundarios para servicio residencial urbano y rural y para iluminación comercial son diseñados en forma radial. Es el sistema que tiene el costo inicial más bajo. Requieren de conductores de gran calibre, su cobertura es limitada y una falla puede afectar todo el circuito.

Este sistema se muestra en la figura 10.3

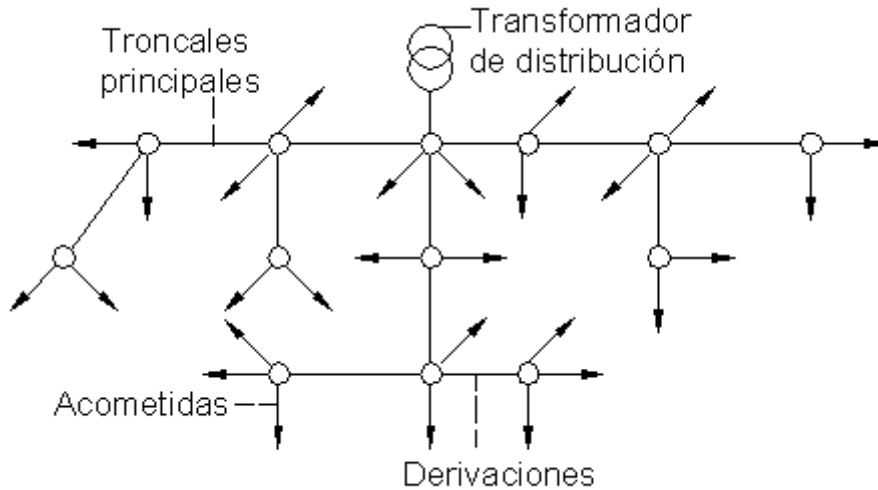


FIGURA 10.3. Sistema radial secundario.

10.4.2 Bancos secundarios.

En la figura 10.4 se muestran varios tipos de bancos secundarios.

La conexión en paralelo o la interconexión de los dos lados secundarios de dos o más transformadores de distribución que son alimentados por el mismo alimentador principal es algunas veces practicado en áreas residenciales y de alumbrado comercial donde los servicios están relativamente cercanos a cada uno de los otros y por lo tanto, el espaciamiento requerido entre transformadores de distribución es pequeño. Sin embargo, muchas compañías prefieren conservar los secundarios de cada transformador de distribución separados de todos los demás.

Las ventajas de un banco de transformadores de distribución son las siguientes:

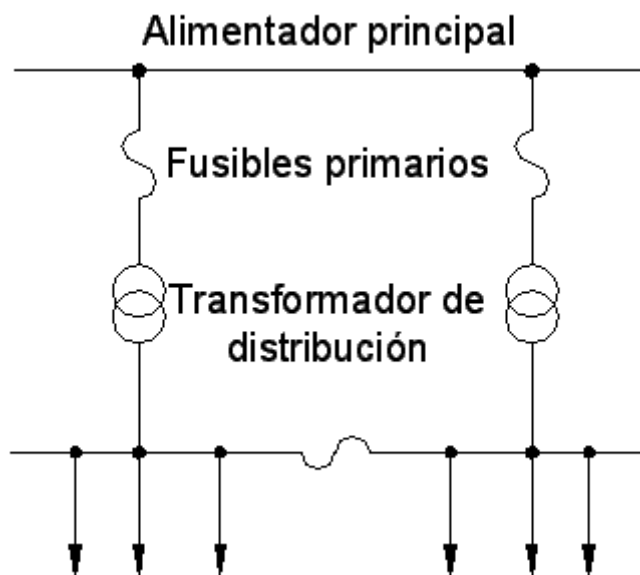
1. Mejoramiento de la regulación de voltaje.
2. Reducción de caídas momentáneas de voltaje (flicker) debido a arranque de motores, pues las corrientes de arranque encuentran líneas de alimentación paralelas.
3. Se mejora la continuidad y la confiabilidad de servicio.
4. Flexibilidad mejorada al acomodarse a los crecimientos de carga a bajo costo.
5. Al alimentar un número grande de consumidores se emplean factores de diversidad de carga que induce ahorros en los kVA requeridos por el transformador de distribución.

Los métodos para bancos secundarios más conocidos son los siguientes:

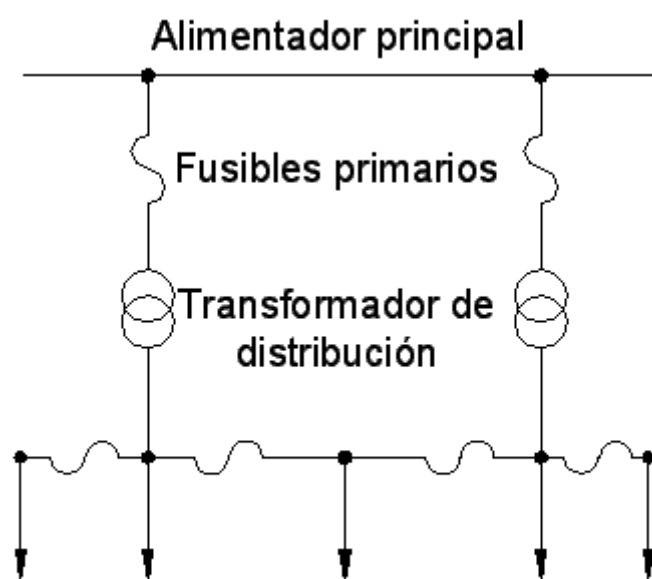
- a) Banco secundarios con un fusible intermedio: comúnmente usado, requiere fusibles de alimentadores principales ratados más bajo, previene la ocurrencia del cascading de fusibles. Simplifica la coordinación de fusibles. Este sistema se muestra en la figura 10.4.a.
- b) Banco secundarios con un fusibles entre cargas: es difícil restaurar el servicio después de que muchos fusibles de transformadores adyacentes han sido quemados quedando muchos usuarios fuera de servicio. Este sistema se muestra en la figura 10.4.b.
- c) Banco secundario protegido solo en la salida de los transformadores : este es uno de los sistemas más viejos y ofrece protección rápida. No posee fusibles en red secundaria. Cada uno de los transformadores de distribución y de los fusibles secundarios deben de estar dimensionados para soportar todo el circuito secundario. Este sistema se usa con alguna frecuencia y se muestra en la figura 10.4.c.
- d) Banco secundario protegido con breakers: ofrece protección mucho más grande y es preferido por muchas compañías de energía pues utilizan transformadores completamente auto protegidos CSPB que tiene un elemento fusible interno, breakers secundarios, luz señalizadora que advierte de sobrecarga y posee protección contra descargas atmosféricas. En caso de falla de un transformador, el elemento fusible primario y los breakers secundarios abren ambos. Fallas en una sección de secundario abre solo el breaker comprometido y se disminuye el número de usuarios sin servicio. Este sistema se muestra en la figura 10.4.d.

La desventaja de los 4 métodos: es difícil ejecutar el programa de TLM especialmente en condiciones de carga cambiantes y difícil hacer distribución equitativa de carga entre transformadores de distribución.

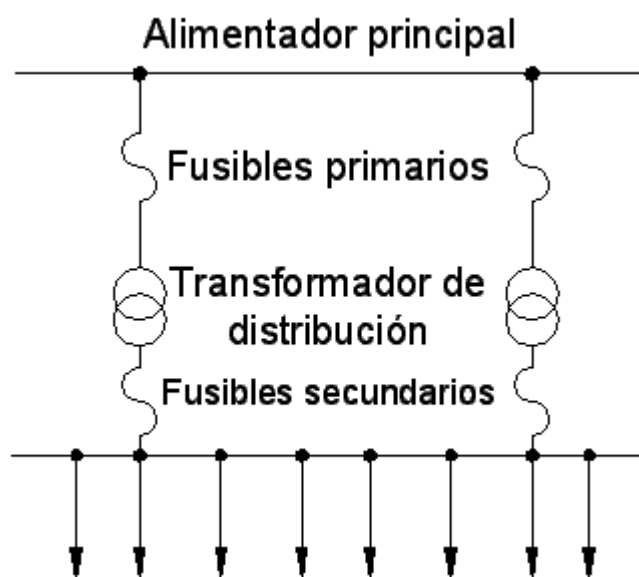
Una desventaja de los métodos a, b, c, es que requiere vigilancia permanente para detectar fusibles quemados y es difícil coordinar los fusibles secundarios.



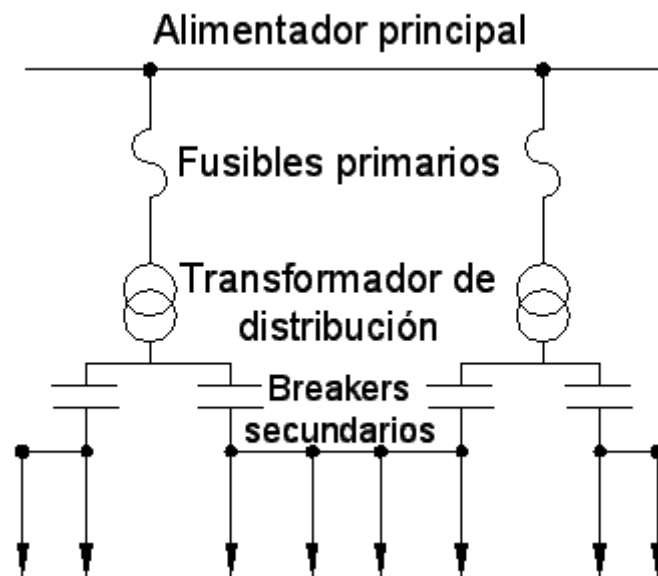
a) Banco secundario con un fusible intermedio.



b) Banco secundario con fusibles entre cargas.



c) Banco secundario protegido a la salida de los transformadores de distribución



d) Banco secundario protegido con breakers.

FIGURA 10.4. Bancos secundarios.

10.4.3. SISTEMA SELECTIVO SECUNDARIO.

Este sistema se muestra en la figura 10.5

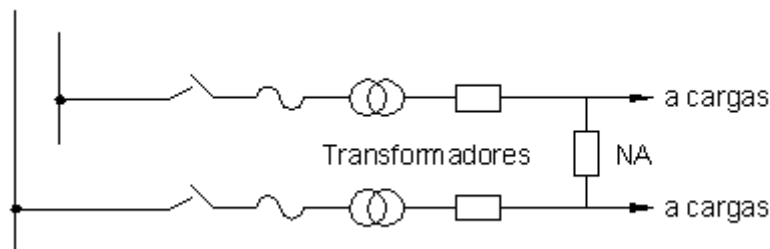


FIGURA 10.5. Sistema selectivo secundario.

Utiliza 2 transformadores de distribución y suiches de BT. No es de uso popular por parte de las compañías para servicio de 480 V pero es común en plantas industriales y grandes edificios. El suicheo operacional primario es eliminado y con esto algunas causas de dificultad. Se eliminaron las interrupciones grandes debido a fallas en secundario (en alto grado). La carga es dividida entre los 2 transformadores de distribución y se emplea transferencia automática en una y otra carga, aunque en condiciones normales, cada transformador alimenta su propia carga.

Debe existir estrecha coordinación entre usuario y empresa de energía durante las transferencias planeadas. Fallas temporales en alimentadores principales tienen poco efecto sobre las cargas.

10.4.4 Redes spot secundarias.

Esta red se muestra en la figura 10.6

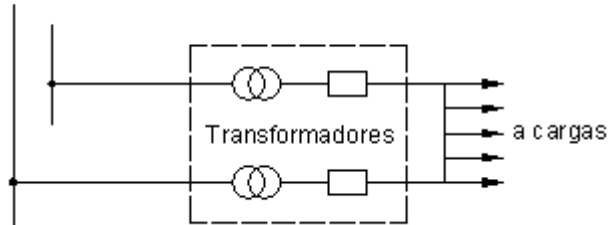


FIGURA 10.6. Redes secundarias tipo spot .

Es un tipo especial de red en la que 2 o más unidades de red están alimentando una barra común de la cual se derivan los servicios. Es mejor utilizando la capacidad del transformador que en los casos anteriores pues la carga es bien dividido entre los 2 transformadores de distribución aun bajo condiciones de contingencia 1ϕ . Estas redes se pueden usar en edificios muy altos. La confiabilidad y la flexibilidad son muy buenas. La barra de bajo voltaje está constantemente energizada y la dimensión automática de alguna unidad se logra mediante relés inversos sensitivos. Requiere medida en el lado de alta de los transformadores.

El sistema Spot es muy compacto y confiable para todas las clases de carga.

La tabla 10.1 muestra a manera de comparación los índices de confiabilidad de varias redes.

TABLA 10.1. Evaluación en términos de confiabilidad para cargas tradicionales.

Tipo de sistema	Secundario selectivo	Red Secundaria	Red Spot
Salidas / Año	0.1 - 0.5	0.005 - 0.02	0.02 - 0.1
Duración promedio de salida	180	135	180
Interrupción momento / año	2 - 4	0	0 - 1

10.4.5 La red secundaria tipo reja.

Este tipo de red comenzó en 1915 a reemplazar los sistemas de distribución más viejos que tenían problemas como el costo de convertidores, costo del cobre y problemas de voltaje. Estas redes tienen altísima confiabilidad (véase tabla 10.1)

Es ideal para áreas de servicio específicas como áreas céntricas, instalaciones militares, grandes centros hospitalarios, etc. y en general en áreas de altísima densidad de carga (y muchísimos usuarios) y la forma de construcción es casi siempre subterránea. La instalación aérea sólo se justifica en áreas de mediana intensidad de carga.

La figura 10.7 muestra un diagrama unifilar de un pequeño segmento de una red secundaria alimentada con 3 primarios. El voltaje usualmente es 120/208 V.

Si un alimentador primario queda fuera de servicio (contingencia simple), los alimentadores primarios restantes pueden suplir la carga sin sobrecarga y sin caídas de voltajes considerables.

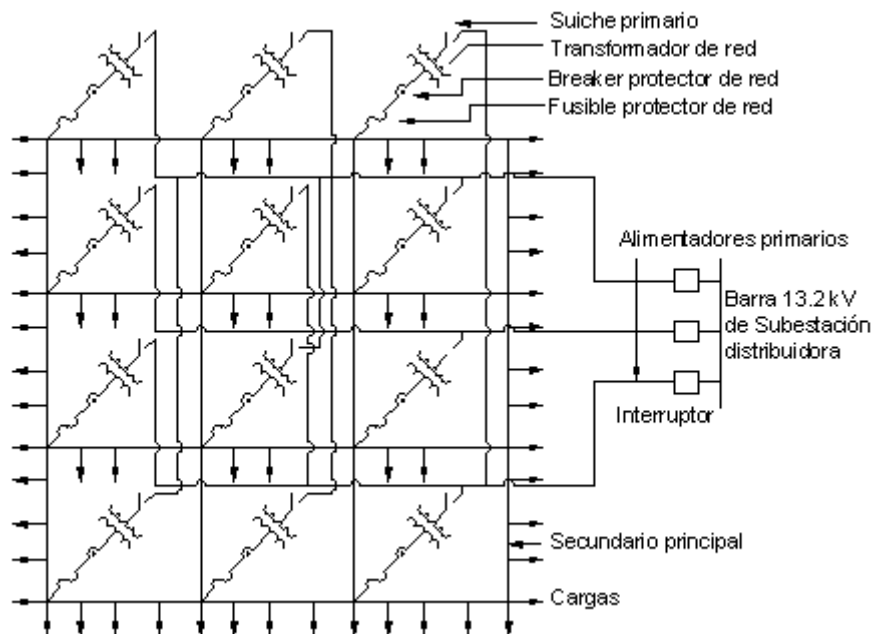


FIGURA 10.7. Diagrama unifilar de un pequeño segmento de un sistema de red secundaria tipo rejilla.

Los sistemas de red secundaria deben diseñarse basados en doble contingencia (2 alimentadores principales por fuera de servicio).

Los factores que afectan la probabilidad de ocurrencia de la doble contingencia son:

1. El número total de alimentadores principales.
2. El kilometraje total del alimentador principal.
3. El número de salidas accidentales por año.
4. El tiempo programado de salida de alimentadores principales / año.
5. La duración de una salida de los alimentadores principales.

Es deseable que los alimentadores principales provengan de la misma subestación de distribución para prevenir diferencias en magnitud de voltaje y en ángulos de fase de los alimentadores principales y pueden causar disminución en las capacidades de los transformadores de distribución por división de carga ligera inapropiada entre ellos, y en un periodo de carga ligera prevenir flujos de carga en sentido contrario en algunos alimentadores principales.

Los componentes básicos de una red tipo reja son los siguientes:

- Secundarios principales.
- Limitadores.
- Protectores de red.
- Suiches de alto voltaje.
- Transformadores de red.

10.4.5.1 Secundarios principales.

El tamaño apropiado y el arreglo de los secundarios principales deben tener:

1. División apropiada y el arreglo de la carga entre transformadores de red.
2. División apropiada de las corrientes de falla.
3. Buena regulación de voltaje a todos los consumidores.
4. Ante cortocircuitos o fallas a tierra el despeje de estas sin interrupción del servicio.

Todos los secundarios principales (aéreos o subterráneos) son 3ϕ -4H conectados en Y con neutro sólido a tierra.

En redes subterráneas se usan cables monopolares aislados con caucho o polietileno instalados en ductos o bancos de ductos con cámaras donde se ubican los limitadores.

El tamaño mínimo del conductor debe ser capaz de transportar el 60 % de la corriente a plena carga del transformador más grande para redes aéreas y menos del 60 % para redes subterráneas. Los calibres más usados son 4 / 0 - 250 MCM - 350 MCM - 500 MCM.

La caída de voltaje a lo largo de los secundarios principales en condiciones de carga normal no excederá un máximo del 3 %.

10.4.5.2 Limitadores.

La mayoría de veces, el método permite a los conductores de la red secundaria quemarse en un punto determinado y despejar las fallas sin perder la continuidad del servicio, para lo cual se emplean limitadores (fusible de alta capacidad con una sección restringida de cobre) y que son instalados a cada conductor de fase. Las características $t-I$ son especificadas para permitir el paso de la corriente normal de carga sin fundirse y debe abrirse para despejar fallas en la sección del secundario fallada, antes de que el aislamiento de los cables se dañe y antes que el fusible protector de red se queme.

Por lo tanto, las características $t-I$ de los limitadores seleccionados serán coordinados con las características $t-I$ de los protectores de red y las características de daño del aislamiento.

Los limitadores son usados con buenos resultados especialmente a 120/208 V.

La figura 10.8 muestra las características $t-I$ de los limitadores y las características de daño del aislamiento del cable a 120/208 V.

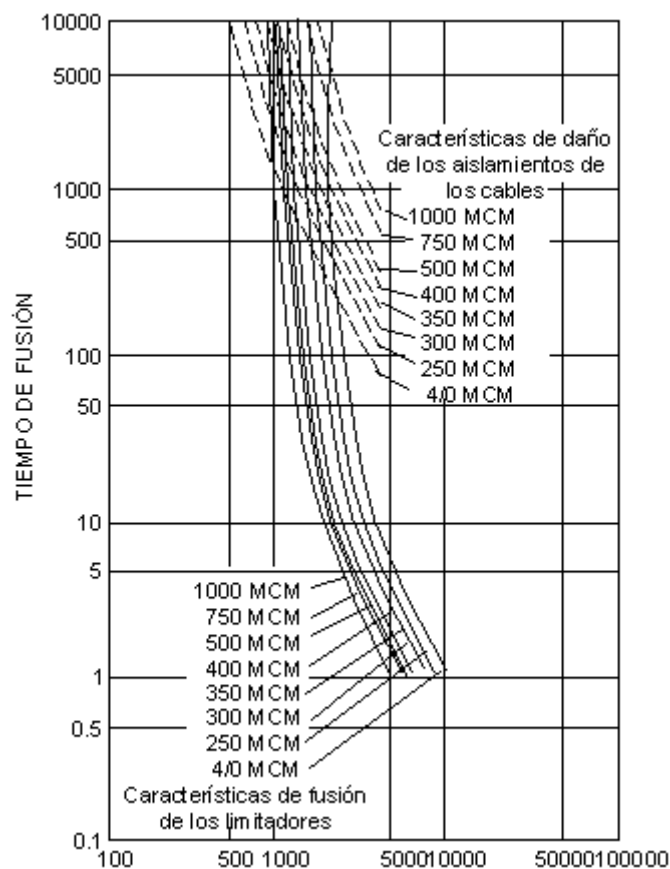


FIGURA 10.8. Características de los limitadores en términos del tiempo de fusión vs características de corriente de daño de aislamiento de los cables (generalmente subterráneos).

10.4.5.3 Protectores de red (NP).

Como se muestra en la figura 10.7 el transformador de red es conectado a la red secundaria a través de un NP que consiste en un breaker con un mecanismo de cierre y disparo controlado por un circuito maestro, relé de fase y por fusibles de respaldo, todos estos encerrados en una caja metálica instalada encima del transformador:

Las funciones del protector de red son:

1. Proporcionar aislamiento automático de fallas que ocurren en el transformador de red o en el alimentador primario.
2. Proporcionar cierre automático bajo condiciones predeterminadas, por ejemplo cuando ha sido despejada una falla y cuando el flujo de potencia va desde el transformador hacia el circuito secundario y no al revés.

3. Proporcionar protección contra flujo de potencia inverso en los alimentadores primarios conectados a fuentes separadas. Es deseable por esto que todos los alimentadores primarios estén conectados a la misma subestación de distribución.
4. Prevenir disparo de breakers con corrientes de excitación del transformador.

La figura 10.9 ilustra la coordinación ideal de aparatos de protección y obtenida por la selección adecuada de los tiempos de retardo para protecciones en serie.

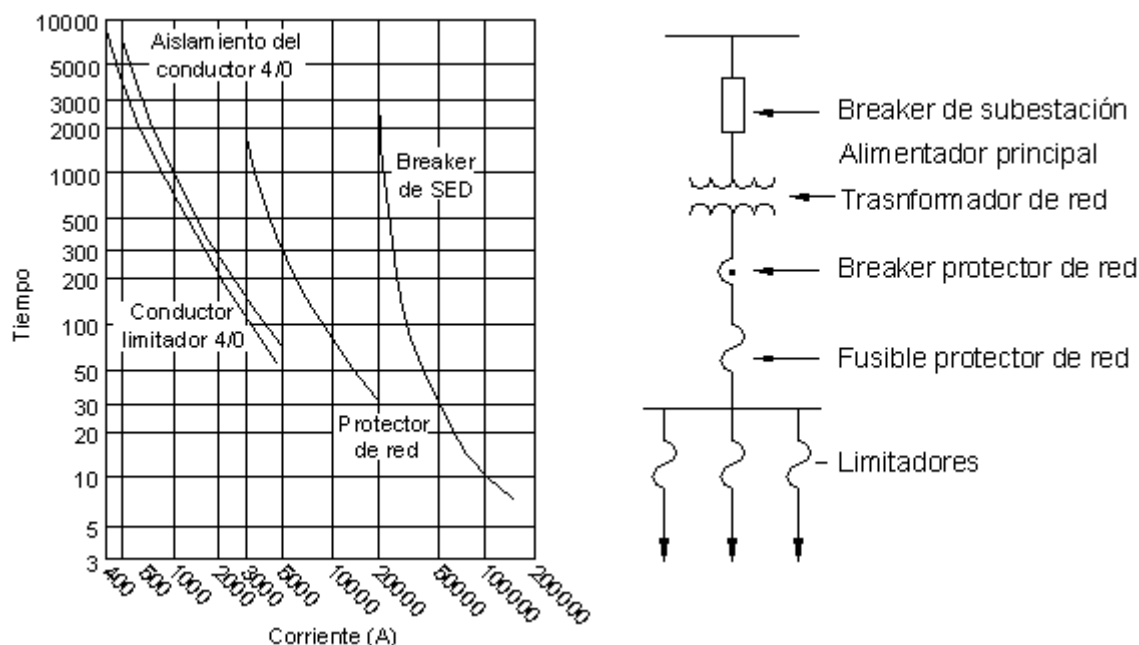


FIGURA 10.9. Coordinación ideal de los dispositivos de protección de la red secundaria.

La tabla 10.2 indica la acción requerida en la operación de cada uno de los equipos de protección bajo diferentes condiciones de falla asociadas con la red secundaria, por ejemplo una falla en el secundario principal es aislada solo por el limitador mientras que falla un transformador dispara el breaker protector de red y el breaker de la subestación de distribución.

TABLA 10.2. La operación requerida de los dispositivos de protección.

Tipo de falla	Limitador	Protección NP	Breakers NP	Interruptor de SED
Secundarios principales	Si	No	No	No
Barra de 13.2 kV	Si	Si	No	No
Falla interna del transformador	No	No	Dispara	Dispara
Alimentador primario	No	No	Dispara	Dispara

10.4.5.4 Suiches de alto voltaje.

Las figuras 10.7 y 10.10 muestran suiches de 3 posiciones localizados en el lado de alta del transformador de red. Las posiciones son:

Posición 2: Operación normal.

Posición 3 : Desconexión del transformador.

Posición 1: Puesta a tierra.

Son de operación manual y operan sin carga (hay que abrir primero el breaker), existe un sistema de bloqueo eléctrico o enclavamiento con el protector de red.

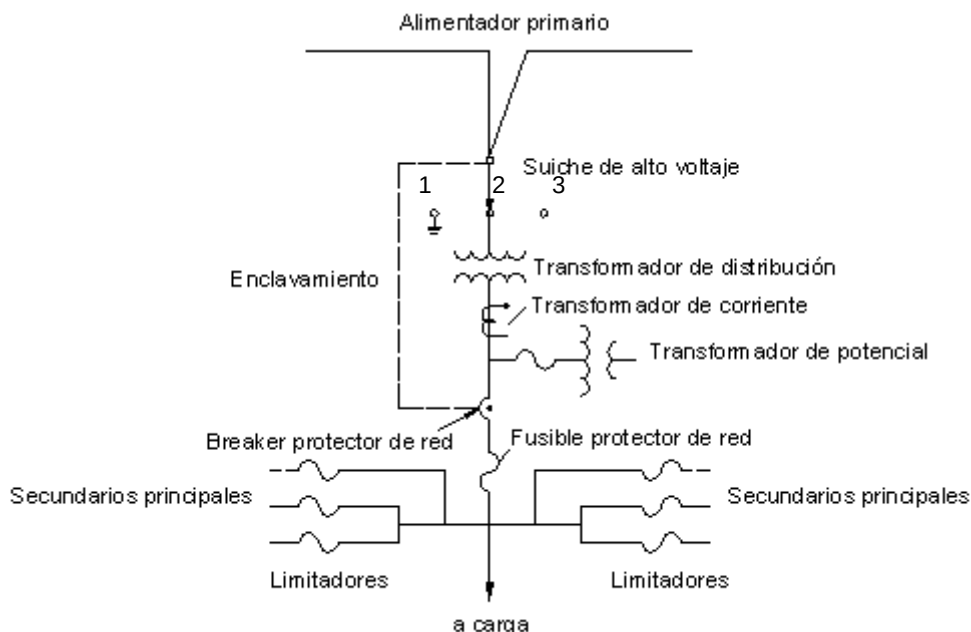


FIGURA 10.10. Componentes principales del sistema de protección de la red.

10.4.5.5 Transformadores de red.

En redes secundarias aéreas se montan sobre postes o plataformas: entre 75 y 150 kVA en postes y de 300 kVA en plataformas. En redes secundarias subterráneas los transformadores se instalan en bóveda en la cual el protector de red va a un lado del suiche de alto voltaje al otro lado del transformador.

La tabla 10.3 da los valores estándar nominales de transformadores 3 ϕ usado en redes. En general son sumergidos en aceite refrigerado; también pueden ser de tipo seco.

El factor de aplicación de transformadores está dado por:

$$\text{factor de aplicación} = \frac{\sum S_T}{\sum S_L} \quad (10.1)$$

Donde: $\sum S_T$ = Capacidad total de los transformadores de la red
 $\sum S_L$ = Carga total de la red secundaria.

El factor de aplicación esta basado sobre contingencia simple (pérdida de uno de los alimentadores principales).

El factor de aplicación es función de:

1. El numero de alimentadores primarios usados.
2. La relación Z_M / Z_T donde:

Z_T = Impedancia de las transformadores de red.

Z_M = Impedancia de cada sección del secundario principal.

3. La extensión de la no uniformidad en la distribución de carga entre transformadores de red de bajo contingencia simple.

La figura 10.11 muestra los factores de aplicación de transformadores versus la relación Z_M / Z_T para diferente número de alimentadores. Para un número dado de alimentadores y una relación Z_M / Z_T dada, la capacidad requerida de transformadores de red para alimentar una cantidad dada de carga puede encontrarse en la figura 10.11.

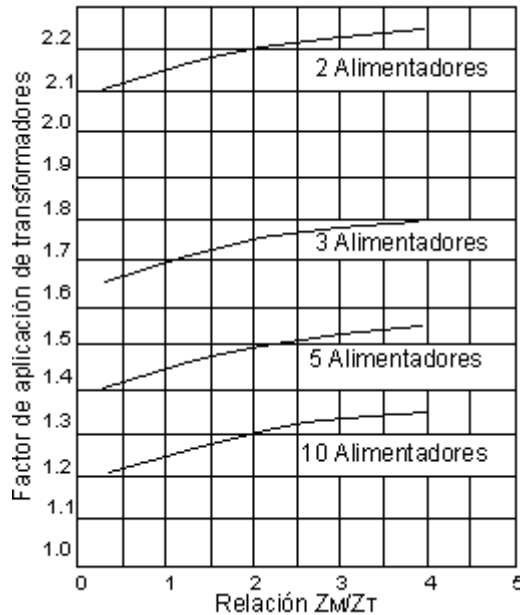


FIGURA 10.11. Factores de aplicación de transformadores de red como una función de la relación Z_M/Z_T y del número de alimentadores usados.

TABLA 10.3. Valores nominales para transformadores trifásicos para red secundaria.

Voltajes Nominales	BIL (kV)	Transformador de alto voltaje		kVA nominales para transformadores con voltajes secundarios de 216/125 V
		Arriba	Abajo	
4.160*	60	Ninguno	Ninguno	300, 500, 750
4.160Y/2.400 *+		Ninguno	Ninguno	
4.330		Ninguno	Ninguno	
4.330Y/2.500+		Ninguno	Ninguno	
5.000	60	Ninguno	4875/4750/4625/4500	300, 500, 750
7.200*	75	Ninguno	7.020/6.840/6.660/6.480	300, 500, 750
7.500		Ninguno	7.313/7.126/6.939/6.752	
11.500	95	Ninguno	11.213/10.926/10.639/10.352	300, 500, 750, 1.000
12.000*	95	Ninguno	11.700/11.400/11.100/10.800	300, 500, 750, 1.000
12.500		Ninguno	12.190/11.875/11.565/11.250	
13.000Y/7.500+	95	Ninguno	12.675/12.350/12.025/11.700	300, 500, 750, 1.000
13.200*	95	Ninguno	12.870/12.540/12.210/11.880	300, 500, 750, 1.000
13.200Y/7.620*+		Ninguno	12.870/12.540/12.210/11.880	
13.750		Ninguno	13.406/13.063/12.719/12.375	
13.750Y/7940+		Ninguno	13.406/13.063/12.719/12.375	
14.400*	95	Ninguno	14.040/13.680/13.320/12.960	300, 500, 750, 1.000
22.900*	150	24.100/23.500	22.300/21.700	500, 750, 1.000
24.000		25.200/24.600	23.400/22.800	

Nota: Todos devanados estan conectados en delta a menos que se indique otra cosa.

* Los voltajes nominales preferidos que se deben usar cuando se diseñan nuevos circuitos.

+ Los neutros de alto y bajo voltaje están conectados internamente mediante enlaces removibles.

10.5 MÉTODO PARA EL CÁLCULO DEFINITIVO DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIAS

El método que ahora se presenta ha sido desarrollado por el autor y se ha aplicado con mucho éxito en la solución de circuitos secundarios que alimentan cargas a lo largo de su recorrido como es el caso de la gran mayoría de redes secundarias, excepción hecha de los alimentadores secundarios en los grandes edificios. En dicho método se dan por conocidas las condiciones del extremo emisor y se toman como referencia, aplicando el concepto de momento eléctrico.

Para la escogencia definitiva de los calibres de los conductores para redes de distribución secundarias se deben respetar los límites máximos tolerables de regulación y pérdidas que se establecen en los capítulos 5 y 6 respectivamente, teniendo en cuenta además el criterio de calibre económico y sin sobrepasar los límites térmicos tanto para corriente de régimen permanente como de cortocircuito.

10.5.1 Cálculo del momento eléctrico y las constantes de regulación y pérdidas.

Para estos cálculos se emplean las ecuaciones 5.54 y 5.55 para el momento eléctrico en función de la regulación, y las ecuaciones 5.9 y 5.11 para el porcentaje de pérdidas.

Las constantes K_1 y K_2 son diferentes para cada conductor y dependen de la tensión, de la configuración de los conductores, del factor de potencia, etc.

En las tablas 10.4 a 10.13 se muestran los cálculos de momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para líneas de distribución secundarias a 120 V (voltaje línea - neutro) a base de conductores ACSR, ACS y cobre con diferentes espaciamientos, temperatura de operación del conductor de 50 °C y temperatura ambiente de 25 °C.

El factor de potencia asumido para el diseño de redes secundarias que alimentan cargas residenciales es de 0.95.

El porcentaje de regulación para un momento eléctrico determinado se halla mediante la ecuación:

$$\% \text{ Reg} = K_1(ME)$$

y el porcentaje de pérdidas será:

$$\% \text{ Pérdidas} = K_2(ME)$$

Aclarando que cuando se tienen cargas uniformemente distribuidas el criterio de concentración de cargas es diferente.

10.5.2 Cargas secundarias de diseño.

Para cada categoría de consumo se encontrará la carga máxima individual de diseño, la cual se determinará tomando la carga individual actual afectándola con la tasa de crecimiento de la demanda y proyectándola a 8 y a 15 años para calcular así la capacidad de transformadores y líneas, aplicando las siguientes fórmulas:

$$D_{a \text{ n años}} = D_{actual}(1 + r)^n \quad (10.2)$$

$$\text{Factor de diversidad} = \frac{D_{max \text{ individual}}}{D_{diversificada \text{ para n usuarios}}} \quad (10.3)$$

Para encontrar la capacidad transformada requerida para un número de instalaciones determinada se utilizarán los valores dados en la tabla 10.11 para la zona del Viejo Caldas.

TABLA 10.4.

MOMENTO ELÉCTRICO Y CONSTANTES DE REGULACIÓN Y PÉRDIDAS PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN DE C.A												
Tipo de sistema Tipo de construcción Ve cos θ_e θ_e Reg V_{eL}		MONOFÁSICO TRIFILAR AÉREA 120 V 0.95 18.195° 0.03 240 V				Tipo de red Conductor Temperatura Ambiente Operación Espaciamiento entre conductores		SECUNDARIA ACSR 25°C 50°C ●200mm●	$Dm: 200 \text{ mm} \quad K1: 100 \text{ pend} : 100r \times \frac{0.03}{SI}$ $Xl : 0.1738 \log \frac{Dm}{RMG} \quad K2: \frac{200r}{V_{eL}^2 \cos \phi_e}$ $SL = \left[\frac{\cos(\theta - \phi_e) - \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_e) - Reg(2 - Reg)}}{Z} \right] \times V_e^2 \cdot n$ $\% \text{ Pérdidas} = \frac{2(100)r}{V_{eL}^2 \cos \phi_e} SI \quad n = 2$			
Calibre conductor AWG - MCM	Nro hilos	Corriente admisible A	RMG mm	r a 50°C Ω/km	X _L Ω/km	Z ∠ θ Ω/km	θ - φ _e	cos (θ - φ _e)	cos ² (θ - φ _e)	SI kVA/m	Constante de regulación k ₁ × 10 ⁻³	Constante de pérdidas k ₂ × 10 ⁻³
4	6 - 1	139	1.33198	1.565	0.378	1.61∠13.579	-4.616	0.9967563	0.9935231	538.45	5.57158	5.72002
2	6 - 1	183	1.2741	1.012	0.381	1.081∠20.63	2.436	0.9990966	0.998194	800.01	3.74997	3.69882
1	6 - 1		1.27406	0.811	0.381	0.896∠25.164	6.969	0.9926123	0.9852792	971.68	3.08731	2.96418
1/0	6 - 1	240	1.3594	0.654	0.376	0.154∠29.896	11.701	0.9792202	0.9588722	1170.98	2.56195	2.39034
2/0	6 - 1	275	1.5545	0.530	0.366	0.636∠35.14	16.945	0.9565861	0.9150569	1422.19	2.10942	1.93713
3/0	6 - 1	316	1.8288	0.429	0.354	0.556∠39.286	21.334	0.9314772	0.8676499	1672.22	1.79402	1.56798
4/0	6 - 1	360	2.4811	0.354	0.331	0.488∠42.676	24.481	0.9100961	0.828275	1951.66	1.53714	1.31213

TABLA 10.5.

MOMENTO ELÉCTRICO Y CONSTANTES DE REGULACIÓN Y PÉRDIDAS PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN DE C.A												
Tipo de sistema Tipo de construcción Ve cos θ_e θ_e Reg V_{eL}		TRIFASICO TRETRAFILAR AÉREA 120 V 0.95 18.195° 0.03 208 V				Tipo de red Conductor Temperatura Ambiente Operación Espaciamiento entre conductores		SECUNDARIA ACSR 25°C 50°C ●200mm●200mm●	$Dm: 251.98 \text{ mm} \quad K1: 100 \text{ pend} : 100r \times \frac{0.03}{SI}$ $Xl : 0.1738 \log \frac{Dm}{RMG} \quad K2: \frac{100r}{V_{eL}^2 \cos \phi_e}$ $SL = \left[\frac{\cos(\theta - \phi_e) - \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_e) - Reg(2 - Reg)}}{Z} \right] \times V_e^2 \cdot n$ $\% \text{ Pérdidas} = \frac{(100)r}{V_{eL}^2 \cos \phi_e} SI \quad n = 3$			
Calibre conductor AWG - MCM	Nro hilos	Corriente admisible A	RMG mm	r a 50°C Ω/km	X _L Ω/km	Z ∠ θ Ω/km	θ - φ _e	cos (θ - φ _e)	cos ² (θ - φ _e)	SI kVA/m	Constante de regulación k ₁ × 10 ⁻³	Constante de pérdidas k ₂ × 10 ⁻³
4	6 - 1	139	1.33198	1.565	0.395	1.614∠14.165	-4.029	0.997528	0.9850621	805.03	3.72658	38.0771
2	6 - 1	183	1.2741	1.012	0.399	1.088∠21.518	3.323	0.9983187	0.9966402	1153.54	2.60069	24.6223
1	6 - 1		1.27406	0.811	0.399	0.904∠26.197	8.002	0.9902641	0.980623	1448.17	2.07158	19.7319
1/0	6 - 1	240	1.3594	0.654	0.394	0.764∠31.067	12.872	0.9748707	0.950373	1741.47	1.72268	15.912
2/0	6 - 1	275	1.5545	0.530	0.384	0.654∠35.924	17.729	0.9525047	0.9072652	2083.76	1.4397	12.8951
3/0	6 - 1	316	1.8288	0.429	0.371	0.567∠40.853	22.658	0.9228177	0.8515926	2483.59	1.20792	10.4377
4/0	6 - 1	360	2.4811	0.354	0.348	0.5∠44.109	25.914	0.8994529	0.8090155	2892.35	1.03721	8.73462

TABLA 10.6.

MOMENTO ELÉCTRICO Y CONSTANTES DE REGULACIÓN Y PÉRDIDAS PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN DE C.A												
Tipo de sistema Tipo de construcción Ve cos θ_e θ_e Reg V_{eL}			MONOFÁSICO TRIFILAR AÉREA 120 0.95 18.195° 0.03 240 V			Tipo de red Conductor Temperatura Ambiente Operación Espaciamiento entre conductores			SECUNDARIA ACS AISLADO Dm: 100 mm K1: 100 pend : 100r x $\frac{0.03}{SI}$ XI : 0.1738 $\log \frac{Dm}{RMG}$ K2: $\frac{200r}{V_{eL}^2 \cos \phi_e}$ SL = $\left[\frac{\cos(\theta - \phi_e) - \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_e) - Reg(2 - Reg)}}{Z} \right] \times V_e^2 \cdot n$ % Pérdidas = $\frac{2(100)r}{V_{eL}^2 \cos \phi_e} SI$ n = 2			
												
Calibre conductor AWG - MCM	Nro hilos	Corriente admisible A	RMG mm	r a 50°C Ω/km	X_L Ω/km	Z $\angle \theta$ Ω/km	$\theta - \phi_e$	cos (θ - ϕ_e)	cos ² (θ - ϕ_e)	SI kVAm	Constante de regulación $k_1 \times 10^{-3}$	Constante de pérdidas $k_2 \times 10^{-3}$
4	7	100	2.1336	1.5286	0.290	1.556 $\angle$ 10.742	-7.453	0.9915524	0.9831763	560.50	5.35573	5.58698
2	7	135	2.6883	0.9613	0.273	0.999 $\angle$ 15.854	-2.341	0.9991655	0.9983317	865.61	3.46576	3.51352
1	7		3.0175	0.7624	0.264	0.807 $\angle$ 19.1	0.905	0.9998753	0.9997506	1070.77	2.80172	2.78654
1/0	7	180	3.3833	0.6046	0.255	0.656 $\angle$ 22.868	4.674	0.9966751	0.9933613	1321.60	2.26997	2.20978
2/0	7	210	3.8100	0.4797	0.246	0.539 $\angle$ 27.15	8.955	0.9878114	0.9757714	1623.37	1.848	1.75328
3/0	7	240	4.2672	0.3809	0.238	0.449 $\angle$ 31.1	13.804	0.9711186	0.9430714	1983.36	1.51258	1.39217
4/0	7	280	4.8158	0.3020	0.229	0.379 $\angle$ 37.172	18.977	0.945647	0.8942483	2415.14	1.24216	1.1038

TABLA 10.7.

MOMENTO ELÉCTRICO Y CONSTANTES DE REGULACIÓN Y PÉRDIDAS PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN DE C.A												
Tipo de sistema Tipo de construcción Ve cos θ_e θ_e Reg V_{eL}			TRIFÁSICO TETRAFILAR AÉREA 120 V 0.95 18.195° 0.03 208 V			Tipo de red Conductor Temperatura Ambiente Operación Espaciamiento entre conductores			SECUNDARIA ACS AISLADO Dm: 125.99 cm K1: 100 pend : 100r x $\frac{0.03}{SI}$ XI : 0.1738 $\log \frac{Dm}{RMG}$ K2: $\frac{100r}{V_{eL}^2 \cos \phi_e}$ SL = $\left[\frac{\cos(\theta - \phi_e) - \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_e) - Reg(2 - Reg)}}{Z} \right] \times V_e^2 \cdot n$ % Pérdidas = $\frac{(100)r}{V_{eL}^2 \cos \phi_e} SI$ n = 3			
												
Calibre conductor AWG - MCM	Nro hilos	Corriente admisible A	RMG mm	r a 50°C Ω/km	X_L Ω/km	Z $\angle \theta$ Ω/km	$\theta - \phi_e$	cos (θ - ϕ_e)	cos ² (θ - ϕ_e)	SI kVAm	Constante de regulación $k_1 \times 10^{-3}$	Constante de pérdidas $k_2 \times 10^{-3}$
4	7	100	2.1336	1.5286	0.307	1554 $\angle$ 11.356	-6.389	0.992885	0.9858207	837.44	3.58232	37.1914
2	7	135	2.6883	0.9613	0.290	1.004 $\angle$ 16.787	-1.408	0.9996982	0.9993965	1291.24	2.32335	23.3888
1	7		3.0175	0.7624	0.281	0.813 $\angle$ 20.233	2.038	0.9993676	0.9987357	1595.13	1.88072	18.5495
1/0	7	180	3.3833	0.6046	0.273	0.663 $\angle$ 24.301	6.106	0.9943265	0.9886853	1966.25	1.52574	14.7101
2/0	7	210	3.8100	0.4797	0.264	0.547 $\angle$ 28.826	10.631	0.9828355	0.9659656	2411.98	1.24379	11.6713
3/0	7	240	4.2672	0.3809	0.255	0.458 $\angle$ 33.801	15.606	0.9631337	0.9276266	2941.56	1.01986	9.26745
4/0	7	280	4.8158	0.3020	0.246	0.390 $\angle$ 39.165	20.97	0.9337658	0.8719186	3566.91	0.845064	7.34778

TABLA 10.8.

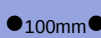
MOMENTO ELÉCTRICO Y CONSTANTES DE REGULACIÓN Y PÉRDIDAS PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN DE C.A													
Tipo de sistema Tipo de construccion Ve cos θ_e θ_e Reg VeL			MONOFÁSICO TRIFILAR AÉREA 120 0.95 18.195° 0.03 240 V			Tipo de red Conductor Temperatura Ambiente Operación Espaciamiento entre conductores			SECUNDARIA cobre AISLADO 25°C 50°C		Dm: 100 mm K1: 100 pend : 100r x $\frac{0.03}{SI}$ Xl :0.1738 log $\frac{Dm}{RMG}$ K2: $\frac{200r}{V_{eL}^2 \cos \phi_e}$		
						$SL = \left[\frac{\cos(\theta - \phi_e) - \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_e) - Reg(2 - Reg)}}{Z} \right] \times V_e^2 \cdot n$  $\% \text{ Pérdidas} = \frac{2(100)r}{V_{eL}^2 \cos \phi_e} SI \quad n = 2$							
Calibre conductor AWG - MCM	Nro hilos	Corriente admisible A	RMG mm	r a 50°C Ω/km	X_L Ω/km	$Z \angle \theta$ Ω/km	$\theta - \phi_e$	cos ($\theta - \phi_e$)	cos ² ($\theta - \phi_e$)	SI kVA/m	Constante de regulación $k_1 \times 10^{-3}$	Constante de pérdidas $k_2 \times 10^{-3}$	
6	7	95	1.67783	1.5342	0.308	1.565∠11.352	-6.843	0.9928757	0.9858022	556.16	5.39411	5.60744	
4	7	125	2.13317	0.9642	0.290	1.007∠16.74	-1.455	0.9996774	0.999355	858.28	3.49537	3.52412	
2	7	170	2.68822	0.6065	0.273	0.665∠24.234	6.039	0.9944509	0.9889326	1306.66	2.29593	2.21672	
1	19		3.20255	0.4810	0.259	0.546∠28.301	10.106	0.9844851	0.969211	1608.14	1.8655	1.75804	
1/0	19	230	3.58155	0.3815	0.251	0.457∠33.342	15.147	0.9652576	0.9317223	1960.86	1.52994	1.39437	
2/0	19	265	4.03635	0.3027	0.242	0.1388∠38.641	20.446	0.936999	0.8779671	2381.76	1.25962	1.10635	
3/0	19	310	4.52905	0.2403	0.233	0.335∠44.116	25.921	0.8993938	0.8089093	2878.15	1.04233	0.878288	

TABLA 10.9.

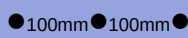
MOMENTO ELÉCTRICO Y CONSTANTES DE REGULACIÓN Y PÉRDIDAS PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN DE C.A												
Tipo de sistema Tipo de construccion Ve cos θ_e θ_e Reg V_{eL}			TRIFASICO TETRAFILAR AÉREA 120 0.95 18.195° 0.03 208 V			Tipo de red Conductor Temperatura Ambiente Operación Espaciamiento entre conductores			SECUNDARIA cobre aislado 25°C 50°C Dm: 125.99 mm K1: 100 pend : 100r x $\frac{0.03}{SI}$ XI : 0.1738 log $\frac{Dm}{RMG}$ K2: $\frac{100r}{V_{eL}^2 \cos \phi_e}$			
						$SL = \left[\frac{\cos(\theta - \phi_e) - \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_e) - Reg(2 - Reg)}}{Z} \right] \times V_e^2 \cdot n$  $\% \text{ Pérdidas} = \frac{(100)r}{V_{eL}^2 \cos \phi_e} SI \quad n = 3$						
Calibre conductor AWG - MCM	Nro hilos	Corriente admisible A	RMG mm	r a 50°C Ω/km	X_L Ω/km	$Z \angle \theta$ Ω/km	$\theta - \phi_e$	cos ($\theta - \phi_e$)	cos ² ($\theta - \phi_e$)	SI kVA/m	Constante de regulación $k_1 \times 10^{-3}$	Constante de pérdidas $k_2 \times 10^{-3}$
6	7	95	1.67783	1.5342	0.325	1.568∠11.961	-6.234	0.994086	0.9882071	831.60	3.6075	37.3237
4	7	125	2.13317	0.9642	0.307	1.012∠17.661	-0.533	0.9999566	0.9999133	1280.69	2.34249	23.4593
2	7	170	2.68822	0.6065	0.290	0.672∠25.555	7.36	0.9917606	0.9835892	1945.09	1.54234	14.7564
1	19		3.20255	0.4810	0.277	0.555∠29.937	11.742	0.9790736	0.9585852	2386.64	1.25699	11.7029
1/0	19	230	3.58153	0.3815	0.268	0.466∠35.088	16.893	0.9568501	0.9155622	2910.69	1.03068	9.28205
2/0	19	265	4.03635	0.3027	0.259	0.398∠40.551	22.257	0.924835	0.8553198	3530.19	0.849812	2.36482
3/0	19	310	4.52905	0.2403	0.251	0.347∠46.248	28.053	0.8825148	0.7788323	4250.83	0.705744	5.8466

TABLA 10.10.

MOMENTO ELÉCTRICO Y CONSTANTES DE REGULACIÓN Y PÉRDIDAS PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN DE C.A													
Tipo de sistema Tipo de construcción Ve cos θ_e θ_e Reg V_{eL}		MONOFÁSICO TRIFILAR AÉREA 120 V 0.95 18.195° 0.03 240 V					Tipo de red Conductor Temperatura Ambiente Operación Espaciamiento entre conductores		SECUNDARIA Triplex mensajero ACSR 25°C 75°C 	Dm: $D + d + 2t$ K1: $100 \text{ pend} : 100r \times \frac{0.03}{SI}$ Xl: $0.1738 \log \frac{Dm}{RMG}$ K2: $\frac{200r}{V_{eL}^2 \cos \phi_e}$ $SL = \left[\frac{\cos(\theta - \phi_e) - \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_e) - Reg(2 - Reg)}}{Z} \right] \times V_e^2 \cdot n$ $\% \text{ Pérdidas} = \frac{2(100)r}{V_{eL}^2 \cos \phi_e} SI \quad n = 2$			
Calibre conductor AWG - MCM	Nro hilos fase neutro		Dm mm	RMG mm	r a 75°C Ω/km	X _L Ω/km	Z ∠θ Ω/km	θ - φ _e	cos (θ - φ _e)	cos ² (θ - φ _e)	SI kVAm	Constante de regulación k ₁ × 10 ⁻³	Constante de pérdidas k ₂ × 10 ⁻³
2 x 4 + 4	7	6/1	16.81	2.1326	1.6659	0.156	1.673∠5.35	-12.845	0.9749745	0.9505754	530.12	5.6591	6.0888
2 x 2 + 2	7	6/1	19.98	2.6883	1.0483	0.151	1.059∠8.197	-9.998	0.9848131	0.9698569	828.84	3.6195	3.8315
2 x 1 + 1	7	6/1	23.41	3.0175	0.8308	0.154	0.845∠10.501	-7.694	0.9909983	0.820777	1032.08	2.90679	3.03654
2x1/0+1/0	7	6/1	25.55	3.3833	0.6587	0.152	0.676∠12.994	-5.009	0.9958829	0.9917829	1283.55	2.33726	2.40752
2x2/0+2/0	7	6/1	27.95	3.81	0.5226	0.150	0.544∠16.015	-2.18	0.9992762	0.998553	1589.42	1.88748	1.91008
2x3/0+3/0	7	6/1	30.62	4.2672	0.4151	0.149	0.441∠19.746	-1.551	0.9896337	0.9992676	1959.82	1.53067	1.51388
2x4/0+4/0	7	6/1	33.8	4.8158	0.3287	0.147	0.36∠24.095	5.9	0.9947026	0.9894333	2413.18	1.24317	1.20138

TABLA 10.11.

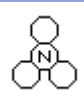
MOMENTO ELÉCTRICO Y CONSTANTES DE REGULACIÓN Y PÉRDIDAS PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN DE C.A													
Tipo de sistema Tipo de construcción Ve cos θ_e θ_e Reg V_{eL}		TRIFÁSICO TETRAFILAR AÉREA 120 V 0.95 18.195° 0.03 208 V					Tipo de red Conductor Temperatura Ambiente Operación Espaciamiento entre conductores		SECUNDARIA Cuadruplex mensajero ACSR 25°C 75°C 	Dm: $(D + d + 2t) \cos 30^\circ$ K1: $100 \text{ pend} : 100r \times \frac{0.03}{SI}$ Xl: $0.1738 \log \frac{Dm}{RMG}$ K2: $\frac{100r}{V_{eL}^2 \cos \phi_e}$ $SL = \left[\frac{\cos(\theta - \phi_e) - \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_e) - Reg(2 - Reg)}}{Z} \right] \times V_e^2 \cdot n$ $\% \text{ Pérdidas} = \frac{(100)r}{V_{eL}^2 \cos \phi_e} SI \quad n = 3$			
Calibre conductor AWG - MCM	Nro hilos fase neutro		Dm mm	RMG mm	r a 75°C Ω/km	X _L Ω/km	Z ∠θ Ω/km	θ - φ _e	cos (θ - φ _e)	cos ² (θ - φ _e)	SI kVAm	Constante de regulación k ₁ × 10 ⁻³	Constante de pérdidas k ₂ × 10 ⁻³
3 x 4 + 4	7	6/1	14.56	2.1326	1.6659	0.145	1672∠4.974	-13.22	0.9734976	0.9476975	796.9	3.76457	40.532
3 x 2 + 2	7	6/1	17.30	2.6883	1.0483	0.140	1.058∠7.607	-10.588	0.9829736	0.9662372	1246.84	2.40607	25.5055
3 x 1 + 1	7	6/1	20.27	3.0175	0.8308	0.144	0.843∠9.833	-8.362	0.9893698	0.9788527	1554.4	1.93	20.2137
3x1/0+1/0	7	6/1	22.13	3.3833	0.6587	0.142	0.674∠12.165	-6.029	0.994468	0.9889667	1933.88	1.55128	16.0264
3x2/0+2/0	7	6/1	24.21	3.81	0.5226	0.139	0.541∠14.895	-3.3	0.9983415	0.9966857	2399.67	1.25017	12.715
3x3/0+3/0	7	6/1	26.52	4.2672	0.4151	0.138	0.437∠18.329	0.195	0.9999942	0.9999884	2965.69	1.01156	10.0995
3x4/0+4/0	7	6/1	29.27	4.8158	0.3287	0.136	0.356∠22.477	4.283	0.9972079	0.9944237	3650.95	0.821703	7.99741

TABLA 10.12.

MOMENTO ELÉCTRICO Y CONSTANTES DE REGULACIÓN Y PÉRDIDAS PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN DE C.A												
Tipo de sistema Tipo de construccion Ve cos θ_e θ_e Reg VeL Instalacion en ducto		MONOFÁSICO TRIFILAR SUBTERRANEA 120 V 0.95 18.195° 0.03 240 V				Tipo de red Conductor Temperatura Ambiente Operación Espaciamiento entre conductores 			SECUNDARIA cobre aislado THW 25°C 50°C		Dm: d + 2t K1: 100 pend : 100r x $\frac{0.03}{SI}$ XI : 0.1738 $\log \frac{Dm}{RMG}$ K2: $\frac{200r}{V_{eL}^2 \cos \phi_e}$	
											SL = $\left[\frac{\cos(\theta - \phi_e) - \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_e) - Reg(2 - Reg)}}{Z} \right] \times V_e^2 \cdot n$	
											% Pérdidas = $\frac{2(100)r}{V_{eL}^2 \cos \phi_e} SI$ n = 2	
Calibre conductor AWG - MCM	Nro hilos	DM mm	RMG mm	r a 50°C Ω/km	X_L Ω/km	$Z \angle \theta$ Ω/km	$\theta - \phi_e$	cos ($\theta - \phi_e$)	cos ² ($\theta - \phi_e$)	SI kVAm	Constante de regulación $k_1 \times 10^{-3}$	Constante de pérdidas $k_2 \times 10^{-3}$
6	7	7.87	1.67783	1.666	0.117	1.67 $\angle$ 4.017	-14.178	0.9695407	0.9400093	534.15	6.61644	6.08918
4	7	9.08	2.13317	1.047	0.109	1.053 $\angle$ 5.943	-12.251	0.9772259	0.9549705	840.25	3.57037	3.82674
2	7	10.62	2.68822	0.6586	0.104	0.667 $\angle$ 8.974	-9.221	0.9870766	0.9743202	1213.85	2.2851	2.40716
1	19	12.49	3.20255	0.5223	0.103	0.532 $\angle$ 11.156	-7.039	0.9924629	0.9849826	1636.78	1.83286	1.90899
1/0	19	13.52	3.58155	0.4142	0.100	0.426 $\angle$ 13.573	-4.622	0.9967483	0.9935073	2034.99	1.47421	1.51388
2/0	19	14.66	4.03635	0.3286	0.097	0.343 $\angle$ 16.446	-1.749	0.9995342	0.9990687	2520.16	1.1904	1.20102
3/0	19	15.96	4.52905	0.2609	0.095	0.278 $\angle$ 20.08	1.813	0.9994994	0.9989991	3109.52	0.96478	0.85358
4/0	19	17.46	5.0786	0.2074	0.093	0.227 $\angle$ 24.152	5.957	0.9946	0.9892292	3827.47	0.783806	0.75804

TABLA 10.13.

MOMENTO ELÉCTRICO Y CONSTANTES DE REGULACIÓN Y PÉRDIDAS PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN DE C.A																
Tipo de sistema Tipo de construccion Ve cos θ_e θ_e Reg V_{eL} Instalacion en ducto						Tipo de red Conductor Temperatura Ambiente Operación Espaciamiento entre conductores 			SECUNDARIA cobre aislado THW				Dm: $d + 2t$ $K1: 100 \text{ pend} : 100r \times \frac{0.03}{SI}$ $K2: \frac{100r}{V_{eL}^2 \cos \phi_e}$			
													$XL: 0.1738 \log \frac{Dm}{RMG}$			
													$SL = \left[\frac{\cos(\theta - \phi_e) - \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_e) - Reg(2 - Reg)}}{Z} \right] \times V_e^2 \cdot n$		$\% \text{ Pérdidas} = \frac{(100)r}{V_{eL}^2 \cos \phi_e} SI$ $n = 3$	
Calibre conductor AWG - MCM	Nro hilos	DM mm	RMG mm	r a 50°C Ω/km	X_L Ω/km	$Z \angle \theta$ Ω/km	$\theta - \phi_e$	$\cos (\theta - \phi_e)$	$\cos^2 (\theta - \phi_e)$	SI kVAm	Constante de regulación $k_1 \times 10^{-3}$	Constante de pérdidas $k_2 \times 10^{-3}$				
6	7	7.87	1.67783	1.666	0.117	1.67 $\angle$ 4.017	-14.178	0.9695407	0.9400093	801.22	3.74429	40.5344				
4	7	9.08	2.13317	1.047	0.109	1.053 $\angle$ 5.943	-12.251	0.9772259	0.9549705	1260.37	2.38025	25.4739				
2	7	10.62	2.68822	0.6586	0.104	0.667 $\angle$ 8.974	-9.221	0.9870766	0.9743202	1969.27	1.5234	16.024				
1	19	12.49	3.20255	0.5223	0.103	0.532 $\angle$ 11.156	-7.039	0.9924629	0.9849826	2455.17	1.22191	12.7077				
1/0	19	13.52	3.58155	0.4142	0.100	0.426 $\angle$ 13.573	-4.622	0.9967483	0.9935073	3052.48	0.982807	10.0776				
2/0	19	14.66	4.03635	0.3286	0.097	0.343 $\angle$ 16.446	-1.749	0.9995342	0.9990687	3780.24	0.793601	7.99497				
3/0	19	15.96	4.52905	0.2609	0.095	0.278 $\angle$ 20.08	1.813	0.9994994	0.9989991	4664.27	0.643186	6.3478				
4/0	19	17.46	5.0786	0.2074	0.093	0.227 $\angle$ 24.152	5.957	0.9946	0.9892292	5741.21	0.522537	5.04613				

TABLA 10.14. Demanda diversificada tipo residencial.

N° de Instalaciones	ALTA			MEDIA			BAJA		
	kVA/ Usuario 8 años	F. div	kVA/ Usuario 15 años	kVA/ Usuario 8 años	F. div	kVA/ Usuario 15 años	kVA/ Usuario 8 años	F. div	kVA/ Usuario 15 años
1	3.569	1.00	4.100	3.118	1.00	3.707	2.29	1.00	2.724
2	3.289	1.09	3.778	2.694	1.16	3.202	2.09	1.10	2.485
3	3.02	1.18	3.469	2.430	1.28	2.889	1.92	1.19	2.282
4	2.777	1.29	3.191	2.261	1.38	2.688	1.776	1.29	2.111
5	2.569	1.139	2.951	2.141	1.46	2.545	1.654	1.39	1.967
6	2.4	1.49	2.757	2.039	1.53	2.424	1.553	1.48	1.846
7	2.272	1.57	2.61	1.938	1.61	2.304	1.469	1.56	1.747
8	2.184	1.64	2.508	1.829	1.71	2.174	1.400	1.64	1.664
9	2.13	1.67	2.45	1.712	1.82	2.035	1.343	1.71	1.596
10	2.11	1.69	2.421	1.590	1.96	1.890	1.296	1.77	1.540
11	2.107	1.69	2.421	1.470	2.12	1.748	1.257	1.82	1.495
12	2.107	1.69	2.421	1.361	2.29	1.618	1.226	1.87	1.458
13	2.107	1.69	2.421	1.271	2.45	1.511	1.200	1.91	1.426
14	2.107	1.69	2.421	1.206	2.59	1.433	1.178	1.94	1.401
15	2.107	1.69	2.421	1.190	2.60	1.432	1.160	1.98	1.379
16	2.107	1.69	2.421	1.188	2.63	1.412	1.144	2.00	1.360
17	2.107	1.69	2.421	1.188	2.63	1.412	1.130	2.03	1.343
18	2.107	1.69	2.421	1.188	2.63	1.412	1.116	2.05	1.327
19	2.107	1.69	2.421	1.188	2.63	1.412	1.104	2.08	1.312
20	2.107	1.69	2.421	1.188	2.63	1.412	1.092	2.10	1.297
21	2.107	1.69	2.421	1.188	2.63	1.412	1.079	2.12	1.283
22	2.107	1.69	2.421	1.188	2.63	1.412	1.066	2.13	1.268
23	2.107	1.69	2.421	1.188	2.63	1.412	1.053	2.18	1.252
24	2.107	1.69	2.421	1.188	2.63	1.412	1.040	2.20	1.236
25	2.107	1.69	2.421	1.188	2.63	1.412	1.026	2.23	1.220
26	2.107	1.69	2.421	1.188	2.63	1.412	1.012	2.26	1.203
27	2.107	1.69	2.421	1.188	2.63	1.412	0.997	2.30	1.186
28	2.107	1.69	2.421	1.188	2.63	1.412	0.983	2.33	1.163
29	2.107	1.69	2.421	1.188	2.63	1.412	0.968	2.34	1.151
30	2.107	1.69	2.421	1.188	2.63	1.412	0.954	2.40	1.134
31	2.107	1.69	2.421	1.188	2.63	1.412	0.940	2.44	1.117
32	2.107	1.69	2.421	1.188	2.63	1.412	0.927	2.47	1.101
33	2.107	1.69	2.421	1.188	2.63	1.412	0.914	2.51	1.086
34	2.107	1.69	2.421	1.188	2.63	1.412	0.902	2.54	1.072
35							0.891	2.57	1.060
36							0.882	2.60	1.048
37							0.874	2.62	1.039

La tabla 10.14 muestra la demanda diversificada de acuerdo con el nivel de consumo el cual es determinado considerando la capacidad o nivel económico del usuario y el índice de mejoramiento del nivel de vida. Con datos tomados en instalaciones de cada clase socioeconómica se elaboraron curvas a las cuales se aplicaron índices de mejoramiento con el nivel de vida que fluctuaron entre el 1 % y el 3 % anual, y se obtuvo así la información tabulada para 8 y 15 años que se usará en el cálculo de transformadores y redes secundarias respectivamente.

El momento eléctrico para la línea de la figura 10.12 se define como:

$$ME = S \times l \quad (10.4)$$

donde:

S = Carga en kVA.

l = Longitud de la línea en metros.

ME = Momento eléctrico en kVAm.

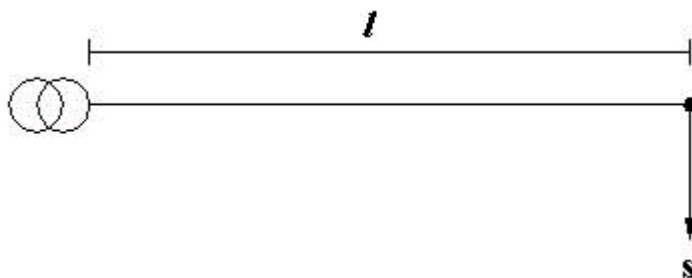


FIGURA 10.12. Línea de derivación simple (carga concentrada en el extremo).

10.6 CONSIDERACIONES PREVIAS AL CÁLCULO DE REDES DE REDES DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIAS

Especialmente en redes de gran envergadura hay que determinar mediante una planificación detallada, la concepción básica y la ejecución de toda la red. De esta forma se cumplen la exigencias que a continuación se indican:

- Alta seguridad de abastecimiento con un gasto relativamente bajo.
- Constitución clara de la red.
- Suficiente estabilización de tensión.
- Seguridad de servicio de la instalación aun en caso de producirse perturbaciones en los diversos medios de transmisión (reserva, selectividad).
- Posibilidad de adaptación a futuros aumentos de carga.

Dentro del programa general de planeación, hay que determinar la configuración apropiada de la red, el dimensionamiento y la selección de los medios de servicio eléctrico de las instalaciones de maniobra, de los transformadores de distribución, de las secciones de los conductores y de los dispositivos de protección de la red.

Las redes de instalación pequeñas (usuarios) se abastecen de la red de baja tensión de las compañías distribuidoras de energía.

Los consumidores grandes tales como edificios comerciales, hospitales, hoteles, teatros, centros deportivos y de investigación, escuelas, universidades, aeropuertos, industrias, etc no pueden alimentarse de la red de baja tensión sino que toman energía de la red de alta tensión.

En las redes de baja tensión, la caída máxima de tensión a plena carga, desde el transformador de distribución hasta el último usuario no ha de exceder del 5 % y las pérdidas de potencia en todo el circuito no excederá el 3 %. Esto se consigue utilizando:

- Cables con secciones grandes
- Transformadores de distribución con tomas de derivación en el lado primario para variar la tensión de salida en caso de ser necesario.
- Tramos cortos de cable.

Los puntos de carga originan en la red una caída de tensión cuya magnitud depende de la intensidad de corriente, del factor de potencia y de la impedancia de cortocircuito en el punto de acometida del receptor.

Los receptores de gran potencia con servicio intermitente originan caídas de tensión que pueden tener influencias perturbadoras en las instalaciones de alumbrado, en los dispositivos de medida y regulación sensibles a las variaciones de tensión muy frecuentes.

La influencia de los puntos de carga en las caídas de tensión se reduce mediante:

- Redes separadas de baja tensión para las instalaciones de iluminación y fuerza.
- Empleo de un transformador de distribución propio para alimentar cargas con servicio intermitente como por ejemplo ascensores, bombas de agua, etc.
- Elección de transformadores de distribución con una tensión nominal de cortocircuito más baja.
- Acometida separada de cargas sensibles a las variaciones de tensión, a través de acondicionadores de potencia.

10.7 CÁLCULO DE REDES RADIALES

Será necesario considerar las siguientes modalidades:

10.7.1 Líneas de derivación simple.

En estas líneas la carga se concentra en el extremo receptor y se presentan con mucha frecuencia como alimentadores de piso en los edificios, en instalaciones industriales, en redes subterráneas con armarios de distribución. Esta línea se muestra en la figura 10.12.

10.7.2 Líneas de alimentación.

Estas están constituidas generalmente por líneas paralelas, usadas solo para alimentar cargas de gran tamaño ubicadas al final de la línea y es más favorable económicamente enviar al centro de distribución dos o más circuitos en paralelo tal como se muestra en la figura 10.13.

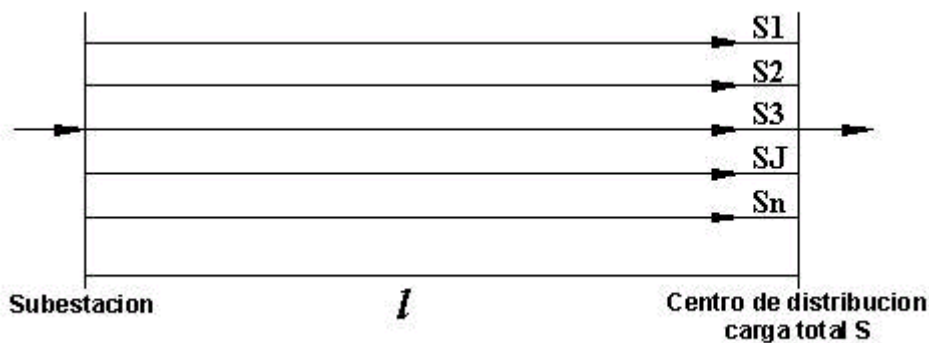


FIGURA 10.13. Líneas de alimentacion (circuitos paralelos).

La carga total estará dada por:

$$S = S_1 + S_2 + S_3 + \dots + S_j + \dots + S_n = \sum_{j=1}^n S_n \quad (10.5)$$

Cada que se presenta este caso se recomienda que cada alimentador en paralelo tenga la misma sección (para calibres mayores o iguales a 1 / 0 AWG), por lo que las cargas que tomaría cada alimentador serían iguales, es decir:

$$S_1 = S_2 = \dots = S_j = \dots = S_n \quad (10.6)$$

o sea que:

$$S = nS_j \quad (10.7)$$

El momento eléctrico de cada línea es:

$$ME_j = \frac{S}{n} l \quad (10.8)$$

y momento eléctrico total será:

$$ME = S \times l \text{ kVAm} \quad (10.9)$$

con una sección equivalente a la suma de las secciones de los alimentadores.

10.7.3 LINEAS CON CARGA UNIFORMEMENTE DISTRIBUIDA.

Ha sido uno de los métodos tradicionales pues el 70% de las redes actuales han sido calculadas asumiendo carga uniformemente distribuida. Constituye una aproximación relativa a la realidad y es el que más economía aporta a los proyectos.

Se parte del caso ideal de una línea con carga uniformemente distribuida a lo largo del trayecto como se muestra en la figura 10.14 donde la carga total equivalente se concentra:

- En la mitad de la línea para cálculos de regulación.
- En la tercera parte de la línea para cálculos de pérdidas.

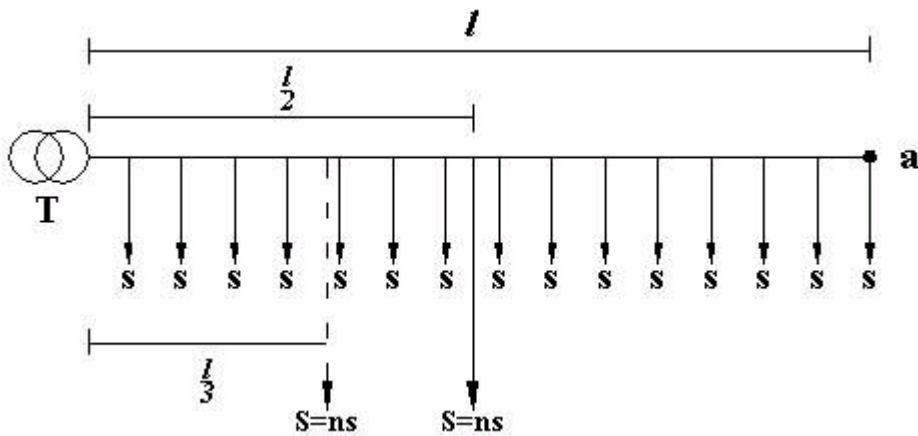


FIGURA 10.14. Línea con carga uniformemente distribuida.

El caso ideal contempla que cada una de las cargas componentes son iguales y el momento eléctrico será:

Para el cálculo de regulación de tensión:

$$(ME)_{ta} = S \times \frac{l}{2} \quad (10.10)$$

Para el cálculo de las pérdidas de energía:

$$(ME)_{ta} = S \times \frac{l}{3} \quad (10.11)$$

La sección se mantiene constante a lo largo de toda la línea. El caso real que más se aproxima en la práctica se da cuando la línea se apoya en perchas o palomillas a lo largo de aleros o paramentos de las edificaciones alineadas, donde la acometida se va derivando justo en frente de cada edificación.

10.7.4 Línea con carga uniformemente distribuida en una parte de ella.

Esta línea es de características muy similares a la anterior como se muestra en la figura 10.15. El procedimiento de cálculo se repite para la parte de la línea con carga uniformemente distribuida.

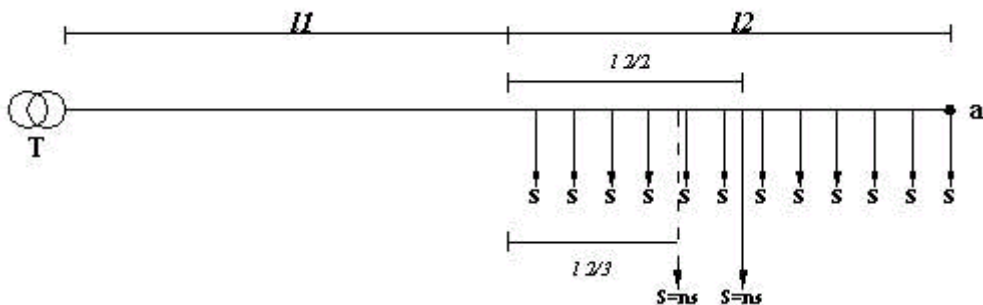


FIGURA 10.15. Línea con carga uniformemente distribuida en una parte de ella

El momento eléctrico se calculará mediante las siguientes expresiones.

Para el cálculo de regulación de tensión

$$(ME)_{ta} = S \cdot \left(l_1 + \frac{l_2}{2} \right) \quad (10.12)$$

Para el cálculo de pérdidas de energía:

$$(ME)'_{ta} = S \cdot \left(l_1 + \frac{l_2}{3} \right) \quad (10.13)$$

10.7.5 Líneas de derivación múltiple de sección constante (Carga punto a punto con origen de momentos fijo)

En este caso la línea tendrá la misma sección en todo su recorrido y las cargas de diferente magnitud se encuentran espaciadas irregularmente como se muestra en la figura 10.16.

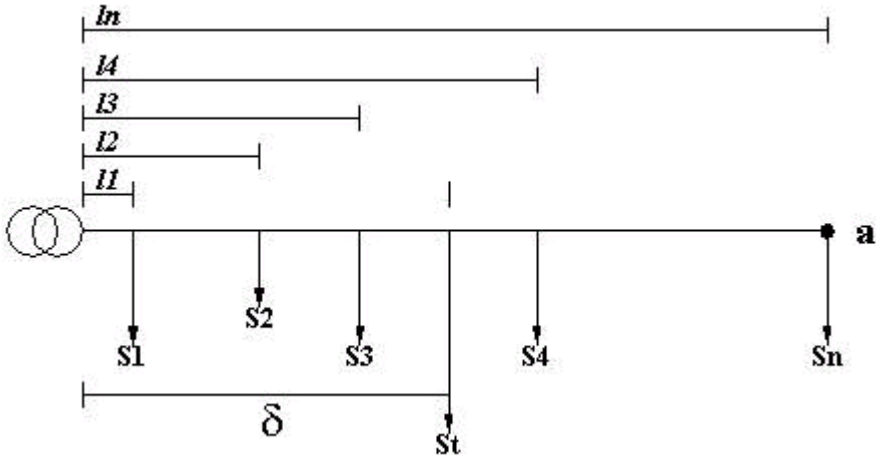


FIGURA 10.16. Líneas de derivación múltiple.

El momento eléctrico de la línea será (considerando origen de momentos fijo)

$$(ME)_{ta} = S_1 l_1 + S_2 l_2 + S_3 l_3 + \dots S_n S_n = \sum_{j=1}^n S_j l_j \quad (10.14)$$

La carga total S_t que corresponde a la suma de todas las cargas conectadas puede concentrarse en un punto situado a una distancia δ del origen llamada longitud ficticia y el punto donde se concentra se llamará centro virtual de carga, donde:

$$\sum_{j=1}^n S_j \delta = \sum_{j=1}^n S_j l_j \quad (10.15)$$

y por tanto:

$$\delta = \frac{\sum_{j=1}^n S_j l_j}{\sum_{j=1}^n S_j} = \frac{(ME)_{ta}}{S_t} \quad (10.16)$$

y el momento eléctrico equivalente será:

$$(ME)_{ta} = S_t \cdot \delta \quad (10.17)$$

10.7.6 Líneas con carga uniformemente distribuida y con cargas irregulares (con sección constante)

Este caso mixto se presenta cuando además de la carga uniformemente distribuida existen otras cargas espaciadas irregularmente y de tamaño considerable como se muestra en la figura 10.17.

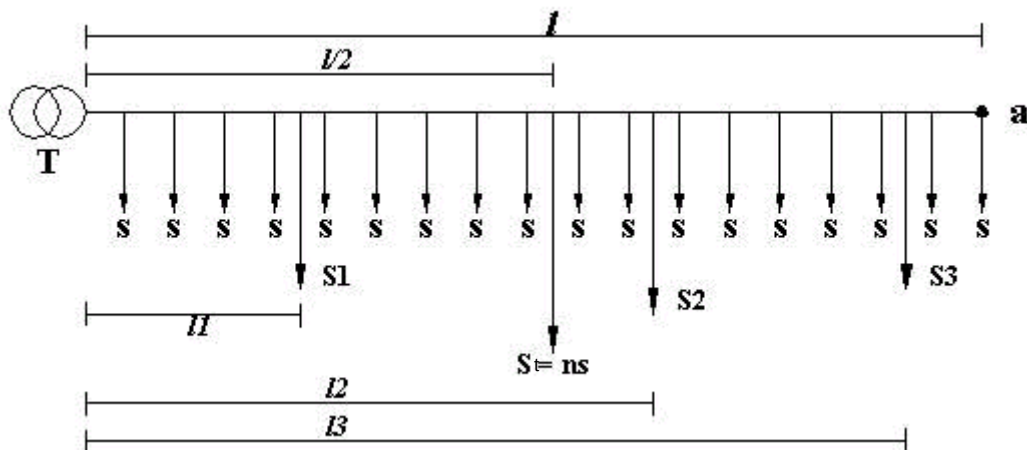


FIGURA 10.17. Línea mixta con sección constante.

El momento eléctrico estará dado por:

Para cálculos de regulación:

$$(ME)_{ta} = S_t \cdot \frac{l}{2} + \sum_{j=1}^n S_j l_j \quad (10.18)$$

Para cálculos de pérdidas:

$$(ME)'_{ta} = S_t \cdot \frac{l}{3} + \sum_{j=1}^n S_j l_j \quad (10.19)$$

10.7.7 Líneas de derivación múltiple con sección constante (carga concentrada punto a punto con origen de noamtos variable).

Es similar a la línea del numeral 10.7.5, lo único que cambia es la manera de tomar el origen de momentos. Se basa en el hecho real de que las cargas están concentradas en puntos fijos (por ejemplo los postes), siendo cada punto un origen y un extremo diferente formando así los tramos, lo que facilita la tabulación en la presentación de los cálculos. La línea se presenta en la figura 10.18.

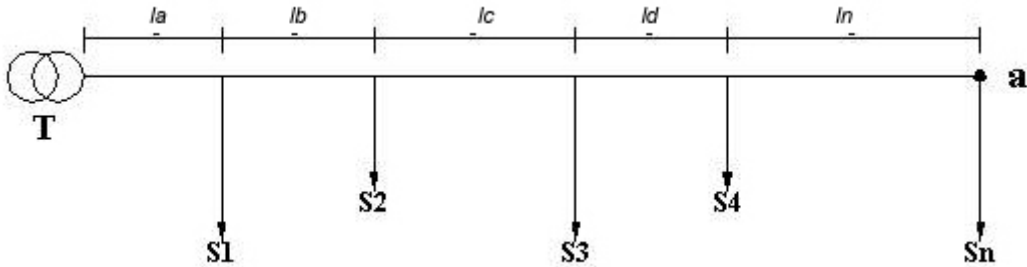


FIGURA 10.18. Carga concentrada punto a punto con origen de momentos variable.

El momento eléctrico total de la línea estará dado por:

$$(ME)_{Ta} = (S_1 + S_2 + \dots + S_n)la + (S_2 + S_3 + \dots + S_n)lb + (S_3 + S_4 + \dots + S_n)lc + S_n l_n$$

al factorizar esta expresión obtenemos:

$$(ME)_{Ta} = S_1 la + S_2(la + lb) + S_3(la + lb + lc) + S_4(la + lb + lc + ld) + S_n(la + lb + lc + ld + \dots l_n) \quad (10.20)$$

fórmula similar a la obtenida para la línea con origen de momentos fijo.

10.7.8 Diseño telescópico.

El momento eléctrico se calcula de la misma manera que el caso anterior, la diferencia radica en que el calibre para cada tramo bajará gradualmente a medida que se aleja del punto de alimentación.

Aunque se presenta como posible solución para redes de distribución secundaria se le observan los siguientes inconvenientes:

- No permite suplencias.
- Se pierde la flexibilidad ya que no permite aumentos de carga.
- Hay que hacer un empalme en cada poste, lo que es antieconómico ya que se debe adicionar una percha y elaborar un puente.
- Se incrementa la mano de obra.

Se puede buscar un término medio entre los dos últimos métodos, limitando la cantidad de calibres a utilizar, a 2, máximo 3.

10.7.9 Línea con ramificaciones.

Se trata de la configuración más utilizada en electrificación urbana y rural en Colombia.

Un ejemplo de esta configuración se muestra en la figura 10.19.

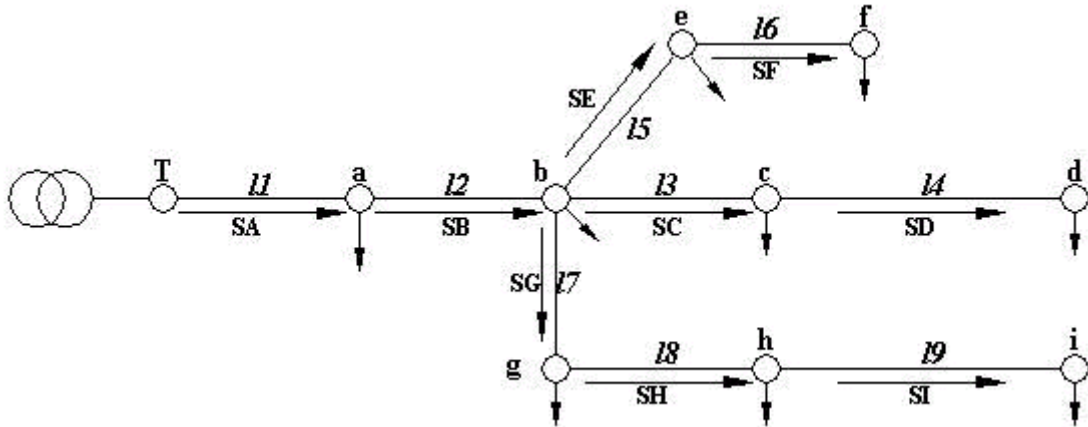


FIGURA 10.19. Línea con ramificaciones.

Para su cálculo se recomienda el método de carga concentrada punto a punto con origen de momentos variable. Si se desea variar la sección se recomienda hacerlo sólo en los puntos de derivación de ramificaciones (punto b), bajando hasta 2 galgas el calibre del conductor.

El método básicamente consiste en hallar los flujos de carga en cada tramo: bien sea considerando cargas constantes o usando cargas diversificadas como efectivamente resulta más económico.

El momento eléctrico total de una trayectoria determinada será simplemente la suma de los momentos eléctricos de los tramos que la componen. La trayectoria se selecciona buscando la forma lógica de llegar hasta el último usuario.

$$(ME)_{Tabcd} = S_A L_1 + S_B L_2 + S_C L_3 + S_D L_4 \quad (10.21)$$

$$(ME)_{Tabeef} = S_A L_1 + S_B L_2 + S_E L_5 + S_F L_6 \quad (10.22)$$

$$(ME)_{Tabghi} = S_A L_1 + S_B L_2 + S_G L_7 + S_H L_8 + S_I L_9 \quad (10.23)$$

EJEMPLO 1

Considérese el circuito radial alimentado por el transformador 0706024 de 50 kVA, monofásico de la red fundadores a 13.2 kV y ubicado en el barrio San Jorge de la ciudad de Manizales (ver figura 10.20). Dicho transformador está montado en un poste de ferroconcreto de 12 metros a través de un collarín para transformador y alimenta una red monofásica trifilar (radial) y construcción aérea.

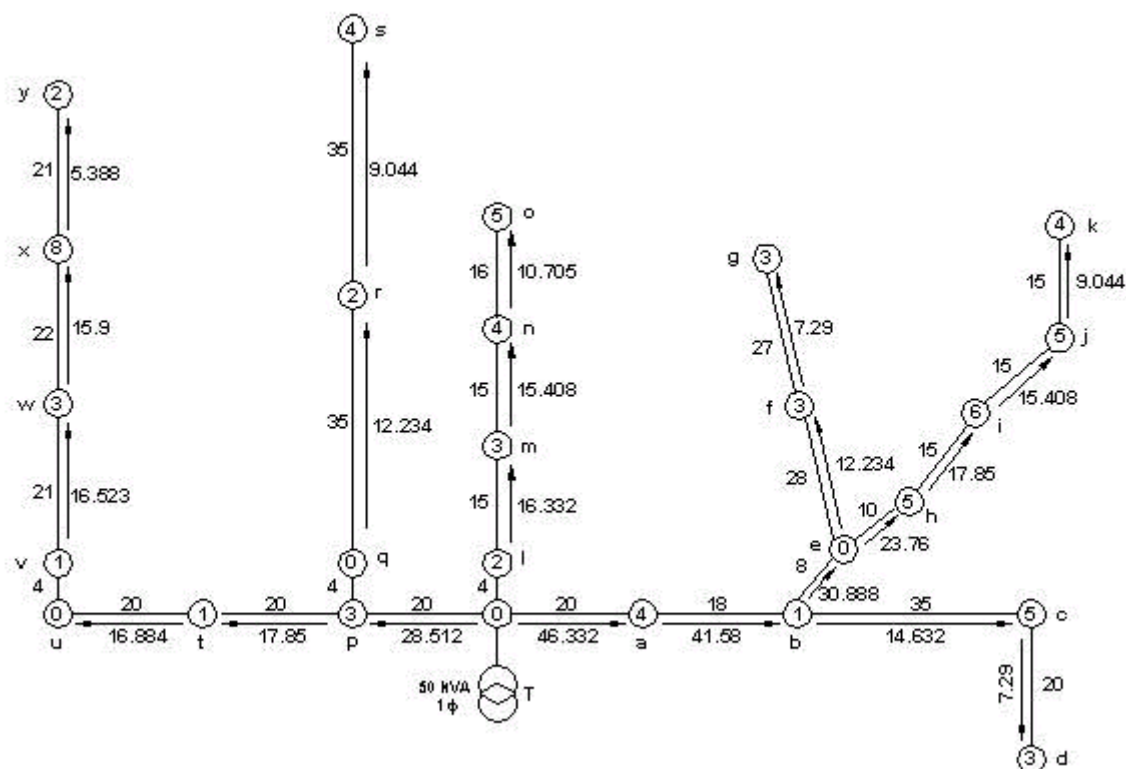


FIGURA 10.20. Diagrama del circuito radial del ejemplo 1 con flujo de carga.

El circuito en mención se encuentra en calibre número 2 AWG de cobre aislado en sistema monofásico trifilar 120 / 240 V y espaciados 10 cm; y alimenta un total de 77 usuarios de estrato 4 clase media, la carga total del transformador es de $77 \times 1.118 = 91.476$ kVA.

Usando la demanda diversificada para clase media a 8 años mostrada en la tabla 10.14 se requiere:

- Hacer los cálculos de % Reg y % pérdidas.
- Hallar los kW totales de pérdidas para el circuito.
- Hacer un diagnóstico sobre el estado actual de funcionamiento de la red: sobrecargas en tramos y transformador de distribución, regulación máxima encontrada, costo de las pérdidas en los próximos 10 años
- Establecer unas recomendaciones para mejorar el funcionamiento eléctrico tratando de conservar en conductor actual.
- Hacer efectivas las soluciones dadas y encontrar para ellas el costo de las pérdidas.
- Para una proyección de 10 años hallar el valor presente de las pérdidas recuperadas.
- Presentar los diagramas con flujos de carga.

TABLA 10.15. Cuadro de cálculo para el circuito radial del ejemplo 1.

Trayectoria	Tramo	Longitud Tramo m	Nro Usuarios	kVA Usuario	kVA totales tramo	Momento eléctrico kVA·m	Conductor			% de regulación		Corriente A	Pérdidas de potencia		
							Fases		Neutro	Parcial	acumulada			kW/ tramo	kW acumulados
							Nro	Calibre							
1	Ta	20	39	1.188	46.332	926.64	2	2 AWG	4 AWG	2.13	2.13	201.4	2.05	0.902	0.902
	ab	18	35	1.188	41.580	748.44	2	2 AWG	4 AWG	1.72	3.85	180.8	1.66	0.666	1.568
	bc	35	8	1.829	14.632	512.42	2	2 AWG	4 AWG	1.18	5.03	63.6	1.14	0.158	1.726
	cd	20	3	2.430	7.290	145.80	2	2 AWG	4 AWG	0.33	5.36	31.7	0.32	0.022	1.748
2	Ta	20	39	1.188	46.332	926.64	2	2 AWG	4 AWG	2.13	2.13	201.4			
	ab	18	35	1.188	41.580	748.44	2	2 AWG	4 AWG	1.72	3.85	180.8			
	be	8	26	1.188	30.888	247.104	2	2 AWG	4 AWG	0.57	4.42	134.3	0.55	0.161	1.909
	ef	28	6	2.039	12.234	342.552	2	2 AWG	4 AWG	0.79	5.21	53.2	0.76	0.088	1.997
	fg	27	3	2.43	7.29	196.83	2	2 AWG	4 AWG	0.45	5.66	31.7	0.44	0.030	2.027
3	Ta	20	39	1.188	46.332	926.64	2	2 AWG	4 AWG	2.13	2.13	201.4			
	ab	18	35	1.188	41.58	748.104	2	2 AWG	4 AWG	1.72	3.85	180.8			
	be	8	26	1.188	30.888	247.104	2	2 AWG	4 AWG	0.57	4.42	134.3			
	eh	10	20	1.188	23.76	237.6	2	2 AWG	4 AWG	0.55	4.97	103.3	0.53	0.120	2.147
	hi	15	15	1.19	17.85	267.85	2	2 AWG	4 AWG	0.61	5.58	77.6	0.59	0.100	2.247
	ij	15	9	1.712	15.408	231.12	2	2 AWG	4 AWG	0.53	6.11	67.0	0.51	0.075	2.322
	jk	15	4	2.61	9.044	135.66	2	2 AWG	4 AWG	0.31	6.42	39.3	0.30	0.026	2.348
4	Tl	4	14	1.206	16.884	67.536	2	2 AWG	4 AWG	0.16	0.16	73.4	0.15	0.024	2.372
	lm	15	12	1.361	16.332	244.98	2	2 AWG	4 AWG	0.56	0.72	71.0	0.54	0.084	2.456
	mn	15	9	1.712	15.408	231.12	2	2 AWG	4 AWG	0.53	1.25	67.0	0.51	0.075	2.531
	no	16	5	2.141	10.705	171.28	2	2 AWG	4 AWG	0.39	1.64	46.5	0.38	0.039	2.570
5	Tp	20	24	1.188	28.512	570.24	2	2 AWG	4 AWG	1.31	1.31	123.9	1.26	0.341	2.911
	pq	4	6	2.039	12.234	48.936	2	2 AWG	4 AWG	0.11	1.42	53.2	0.11	0.013	2.924
	qr	35	6	2.039	12.234	428.19	2	2 AWG	4 AWG	0.98	2.40	53.2	0.95	0.110	3.034
	rs	35	4	2.261	9.044	316.54	2	2 AWG	4 AWG	0.73	3.13	39.3	0.70	0.060	3.094
6	Tp	20	24	1.188	28.512	570.24	2	2 AWG	4 AWG	1.31	1.31	1.24			
	pt	20	15	1.19	17.85	357.0	2	2 AWG	4 AWG	0.82	2.13	77.6	0.79	0.134	3.228
	tu	20	14	1.206	16.884	337.68	2	2 AWG	4 AWG	0.78	2.91	73.4	0.75	0.120	3.348
	uv	4	14	1.206	16.884	67.536	2	2 AWG	4 AWG	0.16	3.07	73.4	0.15	0.024	3.372
	vw	21	13	1.273	16.523	346.903	2	2 AWG	4 AWG	0.80	3.87	71.8	0.77	0.121	3.493
	wx	22	10	1.59	15.9	349.8	2	2 AWG	4 AWG	0.80	4.67	69.1	0.78	0.118	3.611
	xy	21	2	2.694	5.388	113.148	2	2 AWG	4 AWG	0.26	4.93	23.4	0.25	0.013	3.624

Solución:

- Los cálculos de % Reg y % perdidas se consignan en la tabla 10.15
- Los kW de pérdidas totales suman 3.624 kW (ver tabla 10.15) que corresponden al 4.17 % = $(3.624 / 91.476 \times 0.95) \times 100$; el máximo permitido es 3 %
- El tramo Ta se encuentra sobrecargado en 18.2 % y el tramo ab en un 5.9 %
- La regulación máxima encontrada fue del 6.42 localizada en el nodo K, sobrepasando la regulación máxima permitida que es del 5%.

- El transformador está sobrecargado el 183 % = $(91.476/50) \times 100$.
- Para encontrar el valor presente de las pérdidas de potencia y energía V_{ppPE} se emplea la expresión:

$$V_{ppPE} = \text{Pérdidas de potencia } (K_p \cdot K_c^2 + 8760 K_e FP) \sum_{i=1}^{10} \frac{(1+j)^{2i}}{(1+t)^i} \quad (10.24)$$

donde:

Pérdidas de potencia	kW de pérdida totales	3.624 kW
Kp	Costo de potencia a Diciembre de 1998	29687 \$/kW
Kc	Factor de coincidencia de la carga pico	1.0
Ke	Costo marginal de energía a diciembre de 1988	7.07 \$/kW (clase media)
FP	Factor de pérdidas	0.4 para redes viejas 0.35 para redes nuevas

$$FP = C \cdot F_c + (1 - C)F_c^2 \quad (10.25)$$

El valor de FP = 0.4 corresponde aproximadamente para un $F_c = 0.6$ y $C = 0.17$ (10.26)
donde:

- n Período de proyección = 10 años ($i = 1, 2, 3, 4, \dots, 10$)
j Tasa de crecimiento anual de la demanda = 2.5 %
t Tasa de descuento = 12 %

Reemplazando valores en la fórmula 10.24, se encuentra:

$$V_{ppPE} = 3.264(29678 \cdot 1.0 + 8760 \cdot 7.07 \cdot 0.4) \sum_{i=1}^{10} \frac{(1+0.025)^{2i}}{(1+0.12)^i}$$

$$V_{ppPE} = 3.264 \times 54460.28 \times 7.154757$$

$$V_{ppPE} = 1412091.90 \text{ pesos}$$

Recomendaciones.

- Partir el circuito en 2 partes, cada una con un transformador de 50 kVA 1 ϕ y ubicados en los nodos p y e, eliminando el tramo crítico Ta tal como se muestra en las figuras 10.21 y 10.22.
- Los cálculos de % Reg y % Pérdidas se muestran en las tablas 10.16 y 10.17.
- El transformador T_1 quedó con una carga de 45.144 kVA y T_2 con 46.332 kVA.
- Los kW de pérdida para el circuito del transformador T_1 suman 1.055 kW equivalentes al $2.46 \% = \left(\frac{1.055 \times 100}{45.144 \times 0.95} \right)$
- El transformador T_1 quedó con 38 usuarios y T_2 con 39 usuarios.
- Los kW de pérdidas para el circuito del transformador T_2 suman 0.696 kW equivalentes al $1.58 \% = \left(\frac{0.696 \times 100}{46.332 \times 0.95} \right)$

- Los kW de pérdidas totales resultantes: 1.751 kW para los dos circuitos ya remodelados.
- Los niveles alcanzados de regulación se encuentran ya por debajo del 5% (máximo encontrado 3.62 %).
- Los transformadores quedan con unas cargas de 90.3 % para T_1 y 92.7% para T_2 o sea $(45.144/50) \times 100$ y $(46.332/50) \times 100$.
- El valor presente de las pérdidas teniendo en cuenta las remodelaciones es:

$$V_{ppPE} = 1.751(29678 \cdot 1.0 + 8760 \cdot 7.07 \cdot 0.4) \sum_{i=1}^{10} \frac{(1 + 0.025)^{2i}}{(1 + 0.12)^i}$$

$$V_{ppPE} = 682.277.27 \text{ pesos}$$

El valor recuperado será:

$$V_{ppPE} - V'_{ppPE} = 1.412.091,90 - 682.277,27 = 729.814.63 \text{ pesos.}$$

Valor este que justifica plenamente el costo del transformador monofásico de 50 KVA. y la estructura del montaje con la ampliación de red primaria.

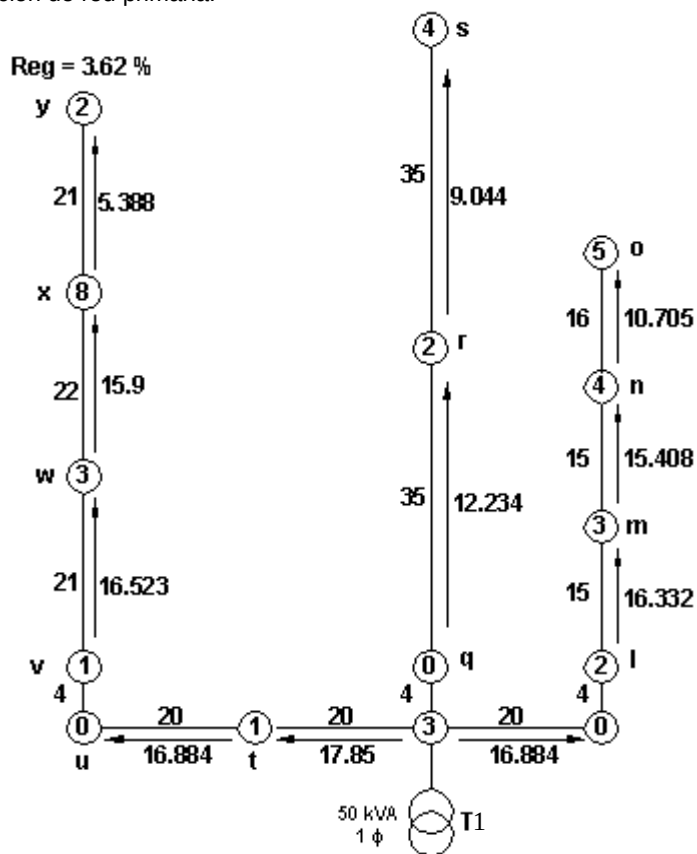


FIGURA 10.21. Circuito radial N° 1 partición.

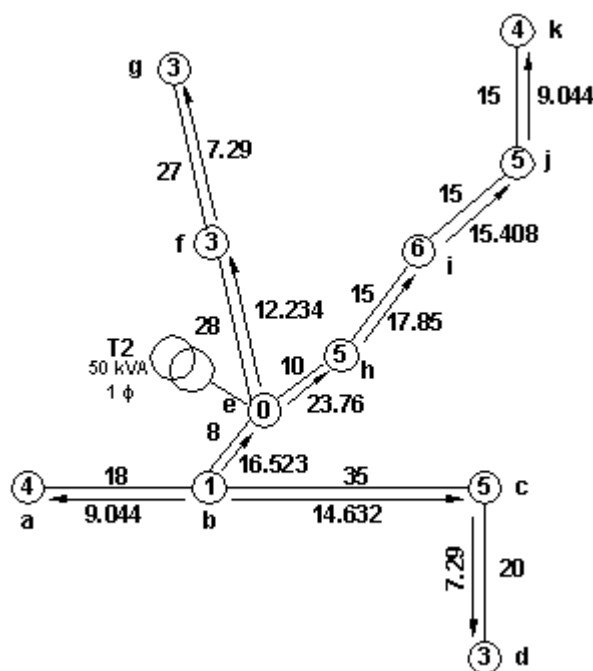


FIGURA 10.22. Circuito radial N° 2 partición.

10.8 CÁLCULO DE REDES EN ANILLO SENCILLO

Son también llamadas LÍNEAS CERRADAS o LÍNEAS ALIMENTADAS BILATERALMENTE con tensiones iguales en los extremos.

Todos los usuarios conectados al anillo conforman un grupo de n usuarios y cada uno tendrá la misma demanda diversificada pues usan el mismo factor de diversidad.

La concepción más común es la de un circuito cerrado alimentado por un solo punto como se muestra en la figura 10.23 a manera de ejemplo con 5 derivaciones de carga.

TABLA 10.16. Cuadro de cálculo del circuito radial N° 1 (partición).

Trayectoria	Tramo	Longitud Tramo m	Nro Usuarios	kVA Usuario	kVA totales tramo	Momento eléctrico kVA·m	Conductor			% de regulación		Corriente A	Pérdidas de potencia		
							Fases		Neutro	Parcial	acumulada		%	kW/ tramo	kW acumulados
							Nro	Calibre							
1	pt	20	15	1.19	17.85	357	2	2 AWG	4 AWG	0.82	0.82	77.6	0.79	0.134	0.134
	tu	20	14	1.206	16.884	337.68	2	2 AWG	4 AWG	0.78	1.60	73.4	0.75	0.120	0.254
	uv	4	14	1.206	16.884	67.536	2	2 AWG	4 AWG	0.16	1.76	73.4	0.15	0.024	0.278
	vw	21	13	1.271	16.526	346.903	2	2 AWG	4 AWG	0.80	2.56	71.8	0.77	0.121	0.399
	wx	22	10	1.59	15.9	349.8	2	2 AWG	4 AWG	0.80	3.36	69.1	0.78	0.118	0.517
	xy	21	2	2.694	5.388	113.148	2	2 AWG	4 AWG	0.26	3.62	23.4	0.25	0.013	0.530
2	pq	4	6	2.039	12.234	48.936	2	2 AWG	4 AWG	0.11	0.11	53.2	0.11	0.013	0.543
	qr	35	6	2.039	12.234	428.19	2	2 AWG	4 AWG	0.98	1.09	53.2	0.95	0.110	0.653
	rs	35	4	2.261	9.044	316.54	2	2 AWG	4 AWG	0.73	1.82	39.2	0.70	0.060	0.713
3	pt	20	14	1.206	16.884	337.68	2	2 AWG	4 AWG	0.78	0.78	73.4	0.75	0.120	0.833
	tl	4	14	1.206	16.884	67.536	2	2 AWG	4 AWG	0.16	0.94	73.4	0.15	0.024	0.857
	lm	15	12	1.361	16.332	244.98	2	2 AWG	4 AWG	0.56	1.50	71.0	0.54	0.084	0.941
	mn	15	9	1.712	15.408	231.12	2	2 AWG	4 AWG	0.53	2.03	67.0	0.51	0.075	1.016
	no	16	5	2.141	10.705	171.28	2	2 AWG	4 AWG	0.39	2.42	46.5	0.38	0.039	1.055

TABLA 10.17. Cuadro de cálculo del circuito radial N° 2 (partición).

Trayectoria	Tramo	Longitud Tramo m	Nro Usuarios	kVA Usuario	kVA totales tramo	Momento eléctrico kVA·m	Conductor			% de regulación		Corriente A	Pérdidas de potencia		
							Fases		Neutro	Parcial	acumulada		%	kW/ tramo	kW acumulados
							Nro	Calibre							
1	ef	28	6	2.039	12.234	342.552	2	2 AWG	4 AWG	0.79	0.79	53.2	0.76	0.088	0.088
	fg	27	3	2.43	7.29	196.83	2	2 AWG	4 AWG	0.45	1.24	31.7	0.44	0.030	0.118
2	eh	10	20	1.188	23.76	237.6	2	2 AWG	4 AWG	0.55	0.55	103.3	0.53	0.120	0.238
	hi	15	15	1.19	17.85	267.75	2	2 AWG	4 AWG	0.61	1.16	77.6	0.59	0.100	0.338
	ij	15	9	1.712	15.408	231.12	2	2 AWG	4 AWG	0.53	1.69	67.0	0.51	0.075	0.413
	jk	15	4	2.261	9.044	135.66	2			0.31	2.00	39.3	0.30	0.026	0.439
3	eb	8	13	1.271	16.523	132.184	2	2 AWG	4 AWG	0.30	0.30	71.8	0.29	0.046	0.485
	ba	18	4	2.261	9.044	162.792	2	2 AWG	4 AWG	0.37	0.67	39.3	0.36	0.031	0.516
4	eb	8	13	1.271	16.523	132.184	2	2 AWG	4 AWG	0.30	71.8				
	bc	35	8	1.829	14.632	512.12	2	2 AWG	4 AWG	1.18	1.48	63.6	1.14	0.158	0.674
	cd	20	3	2.43	7.29	145.8	2	2 AWG	4 AWG	0.33	1.81	31.7	0.32	0.022	0.696

La potencia S se bifurca en el circuito y se comprende que habrá un punto de carga que se servirá de flujos de carga que provienen de 2 tramos consecutivos (punto M por ejemplo). Este circuito también puede representarse como una línea alimentada por 2 extremos con idéntico voltaje como se ilustra en la figura 10.24.

Suponiendo que S3 situada en el punto M recibe alimentación por ambos lados, este punto M se convierte en el punto de corte (punto de igual caída de voltaje). La línea de la figura 10.24 puede también representarse mediante circuitos separados (radiales) como se observa en la figura 10.25.

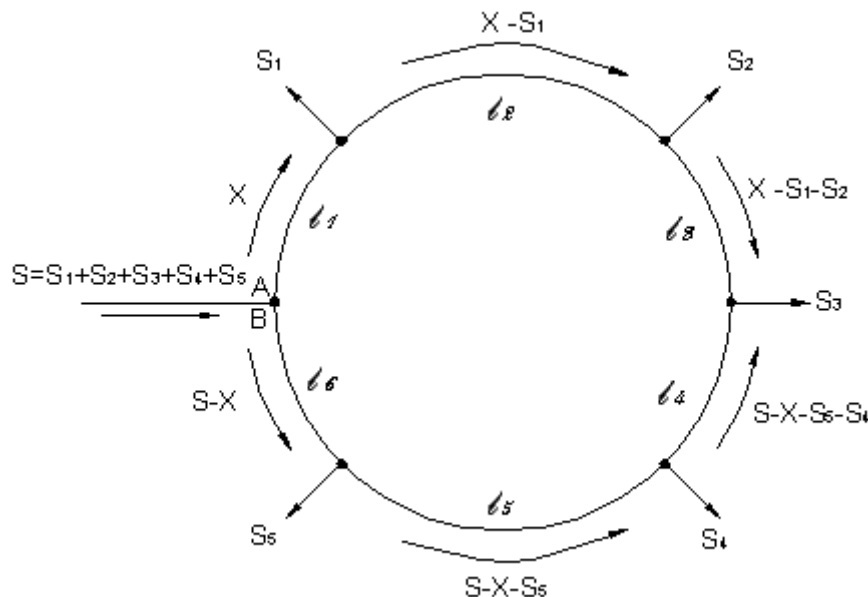


FIGURA 10.23. Línea en anillo sencillo.

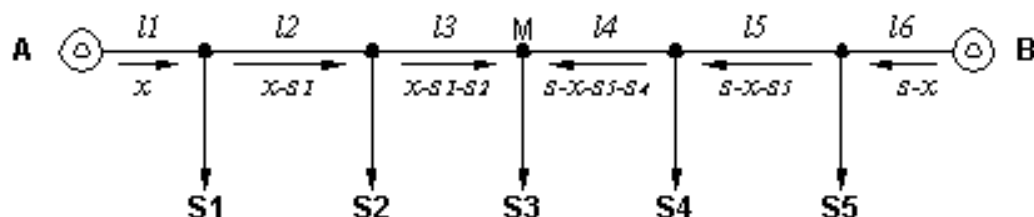


FIGURA 10.24. Circuitos radiales equivalentes.

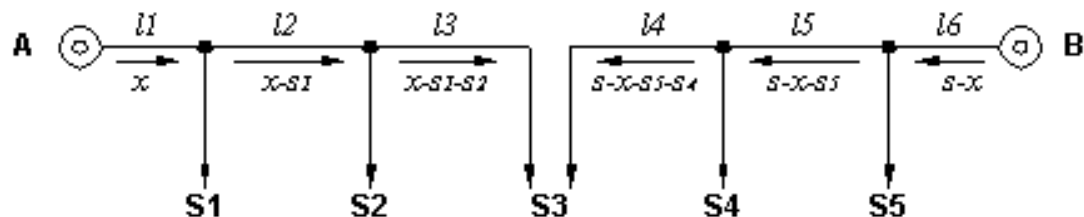


FIGURA 10.25. Circuitos radiales equivalentes.

En los circuitos en anillo como el de la figura 10.23 y en los circuitos con 2 puntos de alimentación como el de la figura 10.24 se cumple que:

$$\sum (ME)_{AM} = \sum (ME)_{BM} \quad (10.27)$$

o sea que:

$$XI_1 + (X - S_1)I_2 + (X - S_1 - S_2)I_3 = (S - X - S_5 - S_4)I_4 + (S - X - S_5)I_5 + (S - X)I_6 \quad (10.28)$$

siempre y cuando la sección se mantenga constante.

Concluyéndose así que en las redes de anillo sencillo la sumatoria de momento eléctricos es igual a cero o sea $\sum ME = 0$.

Resolviendo a la ecuación 10.28 se obtiene el valor de X y se determina así el flujo de carga de los 2 segmentos del circuito. Es posible que el punto M que toma carga por ambos lados se desplace a otro sitio, lo cual no cambia los cálculos ya hechos.

EJEMPLO 2

Considérese el circuito en anillo sencillo alimentado por el transformador 0706023 de 150 kVA trifásico de la red fundadores a 13.2 kV y ubicado en la calle 48 con carrera 22 A barrio San Jorge de la ciudad de Manizales (ver figura 10.26).

El circuito presenta una demanda de 152.46 kVA. (máxima) y conectados a el 121 usuarios, lo que da una demanda de 1.26 kVA / usuario. La zona se clasifica como clase media.

La red es trifásica tetrafilar y se encuentra en calibre número 2 AWG de cobre aislado a excepción de los tramos VW y WX que están en calibre número 4 AWG de cobre aislado; el espaciamiento entre conductores es de 10 cm.

- Hacer un análisis del estado actual de funcionamiento de la red, evaluando las pérdidas y sus costos.
- Establecer las recomendaciones para mejorar las condiciones operativas de la red.
- Materializar las soluciones recomendadas y hallar el costo presente de las pérdidas, encontrar además el valor recuperado. Es importante procurar la conservación del calibre del conductor.
- Presentar los diagramas con los flujos de carga.

Solución

- Para hacer el análisis del estado actual nos basamos en los factores de diversidad para clase media de la tabla 10.14 y las constantes de regulación y pérdidas de la tabla 10.9.

En la figura 10.26 se consignan los valores definitivos de flujo de carga en donde para las partes derivadas del anillo se calculan de la misma forma que se hizo en el ejemplo número 1 usando demanda diversificada en función del número de usuarios. Para el cálculo de los flujos de carga del anillo se procede como se indica a continuación:

- Se prepara el anillo sencillo como se muestra en la figura 10.27 concentrando los usuarios de los ramales en los puntos donde estos se derivan.
- Se determina el número total de usuarios que se alimentan del anillo (usuarios en el punto a no intervienen para nada en el cálculo del anillo, solo para el cálculo del transformador). $N = 121$
- Se determinan los kVA / usuario = 1.26 en este caso; este valor se multiplicará por el número de usuarios en cada punto. Asumiendo el * en el punto r.
- Los kVA. del anillo serán: $1.36 \times 121 = 152.46$ kVA.
- Teniendo en cuenta que para las trayectorias cerradas la $\sum ME = 0$ se plantea la siguiente ecuación:

$$5(152.46 - A) + 17(134.82 - A) + 16(109.62 - A) + 15(95.76 - A) + 25(94.5 - A) - 25(A - 85.68) - 25(A - 76.86) - 25(A - 64.26) - 25(A - 52.92) - 16(A - 41.1) - 16(A - 35.28) - 17(A - 31.5) - 6(A - 31.5) - 25(A - 22.68) - 25(A - 17.64) - 25(A - 8.82) - 25(A - 5.04) - 25A = 0$$

$$18949.14 - 355A = 0 \Rightarrow A = 53.38$$

- Se despeja el valor de A, se reemplaza su valor y los resultados consignan en la figura 10.26.

En la tabla 10.18 se muestran los cálculos de regulación y pérdidas del circuito actual que permiten sacar las siguientes conclusiones:

El circuito presenta una regulación máxima de 10.3 % en el nodo n (Reg máxima permitida 5 %).

Por el tramo ay circula una corriente de 261.3 A presentando una sobrecarga del 54 % (corriente máxima permitida por el N° 2 AWG de Cu 170 Amp).

Por el tramo yv circula una corriente de 214.6 A presentando una sobrecarga del 26 %.

El transformador presenta un % de carga de $(152.46 / 150) \times 100 = 101.64$ %

Obsérvese que el punto * se desplazó de $\underline{r}$ a $\underline{q}$, pero esto no varía para nada los cálculos ya hechos.

Para hallar el valor presente de las pérdidas se emplea la fórmula 10.24 y los mismos datos del ejemplo 1.

$$V_{ppPE} = 8.52(29678 \cdot 1.0 + 8760 \cdot 7.07 \cdot 0.4) \sum_{i=1}^{10} \frac{(1 + 0.025)^{2i}}{(1 + 0.12)^i}$$

$$V_{ppPE} = 8.52 \times 54460.28 \times 7.154757$$

$$V_{ppPE} = 3'319.818.6 \text{ pesos}$$

El nivel de pérdidas alcanza un valor de $(8.52 / 152.46 \times 0.95) \times 100 = 5.88$ %

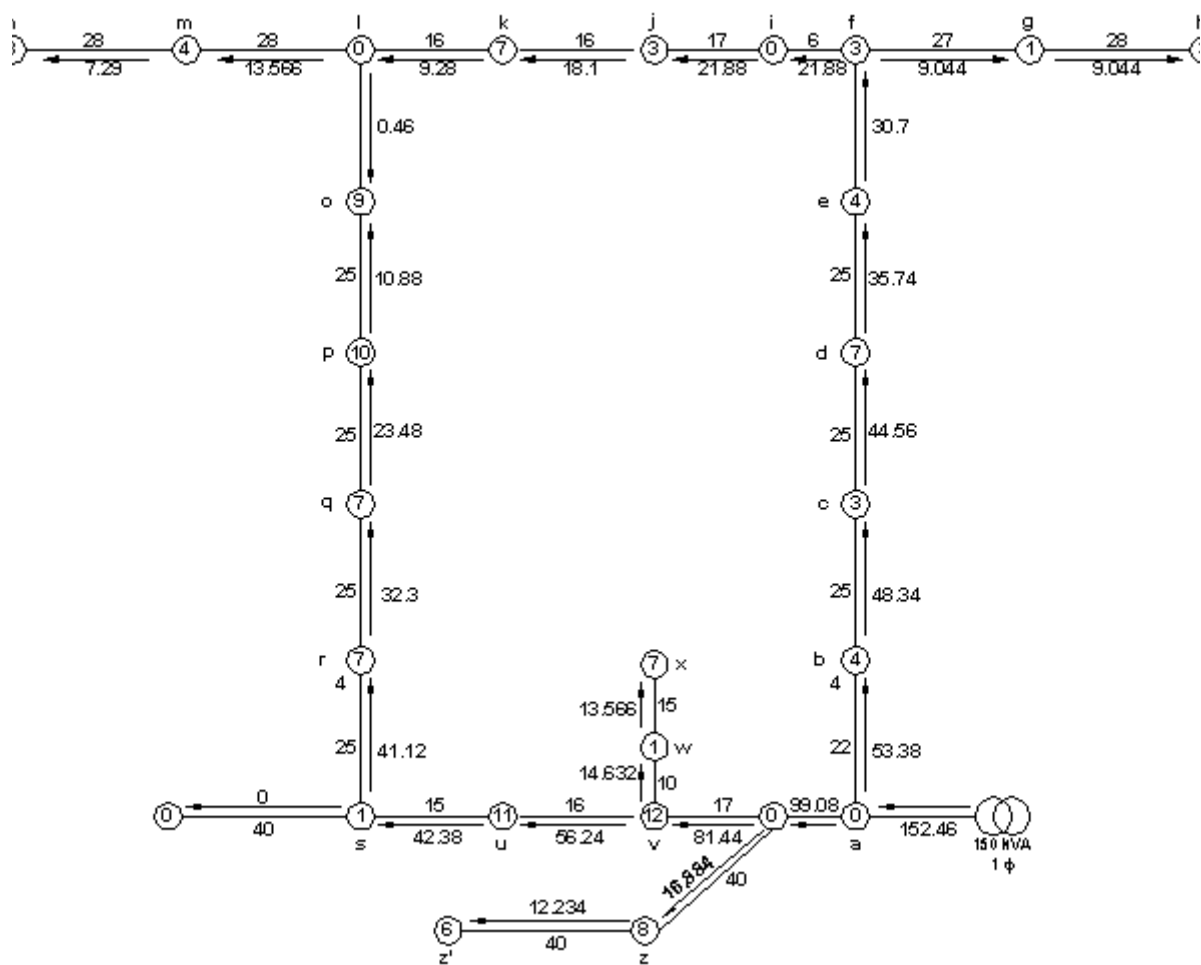


FIGURA 10.26. Circuito en anillo sencillo del ejemplo 2.

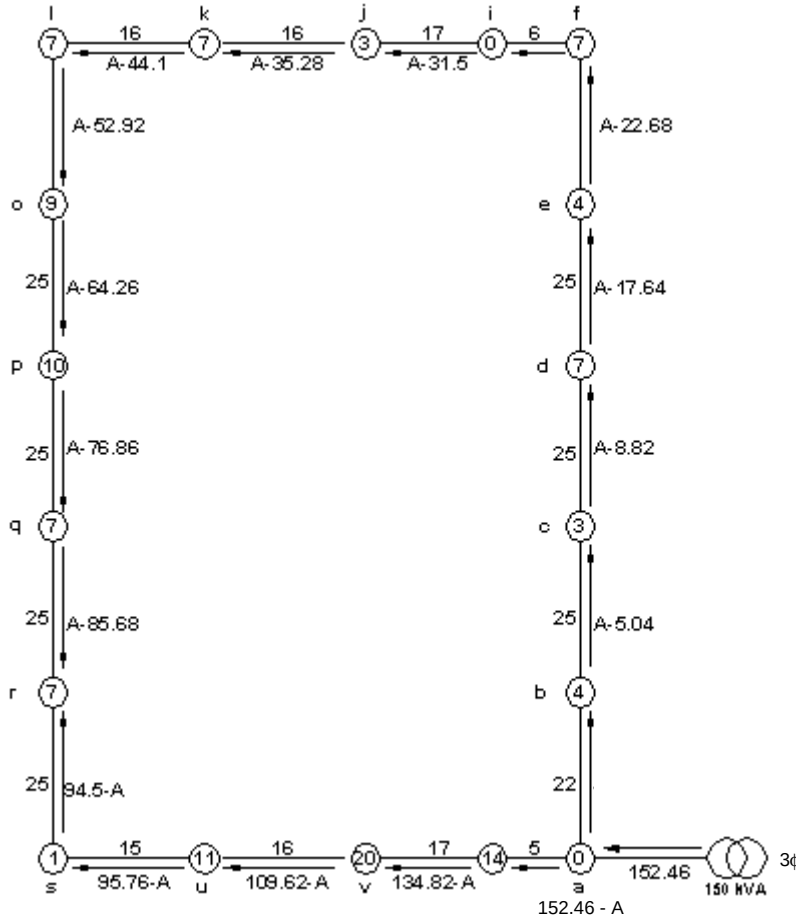


FIGURA 10.27. Preparación del anillo.

- b) Se recomienda partir el circuito en 2 componentes radiales tal como se muestra en las figuras 10.28 y 10.29, cada circuito estará alimentado por un transformador trifásico de 75 kVA, conservando el calibre de los conductores y eliminando los tramos kj y uv.

Los transformadores T_1 y T_2 se ubicarán en los puntos q y b respectivamente con un potencial de 75 kVA cada uno. (T_1 con una carga de 74.34 kVA y T_2 con 78.12 kVA).

- c) Los cálculos de regulación y pérdidas se muestran en las tablas 10.19 y 10.20 de las cuales salen los siguientes resultados:

Para el circuito T_1 se obtuvo un % Reg máxima de 4.37 % y 1.573 kW de pérdidas lo que equivale al $(1.573 / 74.34 \times 0.95) \times 100 = 2.22$ %.

TABLA 10.18. Cuadro de cálculo del circuito en anillo sencillo del ejemplo 2.

Trayectoria	Tramo	Longitud Tramo m	Nro Usuarios	kVA Usuario	kVA totales tramo	Momento eléctrico kVA·m	Conductor			% de regulación		Corriente A	Pérdidas de potencia		
							Fases		Neutro	Parcial	acumulada		%	kW/ tramo	kW acumulados
							Nro	Calibre							
1	ab	22			53.38	1174.36	2	2 AWG	4 AWG	1.81	1.81	140.8	1.73	0.877	0.877
	bc	25			48.34	1208.5	3	2 AWG	4 AWG	1.86	3.67	127.5	1.78	0.817	1.694
	cd	25			44.56	1114	3	2 AWG	4 AWG	1.72	5.39	117.5	1.64	0.694	2.388
	de	25			35.74	893.5	3	2 AWG	4 AWG	1.38	6.77	94.2	1.32	0.448	2.836
	ef	22			30.7	767.5	3	2 AWG	4 AWG	1.18	7.95	81.0	1.13	0.330	3.166
	fi	6			21.88	131.28		2 AWG	4 AWG	0.20	8.15	57.7	0.19	0.039	3.205
	ij	17			21.88	371.96	3	2 AWG	4 AWG	0.57	8.72	57.7	0.55	0.114	3.319
	jk	16			18.1	289.6	3	2 AWG	4 AWG	0.45	9.17	47.7	0.43	0.074	3.393
	kl	16			9.28	148.48	3	2 AWG	4 AWG	0.23	9.40	24.5	0.22	0.019	3.412
lo	25			0.46	11.5	3	2 AWG	4 AWG	0.02	9.42	1.2	0.02	0.000	3.412	
2	ay	5			99.08	495.4	3	2 AWG	4 AWG	0.76	0.76	261.3	0.73	0.687	4.099
	jv	17			81.44	1384.48	3	2 AWG	4 AWG	2.14	2.92	214.6	2.04	1.578	5.677
	vu	16			56.24	899.84	3	2 AWG	4 AWG	1.39	4.31	148.3	1.33	0.711	6.388
	us	15			42.38	635.7	3	2 AWG	4 AWG	0.98	5.29	111.8	0.94	0.378	6.766
	sr	25			41.12	1028	3	2 AWG	4 AWG	1.59	6.88	108.4	1.52	0.594	7.360
	rq	25			32.3	807.5	3	2 AWG	4 AWG	1.25	8.13	85.2	1.19	0.365	7.725
	qp	25			23.48	587.0	3	2 AWG	4 AWG	0.91	9.04	61.9	0.87	0.256	7.981
	po	25			10.88	272	3	2 AWG	4 AWG	0.42	9.46	28.7	0.40	0.041	8.022
3	ab	22			53.38	1174.36	3	2 AWG	4 AWG	1.81	1.81	140.8			
	bc	25			48.34	1208.5	3	2 AWG	4 AWG	1.86	3.67	127.5			
	cd	25			44.56	1114	3	2 AWG	4 AWG	1.72	5.39	117.5			
	de	25			35.74	893.5	3	2 AWG	4 AWG	1.38	6.77	94.2			
	ef	25			30.7	767.5	3	2 AWG	4 AWG	1.18	7.95	81.0			
	fg	27			9.044	244.188	3	2 AWG	4 AWG	0.38	8.33	23.8	0.36	0.031	8.053
	gh	28			7.290	204.12	3	2 AWG	4 AWG	0.31	8.64	19.2	0.30	0.021	8.074
4	ab	22			53.38	1174.36	3	2 AWG	4 AWG	1.81	1.81	140.8			
	bc	25			48.34	1208.5	3	2 AWG	4 AWG	1.86	3.67	127.5			
	cd	25			44.56	1114	3	2 AWG	4 AWG	1.72	5.39	117.5			
	de	25			35.74	893.5	3	2 AWG	4 AWG	1.38	6.77	94.2			
	ef	25			30.7	767.5	3	2 AWG	4 AWG	1.18	9.75	81.0			
	fi	6			21.88	131.28	3	2 AWG	4 AWG	0.20	8.15	57.7			
	ij	17			21.88	371.96	3	2 AWG	4 AWG	0.57	8.72	57.7			
	jk	16			18.1	289.6	3	2 AWG	4 AWG	0.45	9.17	47.7			
	kl	16			9.28	148.48	3	2 AWG	4 AWG	0.23	9.40	24.5			
	lm	28			13.566	379.848	3	2 AWG	4 AWG	0.59	9.99	35.8	0.56	0.072	8.146
	mn	28			7.29	204.12	3	2 AWG	4 AWG	0.31	10.3	19.2	0.30	0.021	8.167
5	ay	5			99.08	495.4	3	2 AWG	4 AWG	0.76	0.76	261.3			
	yz	40			16.884	675.36	3	2 AWG	4 AWG	1.04	1.80	44.5	1.00	0.160	8.327
	zz'	40			12.234	489.36	3	2 AWG	4 AWG	0.75	2.55	32.3	0.72	0.084	8.411
6	ay	5			99.08	499	3	2 AWG	4 AWG	0.77	0.77	261.3			
	yv	17			81.44	1384.48	3	2 AWG	4 AWG	2.14	2.91	214.8			
	vw	10			14.632	146.32	3	4 AWG	6 AWG	0.34	3.25	38.6	0.34	0.047	8.458
	wx	15			13.566	203.49	3	4 AWG	6 AWG	0.48	3.73	35.8	0.48	0.062	8.52

Para el circuito T_2 se obtuvo un % Reg max del 4.27 % y 2.263 kW de pérdidas lo que equivale al $(2.263 / 78.12 \times 0.95) \times 100 = 3.05$ %. Nivel aún algo elevado.

La potencia de pérdida total alcanzada fue de $(1.573 + 2.263)$ kW = 3.836 kW que equivale al $(3.836 / (74.34 + 78.12) \times 0.95) \times 100 = 2.65$ %.

Niveles de % de pérdidas están por debajo del 3 % máximo tolerable.

El valor presente de las pérdidas será:

$$V_{PPPE} = 3.836(29678 \cdot 1.0 + 8760 \cdot 7.07 \cdot 0.4) \sum_{i=1}^{10} \frac{(1 + 0.025)^{2i}}{(1 + 0.12)^i}$$

$$V_{PPPE} = 1494.697.7 \text{ pesos}$$

El valor recuperado con esta remodelación es de:

$$3'319.818,6 - 1'494.697,7 = 1'825.120,9 \text{ pesos}$$

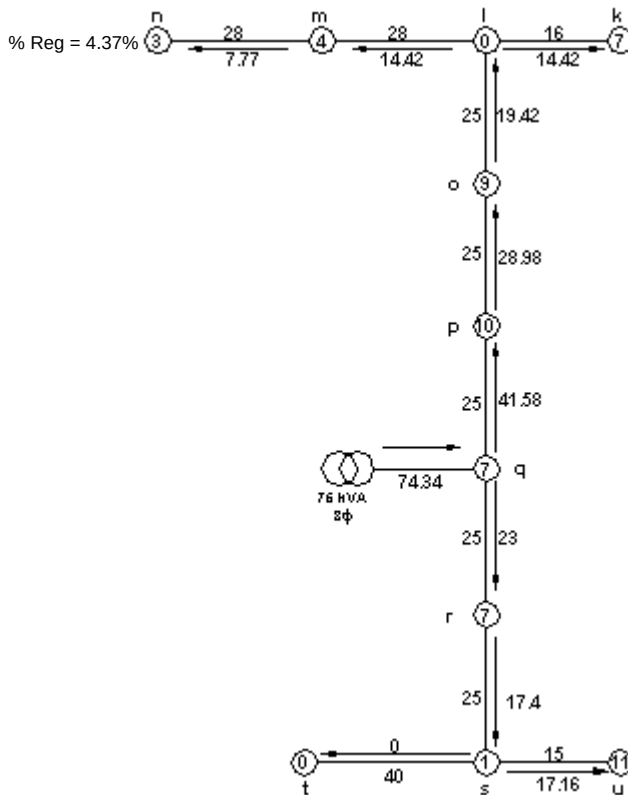


FIGURA 10.28. Circuito radial número 1 (Partición).

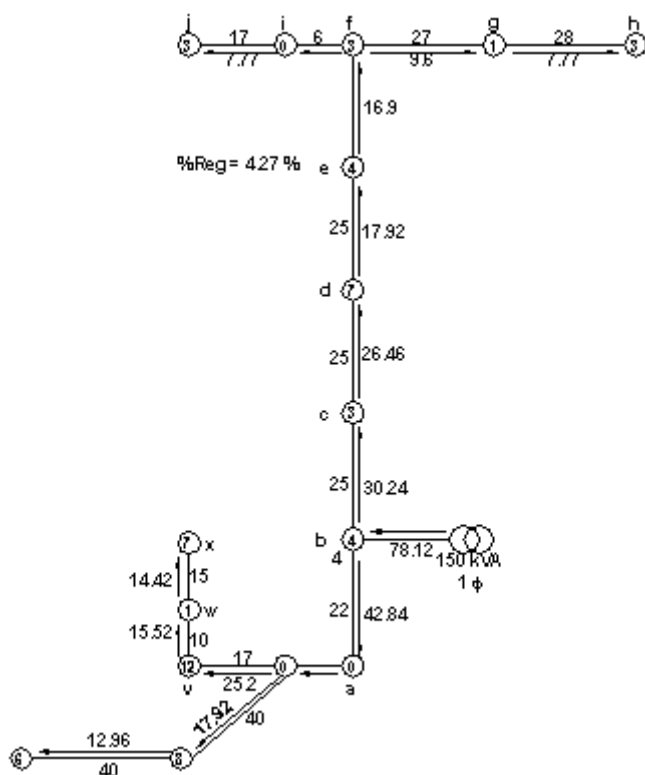


FIGURA 10.29. Circuito radial número 2 (Partición).

TABLA 10.19. Cuadro de cálculo del circuito radial N° 1(partición).

Trayectoria	Tramo	Longitud Tramo m	Nro Usuarios	kVA Usuario	kVA totales tramo	Momento eléctrico kVA m	Conductor			% de regulación		Corriente A	Pérdidas de potencia		
							Fases		Neutro Calibre	Parcial	acumulada				
							Nro	Calibre					%	kW/ tramo	kW acumulados
1	qp	25	33	1.26	41.58	1039.5	3	2 AWG	4 AWG	1.60	1.60	115.5	1.53	0.604	0.604
	po	25	23	1.26	28.98	724.5	3	2 AWG	4 AWG	1.12	2.72	80.5	1.07	0.295	0.899
	ol	25	14	1.28	17.92	448	3	2 AWG	4 AWG	0.69	3.41	49.8	0.66	0.112	1.011
	lk	16	7	2.06	14.42	230.72	3	2 AWG	4 AWG	0.36	3.77	40.1	0.34	0.047	1.058
2	qp	25	33	1.26	41.58	1039.5	3	2 AWG	4 AWG	1.60	1.60	115.5			
	po	25	23	1.26	28.98	724.5	3	2 AWG	4 AWG	1.12	2.72	80.5			
	ol	25	14	1.28	17.92	4.48	3	2 AWG	4 AWG	0.69	3.41	49.8			
	lm	28	7	2.06	14.42	403.76	3	2 AWG	4 AWG	0.62	4.03	40.1	0.60	0.082	1.140
	mn	28	3	2.59	7.77	217.56	3	2 AWG	4 AWG	0.34	4.37	21.6	0.32	0.024	1.164
3	qr	25	19	1.26	23.94	598.5	3	2 AWG	4 AWG	0.92	0.92	66.5	0.88	0.200	1.364
	rs	25	12	1.45	17.4	435	3	2 AWG	4 AWG	0.67	1.59	48.3	0.64	0.106	1.470
	su	15	11	1.56	17.16	429	3	2 AWG	4 AWG	0.66	2.25	47.7	0.63	0.103	1.573

TABLA 10.20. Cuadro de cálculo del circuito radial N° 2(partición).

Trayectoria	Tramo	Longitud Tramo m	Nro Usuarios	kVA Usuario	kVA totales tramo	Momento eléctrico kVAm	Conductor			% de regulación		Corriente A	Pérdidas de potencia		
							Fases		Neutro	Parcial	acumulada		%	kW/ tramo	kW acumulados
							Nro	Calibre							
1	bc	25	24	1.26	30.24	756	3	2 AWG	4 AWG	1.17	1.17	84	1.12	0.322	0.322
	cd	25	21	1.26	24.46	661.5	3	2 AWG	4 AWG	1.02	2.19	73.5	0.98	0.246	0.568
	de	25	14	1.28	17.92	448	3	2 AWG	4 AWG	0.69	2.88	49.8	0.66	0.112	0.680
	ef	25	10	1.69	16.9	422.5	3	2 AWG	4 AWG	0.65	3.53	46.9	0.62	0.100	0.780
	fg	27	4	2.40	9.6	259.2	3	2 AWG	4 AWG	0.40	3.93	26.7	0.38	0.035	0.815
	gh	28	3	2.59	7.77	217.56	3	2 AWG	4 AWG	0.34	4.27	21.6	0.32	0.024	0.839
2	bc	25	24	1.26	30.24	756	3	2 AWG	4 AWG	1.17	1.17	84			
	cd	25	21	1.26	26.46	661.5	3	2 AWG	4 AWG	1.02	2.19	73.5			
	de	25	14	1.28	17.92	448	3	2 AWG	4 AWG	0.69	2.88	49.8			
	ef	25	10	1.69	16.9	422.5	3	2 AWG	4 AWG	0.65	3.53	46.9			
	fi	6	3	2.59	7.77	46.62	3	2 AWG	4 AWG	0.07	3.60	21.6	0.07	0.005	0.844
	ij	17	3	2.59	7.77	132.05	3	2 AWG	4 AWG	0.20	3.80	21.6	0.19	0.014	0.858
3	ba	22	34	1.26	42.84	942.48	3	2 AWG	4 AWG	1.45	1.45	119	1.39	0.566	1.424
	ay	5	34	1.26	42.84	214.2	3	2 AWG	4 AWG	0.33	1.78	119	0.32	0.130	1.554
	yz	40	14	1.28	17.92	716.8	3	2 AWG	4 AWG	1.11	2.89	49.7	1.06	0.180	1.734
	zz'	40	6	2.16	19.96	518.4	3	2 AWG	4 AWG	0.80	3.69	36	0.71	0.094	1.828
4	ba	22	34	1.26	42.84	942.48	3	2 AWG	4 AWG	1.45	1.45	119			
	ay	5	34	1.26	42.84	214.2	3	2 AWG	4 AWG	0.33	1.78	119			
	yv	17	20	1.26	25.2	428.4	3	2 AWG	4 AWG	0.66	2.44	70	0.63	0.151	1.979
	vw	10	8	1.94	15.52	155.2	3	4AWG	6 AWG	0.36	2.80	43.1	0.36	0.147	2.126
	wx	15	7	2.06	14.42	216.3	3	4 AWG	6 AWG	0.51	3.31	40.1	0.51	0.137	2.263

10.9 CÁLCULO DE REDES EN ANILLO DOBLE

Esta red se muestra en la figura 10.30 y se caracteriza por tener 2 trayectorias cerradas, lo que hace que una corriente de falla encuentre varias trayectorias alternativas hacia el transformador (o fuente), aliviando así el efecto térmico sobre los aislamientos de los conductores y es posible aislar la falla quedando muy pocos usuarios fuera de servicio. Este sistema bien diseñado permite aumentar el número de usuarios conectados a él y con buenos niveles de regulación o en su defecto bajar los calibres de conductores necesarios.

Todos los usuarios conectados al anillo doble conforman un grupo de n usuarios y cada uno tendrá la misma demanda diversificada pues emplean el mismo factor de diversidad.

$$\begin{aligned}
 S_A &= S_{1A} + S_{2A} + S_{3A} \\
 S_B &= S_{1B} + S_{2B} + S_{3B} \\
 S_C &= S_{1C} + S_{2C} + S_{3C} \\
 S &= S_A + S_B + S_C + S_D
 \end{aligned}$$

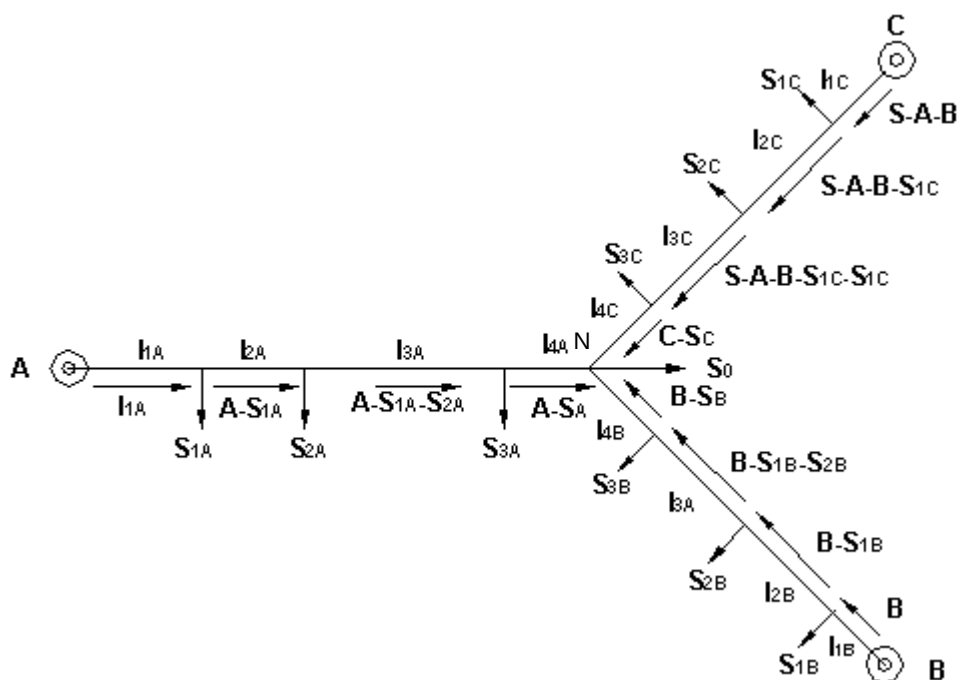


FIGURA 10.31. Circuito equivalente con 3 puntos de alimentación con idéntico voltaje y un nodo común (circuito estrella).

10.9.1 Cálculo de anillos dobles con el mismo calibre de conductor.

Este ejemplo más común que se presenta instalándole a ambos anillos el mismo calibre de conductor, donde se plantean 2 ecuaciones simultáneas con 2 incógnitas y teniendo en cuenta que para cada trayectoria cerrada la $\sum ME = 0$. Se resuelven las ecuaciones resultantes para evaluar las incógnitas A y B, luego se reemplazan en el diagrama del circuito original para encontrar así los flujos de carga. Es posible que algunos flujos resulten negativos, bastará sólo con cambiar el sentido y trasladar el punto * (el que tomó carga por ambos lados) hasta donde cuadren bien los flujos resultantes.

EJEMPLO 3

Considérese el circuito en anillo doble que se muestra en la figura 10.32 para instalarlo en el barrio La Castellana del municipio de Neira Caldas, clase socioeconómica baja, sistema monofásico trifilar. Emplear demanda diversificada a 8 años para cálculo de transformador y demanda diversificada a 15 años para el cálculo de la red.

Notas.

- Todas las cargas se encuentran concentradas en puntos fijos.

- Las ramificaciones que se encuentran han sido excluidas, pero su carga se concentró en los puntos de derivación correspondientes.
- Las cargas en el punto A se encuentran conectadas directamente al transformador, por lo tanto, no influyen para nada en el cálculo del anillo, solo en el cálculo del transformador.
- Ambos anillos se alambrarán con el mismo calibre.

Nº total de usuarios = 77

kVA / usuario = 1.02 según tabla 10.11 para 40 usuarios

Se toma 1 kVA / usuario en este caso.

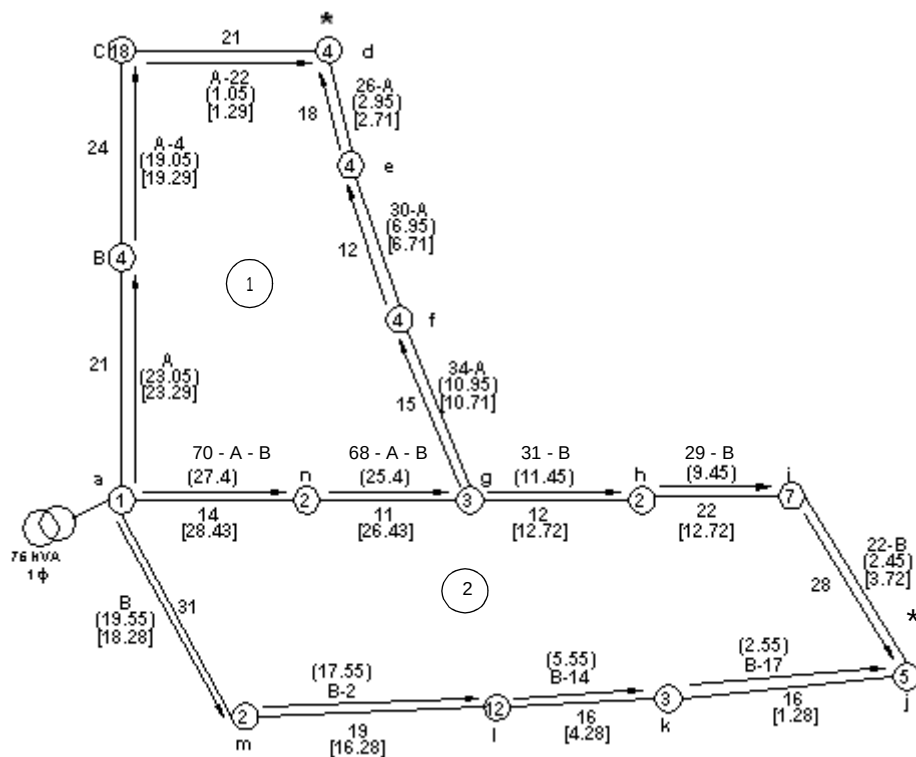


FIGURA 10.32. Circuito en anillo doble del ejemplo 3.

Para cada trayectoria cerrada se cumple que $\sum kVA_m = 0$, así que para anillos con igual calibre resulta:

Anillo (1)

$$21 A + 24 (A-4) + 21 (A-22) - 18 (26 - A) - 12 (30 - A) - 15 (34 - A) - 11 (68 - A - B) - 14 (70 - A - B) = 0 \text{ (10.30)}$$

Anillo (2)

$$14 (70 - A - B) + 11 (68 - A - B) + 12 (31 - B) + 22 (29 - B) + 28 (22 - B) - 16 (B - 17) - 16 (B - 14) - 19 (B - 2) - 31 B = 0 \quad (10.31)$$

Al efectuar operaciones queda el siguiente sistema de ecuaciones simultáneas

$$136 A + 25 B = 3624$$

$$25 A + 16 B = 3880$$

resolviendo para A y B resulta

$$A = 23.05 \text{ kVA}$$

$$B = 19.55 \text{ kVA.}$$

Estos valores se reemplazan en la figura 10.32 y la solución de flujos se indican entre paréntesis; además se consignan en la tabla 10.21 donde también se calcula la regulación y pérdidas del circuito, lo que permite sacar las siguientes conclusiones:

TABLA 10.21. Cuadro de cálculo circuito en anillo doble con idéntico calibre del ejemplo 3.

Trayectoria	Tramo	Longitud Tramo m	Nro Usuarios	kVA Usuario	kVA totales tramo	Momento eléctrico kVA·m	Conductor			% de regulación		Corriente A	Pérdidas de potencia		
							Fases		Neutro	Parcial	acumulada				
							Nro	Calibre							
1	ab	21			23.05	484.05	2	1/0 AWG	2 AWG	1.24	1.24	96.04	1.16	0.254	0.254
	bc	24			19.05	457.20	2	1/0 AWG	2 AWG	1.17	2.41	79.4	1.09	0.197	0.451
	cd	21			1.05	22.05	2	1/0 AWG	2 AWG	0.06	2.47	4.4	0.05	0.001	0.452
1'	an	14			27.4	383.6	2	1/0 AWG	2 AWG	0.98	0.98	114.2	0.92	0.239	0.691
	nq	11			25.4	279.4	2	1/0 AWG	2 AWG	0.72	1.70	105.8	0.67	0.162	0.853
	gf	15			10.95	164.25	2	1/0 AWG	2 AWG	0.42	2.12	45.6	0.39	0.041	0.894
	fe	12			6.95	83.4	2	1/0 AWG	2 AWG	0.21	2.33	29.0	0.20	0.013	0.907
	ed	18			2.95	53.1	2	1/0 AWG	2 AWG	0.14	2.47	12.3	0.13	0.004	0.911
2	an	14			27.4	383.6	2	1/0 AWG	2 AWG	0.98	0.98	114.2			
	nq	11			25.4	279.4	2	1/0 AWG	2 AWG	0.72	1.70	105.8			
	gh	12			11.45	137.4	2	1/0 AWG	2 AWG	0.35	2.05	47.7	0.33	0.036	0.907
	hi	22			9.45	207.9	2	1/0 AWG	2 AWG	0.53	2.58	39.4	0.50	0.045	0.992
	ij	28			2.45	68.6	2	1/0 AWG	2 AWG	0.18	2.76	10.2	0.16	0.004	0.996
2'	am	31			19.55	606.05	2	1/0 AWG	2 AWG	1.55	1.55	81.5	1.45	0.269	1.265
	ml	19			17.55	333.45	2	1/0 AWG	2 AWG	0.85	2.40	73.1	0.80	0.133	1.398
	lk	16			5.55	88.8	3	1/0 AWG	2 AWG	0.23	2.63	23.1	0.21	0.011	1.409
	kj	16			2.55	40.8	2	1/0 AWG	2 AWG	0.10	2.73	10.6	0.10	0.002	1.411

1. La sumatoria de momentos eléctricos es igual para ambas trayectorias de cada anillo, es decir:

$$\sum ME (abcd) = \sum ME (angfd) \text{ para el anillo 1}$$

$$\sum ME (anghij) = \sum ME (amlkj) \text{ para el anillo 2}$$

2. El porcentaje de regulación acumulado hasta el punto * es igual por ambas trayectorias del anillo 1 y el porcentaje de regulación acumulado hasta el punto j es igual por ambas trayectorias del anillo 2.
3. % Reg acumulado en el punto d = 2.47 %
 % Reg acumulado en el punto j = 2.73 %
4. Pérdidas de potencia del circuito = 1.411 kW
5. % pérdidas totales = $(1.411 / 71 \times 0.95) \times 100 = 2.0 \%$
6. Conductor: ACSR calibre Nº 1 / 0 AWG para ambos anillos

Sistema: Monofásico trifilar

K_1 y K_2 se tomaron de la tabla 10.4.

10.9.2 Cálculo de anillos dobles con diferente calibre del conductor.

Es posible bajar o subir el calibre de uno de los anillos empleando el concepto de "capacidad relativa de conductores" derivado de la relación de momentos de los conductores aplicados, resultando un alargamiento o un acortamiento de dichos anillos. Para ello, las ecuaciones de momentos de los conductores aplicados resultantes deben ajustarse multiplicando los términos aplicados por dicha relación (capacidad relativa), exceptuando la parte común a los anillos que quedarán con el calibre inicial.

Para aclarar bien el concepto se toman como base los circuitos de la figura 10.33 donde se hace la comparación de los 2 calibres diferentes, uno mayor y otro menor.

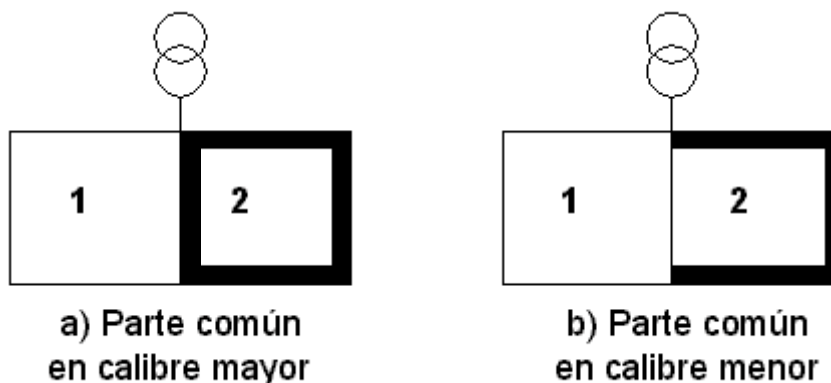


FIGURA 10.33. Capacidades relativas de conductores.

Para el caso (a), para bajar el calibre será necesario alargar el anillo (1) en:

$$CR_1 = \frac{\text{SI al 3\% de Reg para calibre mayor}}{\text{SI al 3\% de Reg para calibre menor}} \quad (10.32)$$

Para el caso (b), para subir el calibre será necesario acortar el anillo (2) en:

$$CR_2 = \frac{\text{SI al 3\% de Reg para calibre menor}}{\text{SI al 3\% de Reg para calibre mayor}} \quad (10.33)$$

EJEMPLO 4

Considérese el mismo circuito del ejemplo práctico N° 3 (figura 10.28) pero conservando el calibre N° 1 / 0 ACSR para el anillo (1) y bajando al N° 2 para el anillo (2), todo lo demás sigue lo mismo. Predomina el calibre 1 / 0 para la parte común. La capacidad relativa da:

$$CR = \frac{\text{SI al 3\% de Reg para calibre 1/0 ACSR}}{\text{SI al 3\% de Reg para calibre 2 ACSR}} \quad (10.34)$$

$$CR = \frac{1170.98 \text{ kVAm}}{800.01 \text{ kVAm}} = 1.46$$

con datos extraídos de la tabla 10.4.

Regresando nuevamente a las ecuaciones 10.30 y 10.31 pero haciendo los ajustes respectivos al calcular el anillo (1) en calibre 1 / 0 y el anillo (2) en calibre 2, las ecuaciones quedan:

Para el anillo (1), la ecuación 10.30 se conserva

$$21 A + 24 (A - 4) + 21 (A - 22) - 18 (26 - A) - 12 (30 - A) - 15 (34 - A) - 11 (68 - A - B) - 14 (70 - A - B) = 0 \quad (10.35)$$

Para el anillo (2) todo cambia excepto la parte común y la ecuación 10.31 quedará::

$$14 (70 - A - B) + 11 (68 - A - B) + 1.46 [12 (31 - B) + 22 (29 - B) + 28 (22 - B) - 16 (B - 17) - 16 (B - 14) - 19 (B - 2) - 31 B] = 0 \quad (10.36)$$

Queda el siguiente sistema de ecuaciones simultaneas:

$$\begin{array}{rcl} 136A & +25B & = 3626 \\ 25A & + 235.24 B & = 4.881,6 \end{array}$$

resolviendo para A y B resulta

$$\begin{array}{rcl} A & = & 23.17 \text{ kVA} \\ B & = & 18.28 \text{ kVA} \end{array}$$

Estos valores se reemplazan en el diagrama de la figura 10.32 y la solución de flujos se indican entre corchetes; igualmente se consignan en la tabla 10.22 donde también se calcula la regulación y las pérdidas del circuito, permitiendo así sacar los siguientes conclusiones :

1. Las sumatorias de momentos eléctricos es igual para ambas trayectorias del anillo (1), más no para la trayectoria del anillo (2)
2. Sin embargo, el % Reg acumulado hasta el punto d es igual para ambas trayectorias del anillo (1) y el % Reg acumulado hasta el punto j también es igual para ambas trayectorias del anillo (2).
3. % Reg acumulado en el punto d = 2.51 % (subió un poco).
% Reg acumulado en el punto j = 3.63 % (subió más aún).
4. Pérdidas de potencia del circuito = 1.67 kW (también subió).
5. % pérdidas totales = $(1.67 / 71 \times 0.95) \times 100 = 2.5 \%$ (se incrementó).

TABLA 10.22. Cuadro de cálculo del circuito en anillo doble con diferente calibre del ejemplo 4.

Trayectoria	Tramo	Longitud Tramo m	Nro Usuarios	kVA Usuario	kVA totales tramo	Momento eléctrico kVA·m	Conductor			% de regulación		Corriente A	Pérdidas de potencia		
							Fases		Neutro	Parcial	acumulada		%	kW/ tramo	kW acumulados
							Nro	Calibre							
1	ab	21			23.29	489.05	2	1/0 AWG	2 AWG	1.25	1.25	97.0	1.17	0.259	0.259
	bc	24			19.29	462.96	2	1/0 AWG	2 AWG	1.19	2.44	80.4	1.11	0.203	0.462
	cd	21			1.29	27.09	2	1/0 AWG	2 AWG	0.07	2.51	5.4	0.06	0.001	0.463
1'	an	14			28.43	398.02	2	1/0 AWG	2 AWG	1.02	1.02	118.5	0.95	0.257	0.720
	nq	11			26.43	290.73	2	1/0 AWG	2 AWG	0.74	1.76	110.1	0.69	0.173	0.893
	gf	15			10.71	160.65	2	1/0 AWG	2 AWG	0.41	2.17	44.6	0.38	0.039	0.932
	fe	12			6.71	80.52	2	1/0 AWG	2 AWG	0.21	2.38	28.0	0.19	0.012	0.944
	ed	18			2.71	48.78	2	1/0 AWG	2 AWG	0.12	2.50	11.3	0.12	0.003	0.947
2	an	14			28.43	398.02	2	1/0 AWG	2 AWG	1.02	1.02	118.5			
	nq	11			26.43	290.73	2	1/0 AWG	2 AWG	0.74	1.76	110.1			
	gh	12			12.72	152.64	2	2 AWG	4 AWG	0.57	2.83	53.0	0.56	0.068	1.015
	hi	22			10.72	235.84	2	2 AWG	4 AWG	0.88	3.21	44.7	0.87	0.089	1.104
	ij	28			3.92	109.76	2	2 AWG	4 AWG	0.41	3.62	16.3	0.41	0.015	1.119
2'	am	31			18.28	566.68	2	2 AWG	4 AWG	2.13	2.13	76.2	2.10	0.365	1.484
	ml	19			16.28	309.31	2	2 AWG	4 AWG	1.16	3.29	67.8	1.14	0.176	1.660
	lk	16			4.28	68.48	3	2 AWG	4 AWG	0.26	3.55	17.8	0.25	0.010	1.670
	kj	16			1.28	20.48	2	2 AWG	4 AWG	0.08	3.63	5.3	0.08	0.000	1.670

10.10 CÁLCULO DE REDES EN ANILLO TRIPLE

Esta red es nuestra en la figura 10.34 y se caracteriza por tener 3 trayectorias cerradas ubicando el transformador en todo el centro del circuito. A medida que el circuito se va enmallando los efectos de las corrientes de cortocircuito se van disminuyendo al presentarse varias trayectorias para dicha corriente. El circuito equivalente se muestra en la figura 10. 35 para encontrar así una línea con 4 puntos de alimentación con idéntico voltaje y 2 nodos de unión.

Los circuitos mostrados en las figuras 10.34 y 10.35 son topológicamente idénticos, por lo que su cálculo es similar al resultar 3 ecuaciones con 3 incógnitas al tener en cuenta que para cada uno de los anillos la $\sum kVA_m = 0$. Lo más común es que se calcule considerando el mismo calibre del conductor para los 3 anillos; si se desea cambiar el calibre en uno o dos anillos será necesario ajustar las ecuaciones resultantes empleando el criterio de "capacidad relativa de conductores".

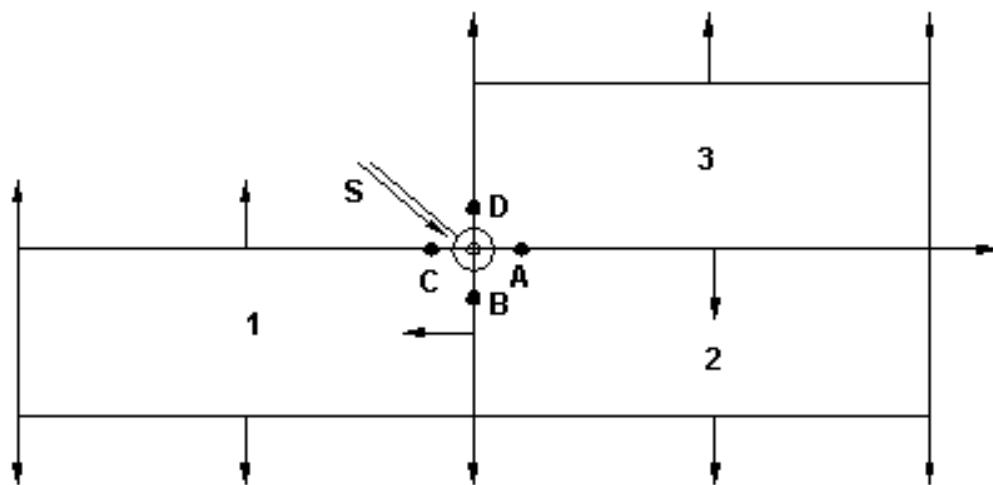


FIGURA 10.34. Red en anillo triple.

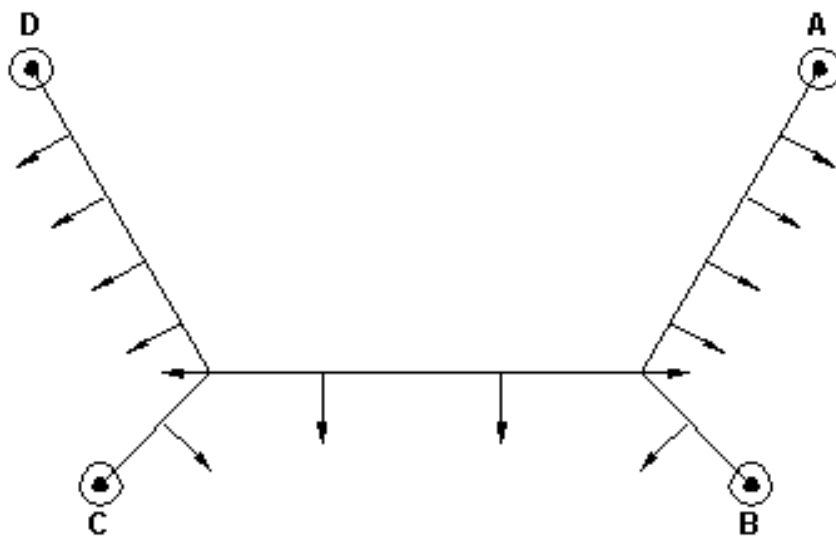


FIGURA 10.35. Red equivalente con 4 puntos de alimentación. $V_A = V_B = V_C = V_D$.

EJEMPLO 5

Calcúlese el circuito en anillo triple mostrado en la figura 10.36. Se alimentarán usuarios clase baja, con un sistema trifásico trifilar en ACS aislado. Todas las cargas se encuentran concentradas en puntos fijos. Los 3 anillos se alambrarán con el mismo calibre del conductor.

Número total de usuarios = 77

Clase = Baja

kVA / usuario = 1.0 (Se asume unitario para facilitar el cálculo).

kVA totales circuito = 77 (Se selecciona un transformador 3 ϕ de 75 kVA).

% Carga = $(77 / 75) \times 100 = 102 \%$

Se asume * en los puntos f, l y p inicialmente

Considerado idéntico calibre en los 3 anillos, la $\sum kVA_m = 0$ para cada anillo, así es que:

Para el anillo 1:

$$28 (25 - A + B) + 25 (20 - A + B) + 25 (8 - A) + 23 (6 - A) + 28 (4 - A) - 25 A - 28 (A + 3) - 25 (A + 10) - 23 (A + 11) - 28 (A + 13) = 0$$

Para el anillo 2:

$$28 (21 - C - B) + 25 (19 - C - B) + 25 (17 - C - B) + 28 (5 - B) + 25 (3 - B) - 28 B - 25 (B + 5) - 25 (B + 9) - 25 (20 - A + B) - 28 (25 - A + B) = 0$$

Para el anillo 3:

$$25 (C + 15) + 26 (C + 11) + 25 (C + 5) + 25 (C + 2) + 25 C - 26 (3 + C) - 28 (7 - C) - 25 (17 - C - B) - 25 (19 - C - B) - 28 (21 - C - B) = 0$$

Quedando el siguiente sistema de ecuaciones simultáneas:

$$\begin{array}{rrcr} 258A & - 53 B & + 0 C & = 699 \\ - 53 A & + 262 B & + 78 C & = 153 \\ 0 A & + 78 B & + 264 C & = 881 \end{array}$$

Resolviendo el sistema se llega a:

$$A = 2.74$$

$$B = 0.16$$

$$C = 3.29$$

Se reemplazan estos valores en el diagrama de la figura 10.36 donde se indican los flujos resultantes entre paréntesis, es de notar que para el tramo op resultó un flujo de carga negativo, lo cual traslada el * de p a o.

En la tabla 10.23 se muestran los cálculos del transformador, % de Regulación, kW de pérdidas y el % de pérdidas se calcula así:

$$\% \text{ de pérdidas} = (2.116 / 77 \times 0.95) \times 100 = 2.9 \%$$

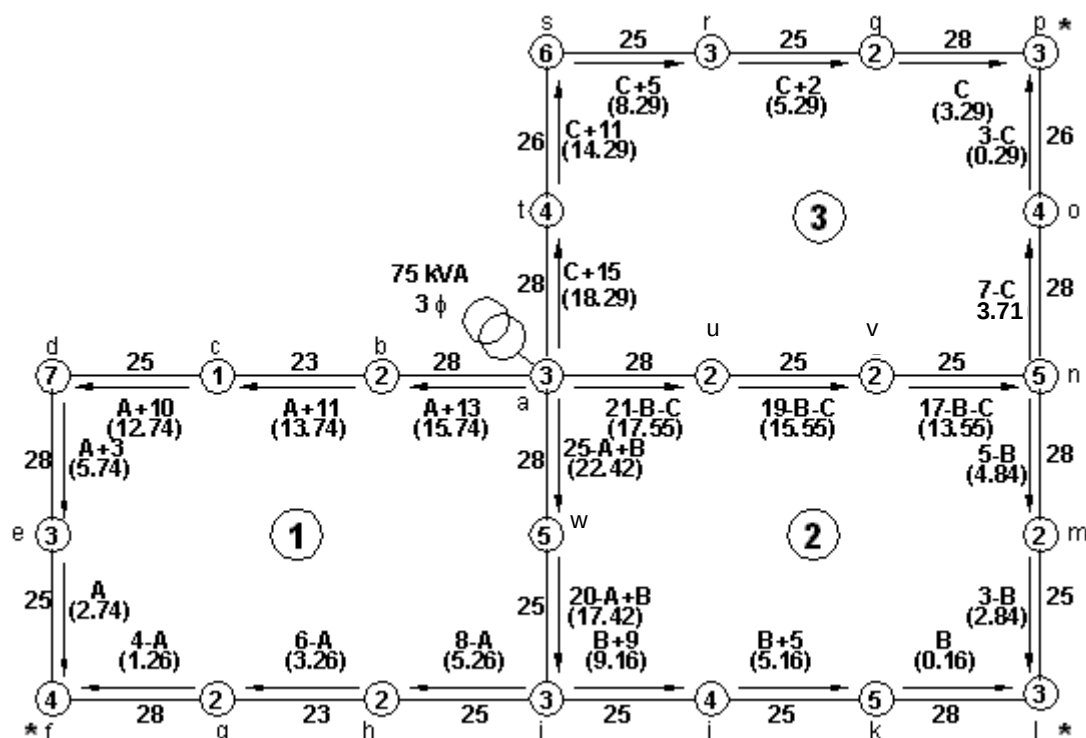


FIGURA 10.36. Circuito en anillo triple del ejemplo 5.

TABLA 10.23. Cuadro de cálculo del anillo triple del ejemplo 5.

Trayectoria	Tramo	Longitud Tramo m	Nro Usuarios	kVA Usuario	kVA totales tramo	Momento eléctrico kVA·m	Conductor			% de regulación		Corriente A	Pérdidas de potencia		
							Fases		Neutro	Parcial	acumulada		%	kW/ tramo	kW acumulados
							Nro	Calibre							
1	ab	28			15.74	440.72	3	2 AWG	4 AWG	1.02	1.02	43.7	1.03	0.150	0.150
	bc	23			13.74	316.02	3	2 AWG	4 AWG	0.73	1.75	38.2	0.74	0.131	0.281
	cd	25			12.74	318.50	3	2 AWG	4 AWG	0.74	2.49	35.4	0.74	0.121	0.402
	de	28			5.74	160.72	3	2 AWG	4 AWG	0.37	2.86	15.9	0.38	0.054	0.456
	ef	25			2.74	68.50	3	2 AWG	4 AWG	0.16	3.02	7.6	0.16	0.026	0.482
1'	aw	28			22.42	627.76	3	2 AWG	4 AWG	1.46	1.46	62.4	1.47	0.213	0.695
	wi	25			17.42	435.50	3	2 AWG	4 AWG	1.01	2.47	48.4	1.02	0.165	0.860
	ih	25			5.26	131.50	3	2 AWG	4 AWG	0.31	2.78	14.6	0.31	0.050	0.910
	hg	23			3.26	74.98	3	2 AWG	4 AWG	0.17	2.95	9.1	0.18	0.031	0.941
	gf	28			1.26	35.28	3	2 AWG	4 AWG	0.08	3.03	3.5	0.08	0.012	0.953
2	au	28			17.55	491.40	3	2 AWG	4 AWG	1.14	1.14	48.8	1.15	0.167	1.120
	uv	25			15.55	388.75	3	2 AWG	4 AWG	0.90	2.04	43.2	0.91	0.148	1.268
	vn	25			13.55	338.75	3	2 AWG	4 AWG	0.79	2.83	37.6	0.79	0.129	1.397
	nm	28			4.84	135.52	3	2 AWG	4 AWG	0.31	3.14	13.4	0.32	0.046	1.443
	ml	27			2.84	76.68	3	2 AWG	4 AWG	0.18	3.32	7.9	0.18	0.027	1.470
2'	aw	28			22.42	627.76	3	2 AWG	4 AWG	1.46	1.46	62.3			
	wi	25			17.42	435.50	3	2 AWG	4 AWG	1.01	2.47	48.4			
	ij	25			9.16	229.0	3	2 AWG	4 AWG	0.53	3.00	25.4	0.54	0.087	1.587
	jk	25			5.16	129.0	3	2 AWG	4 AWG	0.30	3.30	14.3	0.30	0.049	1.606
	kl	28			0.16	4.48	3	2 AWG	4 AWG	0.01	3.31	0.4	0.01	0.002	1.608
3	au	28			17.55	491.40	3	2 AWG	4 AWG	1.14	1.14	48.5			
	uv	25			15.55	388.75	3	2 AWG	4 AWG	0.90	2.04	43.2			
	vn	25			13.55	388.75	3	2 AWG	4 AWG	0.79	2.83	37.6			
	no	28			3.71	103.88	3	2 AWG	4 AWG	0.24	3.07	10.3	0.24	0.035	1.643
3'	at	28			18.29	512.12	3	2 AWG	4 AWG	1.19	1.19	50.8	1.20	0.174	1.817
	ts	26			14.29	371.54	3	2 AWG	4 AWG	0.86	2.05	39.7	0.87	0.136	1.953
	sr	25			8.29	207.25	3	2 AWG	4 AWG	0.48	2.53	23.0	0.48	0.079	2.032
	rq	25			5.29	132.25	3	2 AWG	4 AWG	0.31	2.84	14.7	0.31	0.050	2.082
	qp	28			3.29	92.12	3	2 AWG	4 AWG	0.21	3.05	9.1	0.22	0.031	2.113
	po	26			0.29	7.54	3	2 AWG	4 AWG	0.02	3.07	0.8	0.02	0.003	2.116

% perdidas = $2.116/77 \times 0.95 = 2.9\%$

10.11 REDES ENMALLADAS.

Este circuito se muestra en la figura 10.37 y su equivalente con 4 puntos de alimentación con idéntico voltaje se muestra en la figura 10.38. (Como se ve es un anillo central con 4 puntos de inyección de corriente).

Se caracteriza porque el punto de alimentación se ubica sobre su centro de gravedad y los cálculos se harán teniendo en cuenta idéntico calibre para todo el circuito.

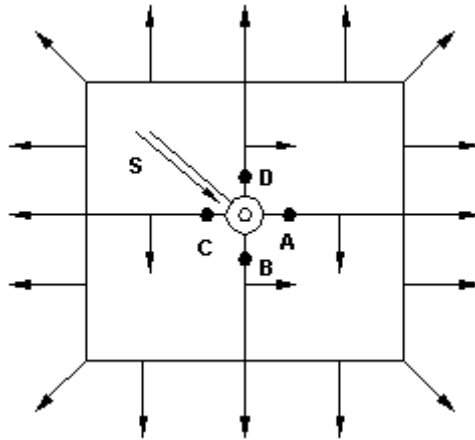


FIGURA 10.37. Red equivalente con 4 puntos de alimentación.

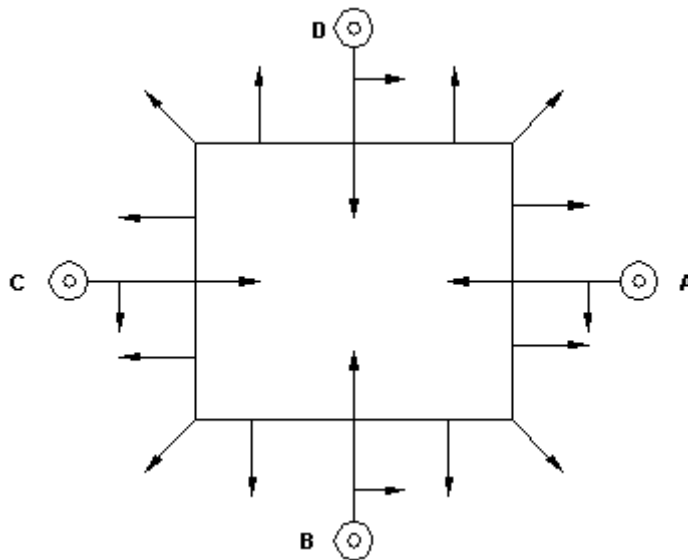


FIGURA 10.38. Red anillo equivalente con 4 puntos de alimentación. $V_A=V_B=V_C=V_D$.

EJEMPLO 6

Calcúlese el circuito enmallado mostrado en la figura 10.39, se alimentarán usuarios de clase baja, sistema trifásico tetrafilar en ACS aislado. Todas las cargas se encuentran concentradas en puntos fijos. Todo el circuito se alambrará con el mismo calibre de conductor.

Número total de usuarios = 77.

Clase: baja.

kVA / usuario = 1,0 (se asume unitario para facilitar el cálculo).

kVA totales circuito = 77. Se selecciona transformador 3 ϕ de 75 kVA.

Se asume * en los puntos f, l, p y z inicialmente. % de carga = $(77 / 75) \times 100 = 102 \%$.

Considerando idéntico calibre en todo el circuito $\Sigma ME = 0$ para cada anillo.

Para el anillo 1:

$$28 (25 - A + B) + 25 (20 - A + B) + 25 (8 - A) + 23 (6 - A) + 28 (4 - A) - 25 A - 28 (A + 3) - 25 (A + D + B) - 23 (A + D + 9) - 28 (A + D + 11) = 0$$

Para el anillo 2:

$$28 (21 - B - C) + 25 (19 - B - C) + 25 (17 - B - C) + 28 (5 - B) + 25 (3 - B) - 28 B - 25 (B + 5) - 25 (B + 9) - 25 (20 - A + B) - 28 (25 - A + B) = 0$$

Para el anillo 3:

$$28 (17 - D + C) + 26 (13 - D + C) + 25 (C + 5) + 25 (C + 2) + 28 C - 26 (3 - C) - 28 (7 - C) - 25 (17 - B - C) - 25 (19 - B - C) - 28 (21 - B - C) = 0$$

Para el anillo 4:

$$28 (A + D + 11) + 23 (A + D + 9) + 25 (A + D + 8) + 28 (D + 3) + 26 D - 28 (2 - D) - 23 (5 - D) - 25 (6 - D) - 26 (13 - D + C) - 28 (17 - D + C) = 0$$

Resultando:

258 A	- 53 B	+ 0 C	+ 76 D	= 851	A = 3.054
-53 A	+ 262 B	+ 78 C	+ 0 D	= 153	B = 0.293
0 A	+ 78 B	+ 264 C	- 54 D	= 773	C = 3.053
76 A	+ 0 B	- 54 C	+ 260 D	= 336	D = 1.034

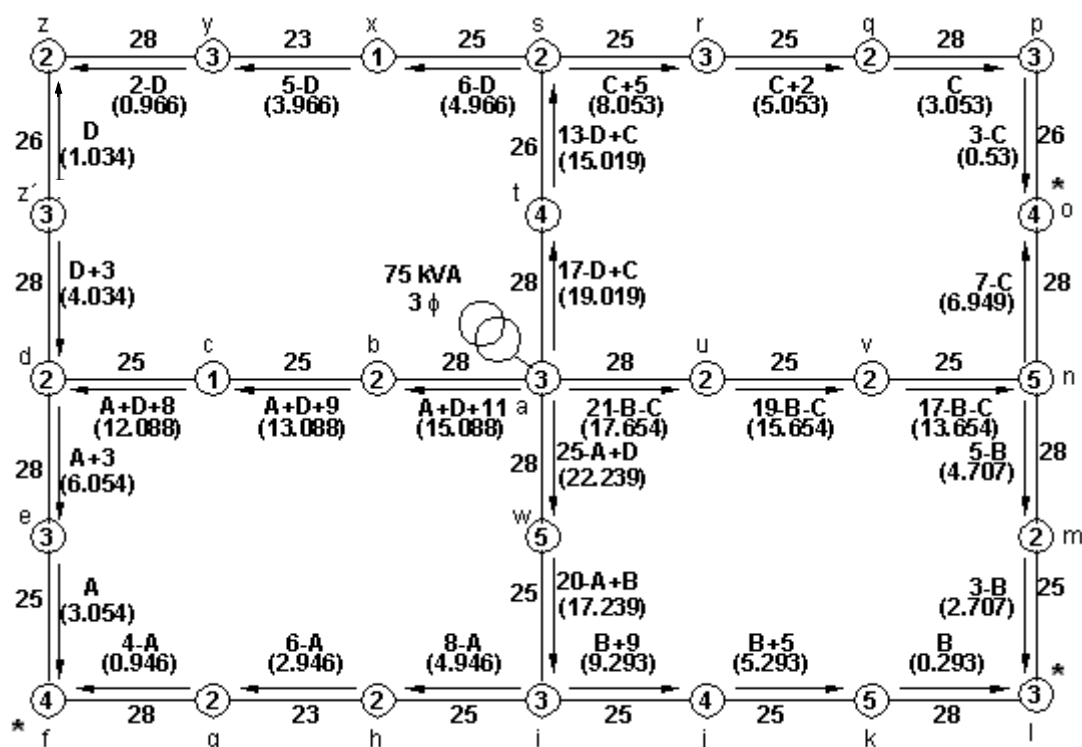


FIGURA 10.39. Red enmallada del ejemplo 6.

Se reemplazan estos valores en el diagrama de la figura 10.39 donde los flujos resultantes están entre paréntesis. En la tabla 10. 24 se muestran todos los cálculos.

Véase que * se trasladó del punto p al punto o.

Nota : Los porcentajes de regulación y de pérdidas dieron muy bajos lo que indica que el circuito resiste perfectamente en Calibre N° 2 AWG de Aluminio.

TABLA 10.24. Cuadro de cálculo del circuito enmallado del ejemplo 6.

Trayectoria	Tramo	Longitud Tramo m	Nro Usuarios	kVA Usuario	kVA totales tramo	Momento eléctrico	Conductor			% de regulación		Corriente A	Perdidas de potencia		
							Fases		Neutro				%	kW/ tramo	kW acumulados
							Nro	Calibre	Calibre	Parcial	acumulada				
1	ab	28			15.088	422.464	3	1 / 0 AWG	2 AWG	0.64	0.64	41.9	0.62	0.089	0.089
	bc	23			13.088	301.024	3	1 / 0 AWG	2 AWG	0.46	1.10	36.4	0.44	0.055	0.144
	cd	25			12.088	302.2	3	1 / 0 AWG	2 AWG	0.46	1.56	33.6	0.44	0.051	0.195
	de	28			6.054	165.512	3	1 / 0 AWG	2 AWG	0.26	1.82	16.8	0.24	0.014	0.209
	ef	25			3.054	76.35	3	1 / 0 AWG	2 AWG	0.12	1.94	8.5	0.11	0.003	0.212
1'	aw	28			22.239	622.692	3	1 / 0 AWG	2 AWG	0.95	0.95	61.8	0.92	0.194	0.406
	wx	25			17.239	430.975	3	1 / 0 AWG	2 AWG	0.66	1.61	47.9	0.63	0.103	0.509
	xh	25			4.946	123.65	3	1 / 0 AWG	2 AWG	0.19	1.80	13.7	0.18	0.008	0.517
	hg	23			2.946	67.758	3	1 / 0 AWG	2 AWG	0.10	1.90	8.2	0.10	0.003	0.520
	gf	28			0.946	26.488	3	1 / 0 AWG	2 AWG	0.04	1.94	2.6	0.04	0.000	0.520
2	au	28			17.654	494.312	3	1 / 0 AWG	2 AWG	0.75	0.75	49.0	0.73	0.122	0.642
	uv	25			15.654	391.35	3	1 / 0 AWG	2 AWG	0.60	1.35	43.5	0.58	0.086	0.728
	vn	25			13.654	341.32	3	1 / 0 AWG	2 AWG	0.52	1.87	37.9	0.50	0.065	0.793
	nm	28			4.707	131.796	3	1 / 0 AWG	2 AWG	0.20	2.07	13.1	0.19	0.008	0.801
	ml	25			2.707	67.675	3	1 / 0 AWG	2 AWG	0.10	2.17	7.5	0.10	0.003	0.804
2'	aw	28			22.239	622.692	3	1 / 0 AWG	2 AWG	0.95	0.95	61.8			
	wi	25			17.239	430.975	3	1 / 0 AWG	2 AWG	0.66	1.61	47.9			
	ij	25			9.293	232.325	3	1 / 0 AWG	2 AWG	0.35	1.96	25.8	0.34	0.030	0.834
	jk	25			5.293	232.325	3	1 / 0 AWG	2 AWG	0.20	2.16	14.7	0.19	0.010	0.844
	kl	28			0.293	8.204	3	1 / 0 AWG	2 AWG	0.01	2.17	0.8	0.01	0.000	0.844
3	au	28			17.654	494.312	3	1 / 0 AWG	2 AWG	0.75	0.75	49.0			
	uv	25			15.654	391.35	3	1 / 0 AWG	2 AWG	0.66	1.41	43.5			
	vn	25			13.654	341.35	3	1 / 0 AWG	2 AWG	0.52	1.93	37.9			
	no	28			3.947	110.516	3	1 / 0 AWG	2 AWG	0.17	2.10	11.0	0.16	0.006	0.850
3'	at	28			19.019	532.532	3	1 / 0 AWG	2 AWG	0.81	0.81	52.8	0.78	0.141	0.991
	ts	26			15.019	390.494	3	1 / 0 AWG	2 AWG	0.60	1.41	41.7	0.57	0.081	1.072
	sr	25			8.053	201.325	3	1 / 0 AWG	2 AWG	0.31	1.72	22.4	0.30	0.023	1.095
	rq	25			5.053	126.325	3	1 / 0 AWG	2 AWG	0.19	1.91	14.0	0.19	0.009	1.104
	qp	28			3.053	85.484	3	1 / 0 AWG	2 AWG	0.13	2.04	8.5	0.13	0.004	1.108
	po	26			0.53	13.78	3	1 / 0 AWG	2 AWG	0.02	2.06	1.5	0.02	0.000	1.108
4	ab	28			15.088	422.464	3	1 / 0 AWG	2 AWG	0.64	0.64	41.9			
	bc	23			13.088	301.024	3	1 / 0 AWG	2 AWG	0.46	1.10	36.4			
	cd	25			12.088	302.2	3	1 / 0 AWG	2 AWG	0.46	1.56	33.6			
	dz'	28			4.034	112.952	3	1 / 0 AWG	2 AWG	0.17	1.73	11.2	0.17	0.007	1.115
	zz'	26			1.034	26.884	3	1 / 0 AWG	2 AWG	0.04	1.77	2.9	0.04	0.000	1.115
4'	at	28			19.019	532.532	3	1 / 0 AWG	2 AWG	0.81	0.81	52.8			
	ts	26			15.019	390.494	3	1 / 0 AWG	2 AWG	0.60	1.41	41.7			
	sx	25			4.966	124.15	3	1 / 0 AWG	2 AWG	0.19	1.60	13.8	0.18	0.008	1.123
	xy	23			3.966	91.218	3	1 / 0 AWG	2 AWG	0.14	1.74	11.0	0.13	0.005	1.128
	yz	28			0.966	27.048	3	1 / 0 AWG	2 AWG	0.04	1.78	2.7	0.04	0.000	1.128

% Perdidas = (1.128/77x0.95)100=1.58%

10.12 NORMAS TÉCNICAS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIAS AÉREAS

10.12.1 Voltajes.

Se han normalizado en el país los siguientes niveles de voltaje secundario:

Trifásico: 220 / 127 V; 208 / 120 V y 214 / 123 V.

Monofásico: 240 / 120 V.

Frecuencia: 60 Hz.

10.12.2 Apoyos.

PARA ZONAS URBANAS: se emplearán postes de concreto de 300 kg de resistencia a la ruptura en la punta, cuya longitud no será inferior a 8 metros. Los huecos para el anclaje de los mismos no serán inferiores al 15% de su longitud.

PARA ZONAS RURALES: se emplearán postes de concreto de 300 kg. de resistencia a la ruptura en la punta, torrecillas, o cualquier apoyo metálico aprobado por la empresa de energía. En todos los casos la longitud no será inferior a 8 m. Los huecos para el anclaje tendrán una profundidad del 15% de la longitud del apoyo. El anclaje de apoyos diferentes a las de concreto se hará siempre con una base de concreto.

SEÑALIZACIÓN: la empresa de energía puede exigir al constructor la señalización de las estructuras, de acuerdo con el sistema y código por ella adoptados.

UBICACIÓN DE LA PORTERÍA: en líneas de distribución secundaria en zona urbana, la distancia entre apoyos vendrá dada por los niveles de iluminación necesarios en el sector y por la longitud de la acometidas, teniendo en cuenta que la máxima interdistancia permitida es de 30 m.

En líneas de distribución secundaria rural, no podrán exceder de 400 m de distancia entre el transformador y cualquier usuario.

10.12.3 Configuraciones estructurales.

Para disposiciones horizontal y vertical, las siguientes son las estructuras normalizadas:

ESTRUCTURA DOBLE TERMINAL: se utiliza en un apoyo donde confluyen 2 principios y / o terminales del circuito.

ESTRUCTURA TERMINAL: usada en el arranque y finalización de la línea.

ESTRUCTURA DE SUSPENSIÓN: utilizada como soporte de cualquier línea que lleva trayectoria rectilínea.

La disposición vertical se usa regularmente con portería o en estructuras empotradas a las paredes cuando las vías son estrechas. Se debe procurar utilizarla en zona urbana.

La disposición horizontal, aunque se usa eventualmente con postería, tiene su normal aplicación en los aleros de las construcciones. Su utilización debe estar plenamente justificada.

En zona urbana la separación entre conductores aislados será de 10 cm y de 20 cm para conductores desnudos. En zona rural tal separación podrá ser mayor.

Los esquemas y listas de materiales para estructuras a usar en líneas de distribución secundaria se muestran en las figuras 10.40 a 10.47.

10.12.4 Herrajes.

Las estructuras presentadas en un proyecto contendrán herrajes galvanizadas en caliente, a fin de protegerlos contra la corrosión.

10.12.5 Conductores.

El calibre del conductor será suficiente para mantener la regulación de voltaje y el porcentaje de pérdidas dentro de los límites establecidos en los capítulos 4 y 5 respectivamente.

La selección del calibre del conductor tomará en consideración:

- La capacidad de transporte de corriente.
- Regulación de voltaje.
- Capacidad de cortocircuito.
- Crecimiento de la carga y factor de sobrecarga.
- Pérdidas de potencia y energía.

El período de diseño será de 15 años.

En todos los diseños de redes de distribución secundaria se incluirán memorias de los cálculos que llevan a escoger los diferentes conductores.

Para líneas de distribución secundaria aérea, pueden utilizarse conductores aislados o desnudos, de cobre o aluminio aislados con recubrimiento termoplástico resistente a la humedad (THW).

Para líneas de distribución secundaria se han normalizado los siguientes tipos de conductores:

- Conductor de aluminio y cobre con aislamiento termoplástico resistente a la humedad para redes aéreas con separación entre conductores no menor de 10 cm.
- Conductor ACSR o cobre desnudo para redes aéreas con separación entre conductores no menor de 20 cm. Se recomienda usar espaciadores en la mitad de los tramos.

En casos de doble canalización se emplearán conductores de calibre máximo 1 / 0 AWG.

El calibre máximo a emplear será el 2 / 0 AWG.

Los calibres mínimos de los conductores normalizadores en redes secundarias aéreas son:

- Para las fases:
- Cobre con aislamiento termoplástico resistencia a la humedad AWG N° 6
 - Cobre desnudo N° 6 AWG.
 - Aluminio con aislamiento termoplástico resistente a la humedad N° 4 AWG.
 - Aluminio reforzado con acero, ACSR N° 4 AWG.
- Para el neutro:
- En sistemas trifásicos tetrafilares será 2 Galgas inferior al de las fases.
 - En sistemas monofásicos trifilares será igual al de las fases.
 - En sistemas trifilares derivados de sistemas trifásicos tetrafilares y en sistemas bifilares será igual al empleado en la fase.

10.12.6 Aislamiento.

La regulación máxima permitida en la acometida de la red al usuario será del 1,5%.

La longitud máxima será de 15 m desde el poste hasta la bornera del contador.

El material a utilizar será cable de cobre con aislamiento termoplástico resistente a la humedad (THW).

El calibre mínimo a emplear en las acometidas será N° 8 AWG

La conexión de la acometida a la red deberá hacerse con conector bimetálico, cuando la red está en AI.

Las acometidas deberán partir de los apoyos, quedando expresamente prohibido conectarlas directamente al cable en la mitad del vano entre postes.

El arranque de las acometidas en los apoyos se efectuará utilizando un conector bimetálico dispuesto sobre un arco del mismo material y calibre de la red secundaria. El empalme del arco a la red se hará mediante conectores del mismo material de aquella, protegidos debidamente con cinta aislante de caucho y posteriormente con cinta aislante de plástico. Es recomendable el empleo de pomada antioxidante a base de silicona con la finalidad de proteger contra oxidación.

El número de acometidas por apoyo será máximo de 8.

En calzadas de 6 metros o más se canalizará red secundaria por ambos lados de la vía.

El neutro de toda acometida y en general de la instalación interior, estarán puestos a tierra mediante varilla de copperweld de 120 mm^2 y 1,5 m, el conductor de la bajante será de cobre del mismo calibre del neutro de la acometida.

10.12.7 Configuración de la red.

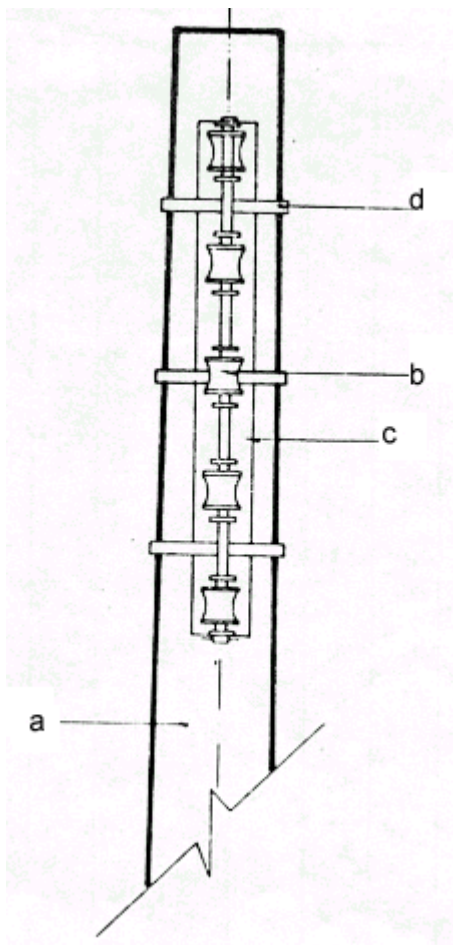
Las redes de distribución secundaria será básicamente de 2 tipos:

- Para zona residencial será monofásica trifilar 120 / 240 V
- Para zonas cuyas necesidades de alimentación impliquen servicio trifásico se construirá red secundaria trifásica trifilar 120 / 208 V o 123 / 214 V.

En ningún caso se considerará red secundaria monofásica bifilar.

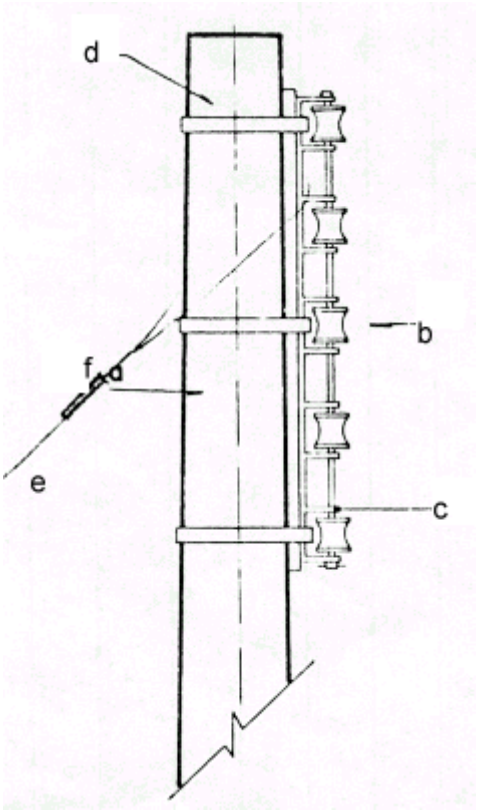
10.12.8 Protección.

El neutro del circuito secundario será continuo y se conectará a tierra en el transformador de distribución y en el terminal de circuito; igualmente en cada una de las acometidas. Siempre que sea posible, los neutros de circuitos secundarios distintos deberán conectarse entre sí. El neutro del circuito secundario estará conectado al neutro del transformador y a la carcasa de éste. Los circuitos secundarios se diseñarán para tomar inicialmente una carga del 85% de la capacidad nominal del transformador de distribución que los alimenta.



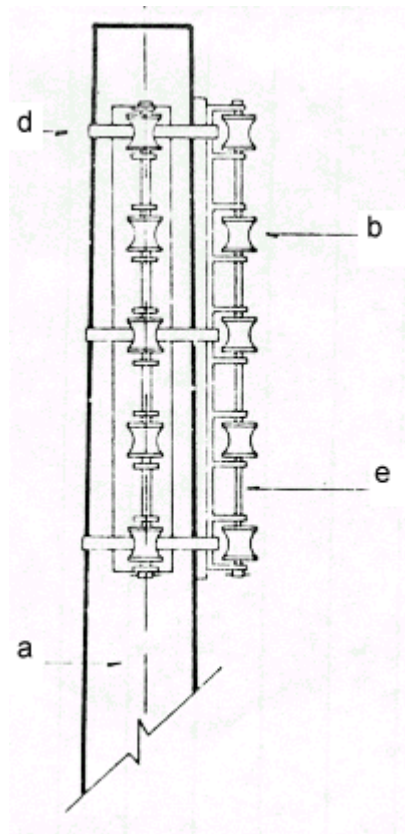
Símbolo	Cantidad	Descripción
a	1	Poste de concreto 8 x 500 kg.
b	5	Aisladores de carrete 3".
c	1	Percha 9 puestos.
d	3	Zunch Band - it 3/8".

FIGURA 10.40. Estructura de suspensión 5 hilos.



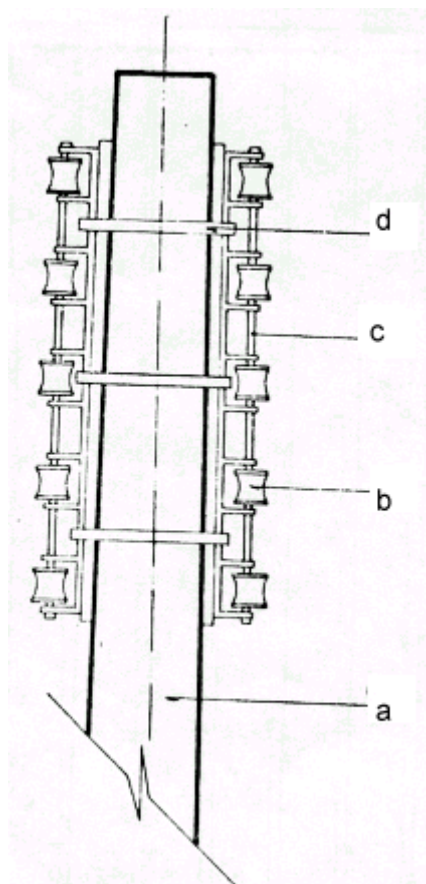
Símbolo	Cantidad	Descripción
a	1	Poste de concreto 500 kg.
b	5	Aisladores de carrete 3".
c	1	Percha 9 puestos.
d	3	Zunch Band - it 3/8".
e	3	Grapas para zunch band - it de 3/8"

FIGURA 10.41. Estructura terminal 5 hilos.



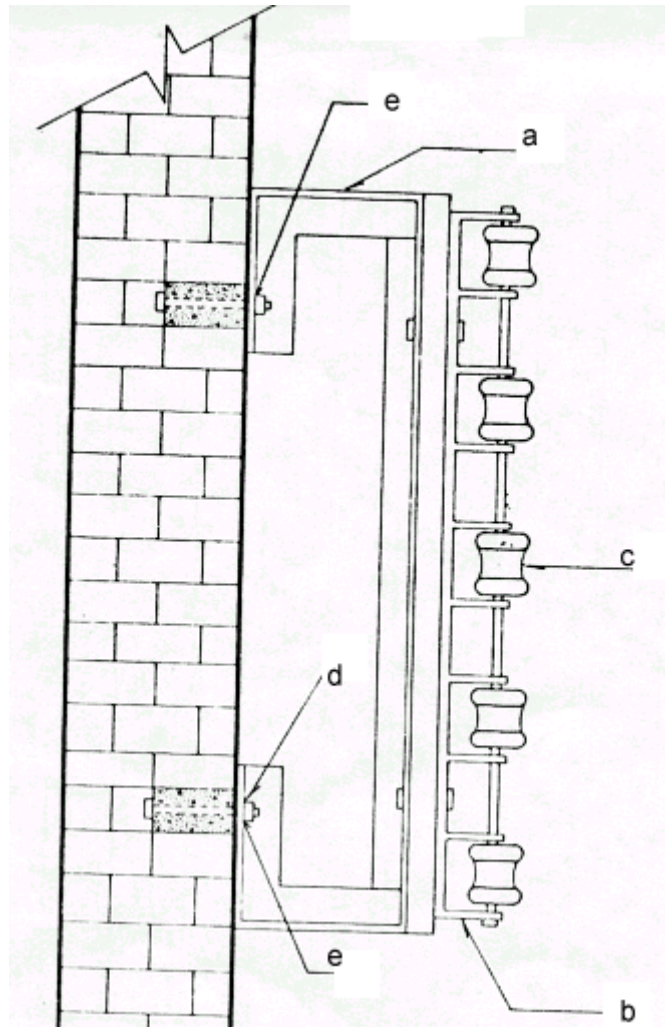
Símbolo	Cantidad	Descripción
a	1	Poste de concreto 500 kg.
b	10	Aisladores de carrete 3".
c	2	Percha 9 puestos.
d	3	Zunch Band - it 3/8".
e	3	Grapas para zuncho band - it de 3/8"

FIGURA 10.42. Estructura cable terminal 90° 5 hilos.



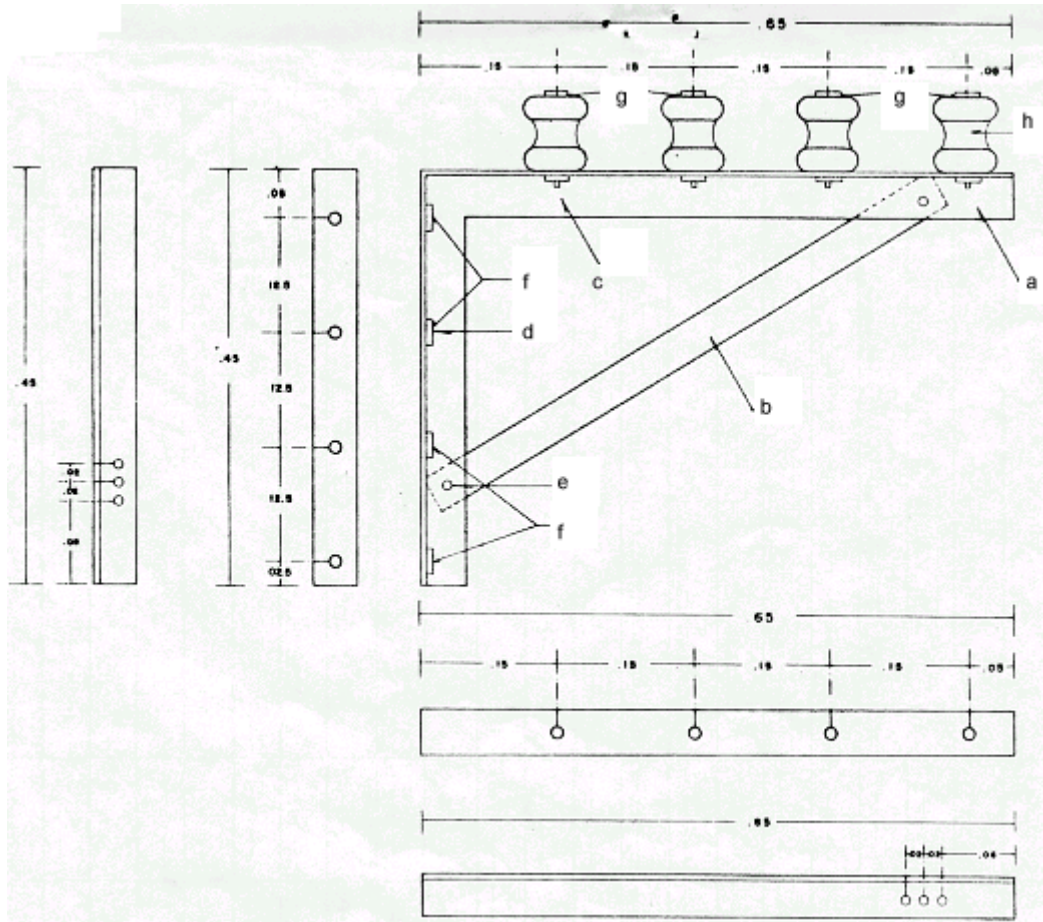
Símbolo	Cantidad	Descripción
a	1	Poste de concreto 500 kg.
b	10	Aisladores de carrete 3".
c	2	Percha de 9 puestos.
d	3	Zuncho band - it 3/8".
e	3	Grapas para zuncho band - it 3/8".

FIGURA 10.43. Estructura: terminal 180° 5 hilos.



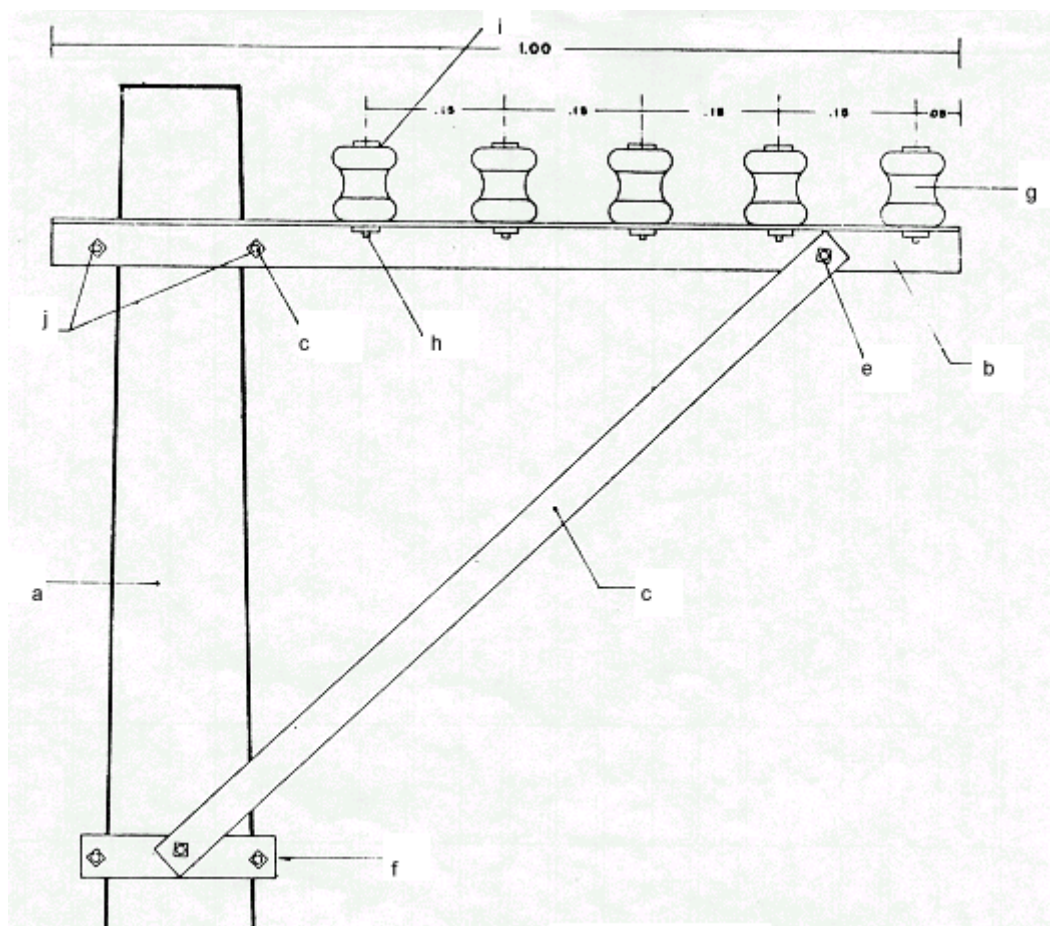
Símbolo	Cantidad	Descripción
a	1	Herraje de 0.2 m x 0.2 m x 0.9 m en ángulo metálico de 2" x 2" x 1/4"
b	1	Percha de 9 puestos.
c	5	Aisladores de carrete 3".
d	2	Tornillos de máquina de 5/8" x 4"
e	6	Arandelas de presión de 5/8"

FIGURA 10.44. Estructura: Herraje disposición vertical 5 hilos empontrada.



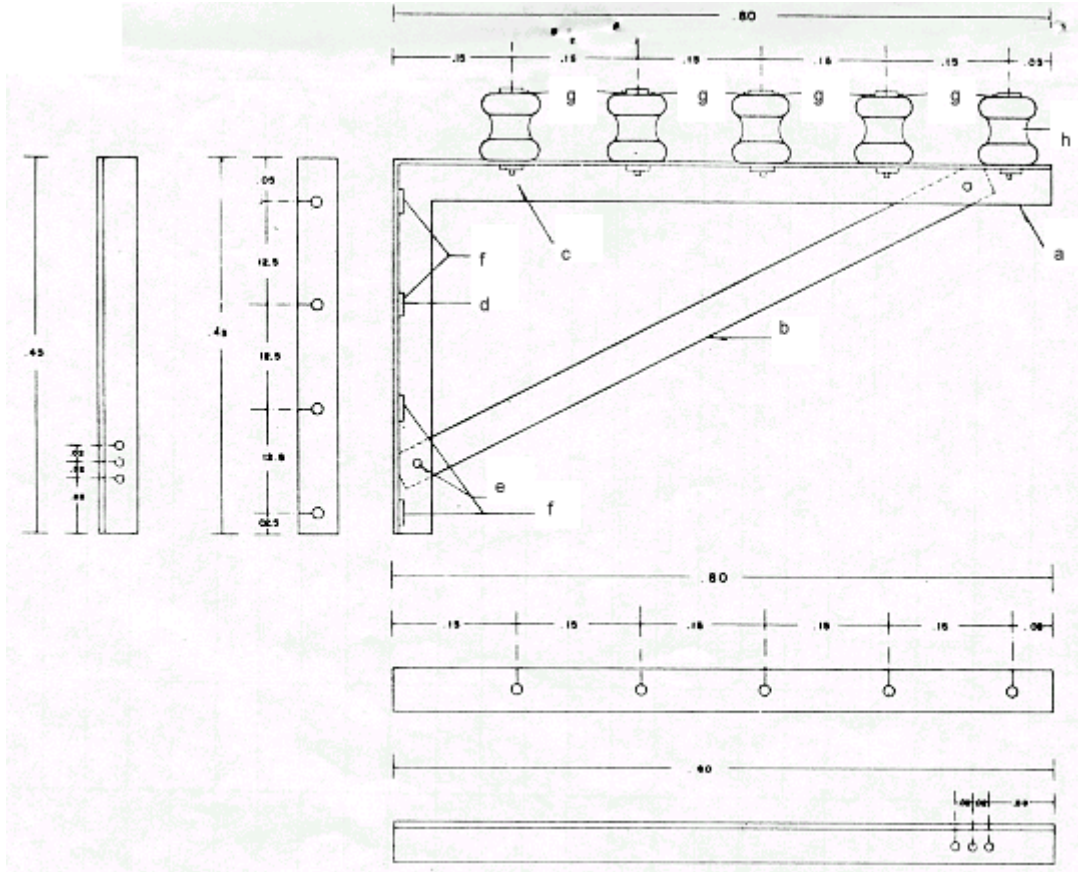
Símbolo	Cantidad	Descripción
a	1	Herrajes en escuadra 2" x 2" x 1/2" x 0.65 m x 0.45 m
b	1	Platina de 1 1/2" x 1 1/2" x 3/16" x 0.6 m.
c	4	Tornillos de máquina de 1/2" x 4"
d	4	Tornillos de máquina de 5/8" x 4"
e	2	Tornillos de máquina de 1/2" x 1 1/2"
f	4	Arandelas comunes de 5/8"
g	4	Arandelas comunes de 1/2"
h	4	Aisladores de carrete 3"

FIGURA 10.45. Estructura: escuadra 4 Hilos.



Símbolo	Cantidad	Descripción
a	1	Poste concreto de 500 kg.
b	1	Cruceta ángulo metálico de 2"x 2" x 1/4" x 1.0 m.
c	1	Platina de 2" x 1/4" x 1 m.
d	1	U de hierro de 5/8" x 0.18 m.
e	1	Tornillos de máquina de 1/2" x 1 1/2"
f	1	Collarín sencillo de 5" - 6".
g	5	Aisladores de carrete 3"
h	5	Tornillos de máquina de 1/2" x 4"
i	5	Arandelas comunes de 1/2"
j	2	Arandelas comunes de 5/8"

FIGURA 10.46. Disposición horizontal 5 hilos en bandera.



Símbolo	Cantidad	Descripción
a	1	Herrajes en escuadra 2" x 2" x 1/2" x 0.8 m x 0.45 m
b	1	Platina de 1 1/2" x 1 1/2" x 3/16" x 0.8 m.
c	5	Tornillos de máquina de 1/2" x 4"
d	4	Tornillos de máquina de 5/8" x 4"
e	2	Tornillos de máquina de 1/2" x 1 1/2"
f	4	Arandelas comunes de 5/8"
g	5	Arandelas comunes de 1/2"
h	5	Aisladores de carrete 3"

FIGURA 10.47. Estructura en escuadra 5 hilos.

10.13 NORMAS TÉCNICAS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA SUBTERRÁNEA

10.13.1 Generalidades.

Solamente se admitirá la construcción de redes de distribución secundaria subterránea en aquellos sectores donde por razones de índole estética lo requieran, según concepto de la división de planeación del Municipio, la empresa electrificadora correspondiente y / o el urbanizador.

10.13.2 Ductos.

Se debe emplear tubería plástica PVC - DB para uso eléctrico o de asbesto cemento, con un diámetro no inferior a 3".

La canalización tendrá una pendiente no inferior a 3% entre cámaras.

El número mínimo de ductos a instalar debe ser de 3 cuando solamente haya instalada red secundaria.

En la disposición de conductores en la tubería se tendrá en cuenta contar con el 60% de área libre del ducto para la ventilación (es decir sólo se ocupará el 40%).

Observando lo dicho para redes primarias, además de los puntos anteriores, el material de los ductos tendrá las mismas exigencias expuestas allí.

10.13.3 Zanjas.

10.13.3.1 Configuración de las zanjas bajo anden.

La distancia mínima entre la rasante del terreno y la superficie del ducto será de 0,6 mt.

Los ductos deben descansar uniformemente sobre el terreno para evitar así esfuerzos de flexión.

El espaciamiento entre ductos debe ser de 5 cm sabiendo que el diámetro mínimo es de 3".

La figura 10.48 ilustra esta configuración.

10.13.3.2 Configuración de las zanjas bajo calzada.

La distancia mínima entre la rasante del terreno y la superficie superior del ducto será de 0,8 m.

En calzadas de vías de tráfico pesado es necesario colocar una losa de concreto armado sobre el banco de ductos para distribuir la carga. En la figura 10.49 se muestra esta configuración.

10.13.4 Disposición de los ductos en las zanjas.

Se deben cumplir las mismas disposiciones indicadas para las redes primarias subterráneas a excepción de la tubería que debe ser de 3" mínimo.

10.13.5 Cámaras de paso y empalme.

Se deben construir en tramos rectos no mayores de 30 metros en los cambios de nivel o de dirección de la canalización y frente a frente separadas por la vía con la finalidad de disponer de puntos de conexión para las acometidas de cada bloque de viviendas en su propio andén.

Sus dimensiones deben ser de 0,6 x 0,6 x 0,9 metros (largo, ancho y profundidad).

La separación mínima que debe existir entre el piso de la cámara y la pared inferior del ducto más bajo es de 40 centímetros.

La figura 10.50 muestra las dimensiones de este tipo de cámara .

La figura 10.51 muestra el detalle de la tapa y el marco de la cámara .

La base deberá ser en gravilla fina que actúe como filtro.

10.13.6 Conductores.

Se exigirá conductor de Cobre en calibres comprendidos entre el N° 2 AWG y 250 MCM con aislamiento THW resistente a la humedad.

Para su selección se tendrá en cuenta disponer de una capacidad del 20 % de la nominal del conductor en el momento de la instalación como reserva (diseñar con el 80% de su capacidad).

Además, se debe tomar en consideración la reducción de su capacidad de conducción con el aumento de la temperatura de la red.

10.13.7 Empalmes.

Cuando el empalme se deriva de una red general subterránea en una cámara determinada se debe aplicar inicialmente cinta de caucho con el fin de sellar adecuadamente la conexión y no permitir entrada de humedad; finalmente se debe aplicar cinta de vinilo con adhesivo.

Cuando el empalme se deriva de una red general aérea, la conexión se efectuará empleando conectores bimetálicos de compresión en caso de que la red general sea de Aluminio, aplicándose luego cinta de caucho y cinta de vinilo adhesiva.

En caso de que la red general sea de cobre se deben emplear conectores cobre - cobre.

En el afloramiento a una red general aérea, debe instalarse los conductores por tubería PVC eléctrica o galvanizada con un diámetro mínimo de 3".

A 50 cm del poste aproximadamente debe construirse una cámara con las especificaciones dadas en las figuras 10.50 y 10.51.

En la figura 10.52 se indica la forma de instalación de una red aérea a una subterránea secundaria.

10.13.8 Acometidas.

De cada cámara podrán tomarse sólo cuatro acometidas que alimentarán igual número de viviendas, todas adyacentes a la cámara .

Las viviendas ubicadas al frente de otras y separadas por una vía de cualquier especificación, se deberá construir canalización transversal y cámara propia con las especificaciones dadas antes exactamente al frente de la derivación.

Toda acometida se canalizará en tubería metálica conduit de la dimensión adecuada con los calibres empleados, teniendo en cuenta un área libre no inferior al 60%.

La tubería no tendrá más de 2 curvas en todo su trayecto y su longitud total no debe sobrepasar los 15 metros hasta el tablero del contador.

La acometida secundaria de un transformador aéreo que alimenta un edificio y necesariamente deba ser subterránea, debe cumplir con las exigencias expuestas en el numeral 10.13.7.

10.13.9 Conexión a tierra

El neutro se debe conectar en un extremo de la malla del transformador o subestación y en cada cámara instalada conectado a una varilla de copperweld de 5 / 8" x 1,5 metros.

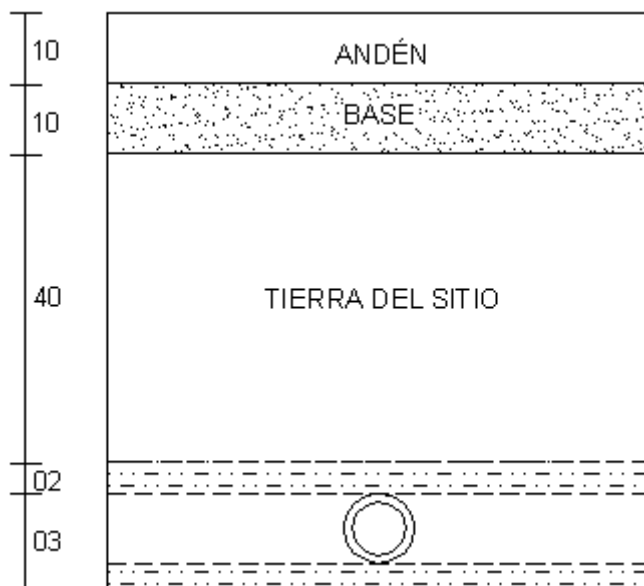


FIGURA 10.48. Configuración de zanjas bajo andén.

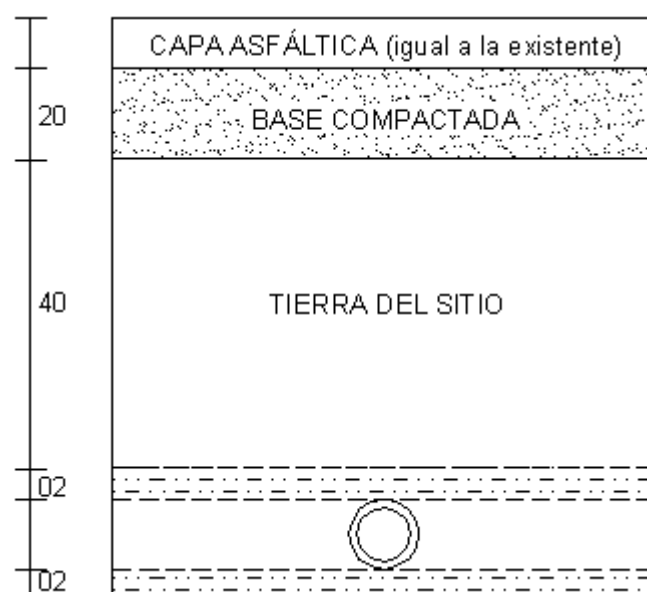
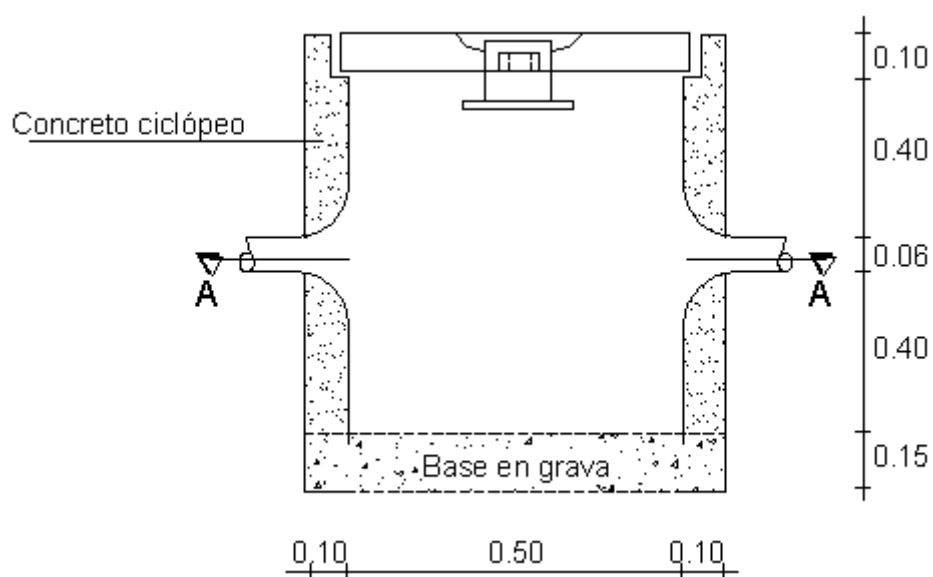
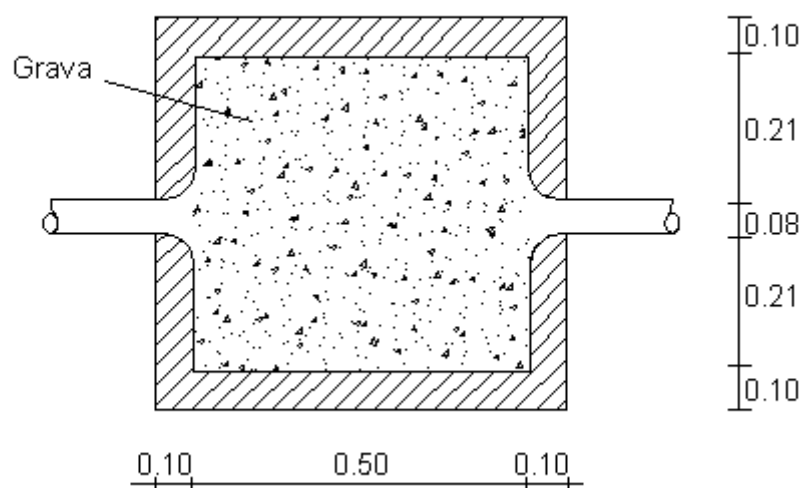


FIGURA 10.49. Configuración de zanjas bajo calzada.



CORTE AA'



NOTA: Dimensiones en metros

FIGURA 10.50. Cámara de paso y empalme. Redes subterráneas secundarias.

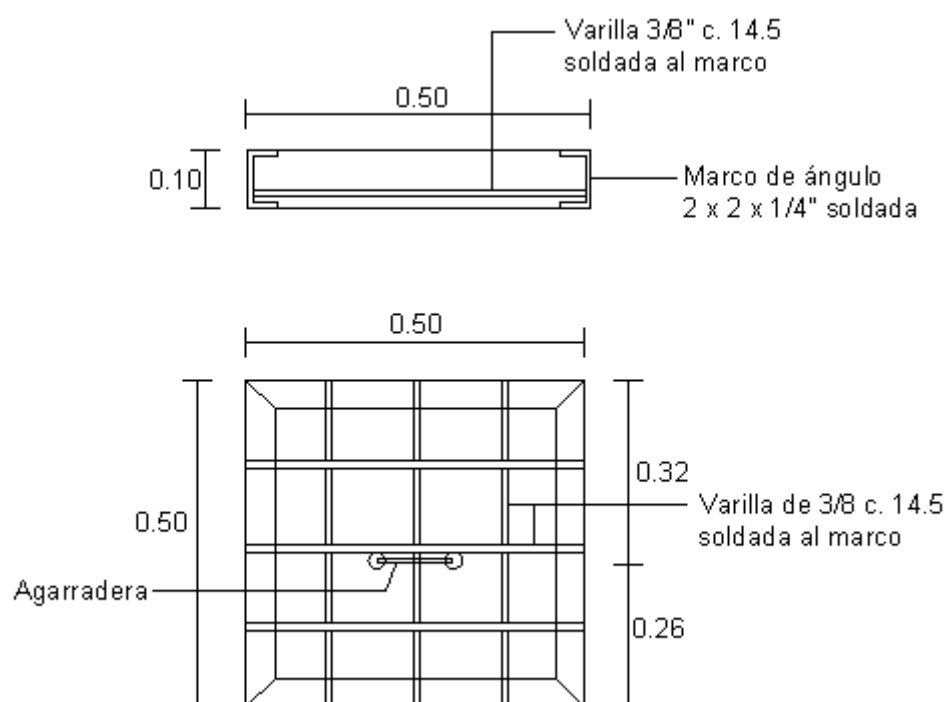


FIGURA 10.51. Tapa y marco de paso. Redes subterráneas secundarias.

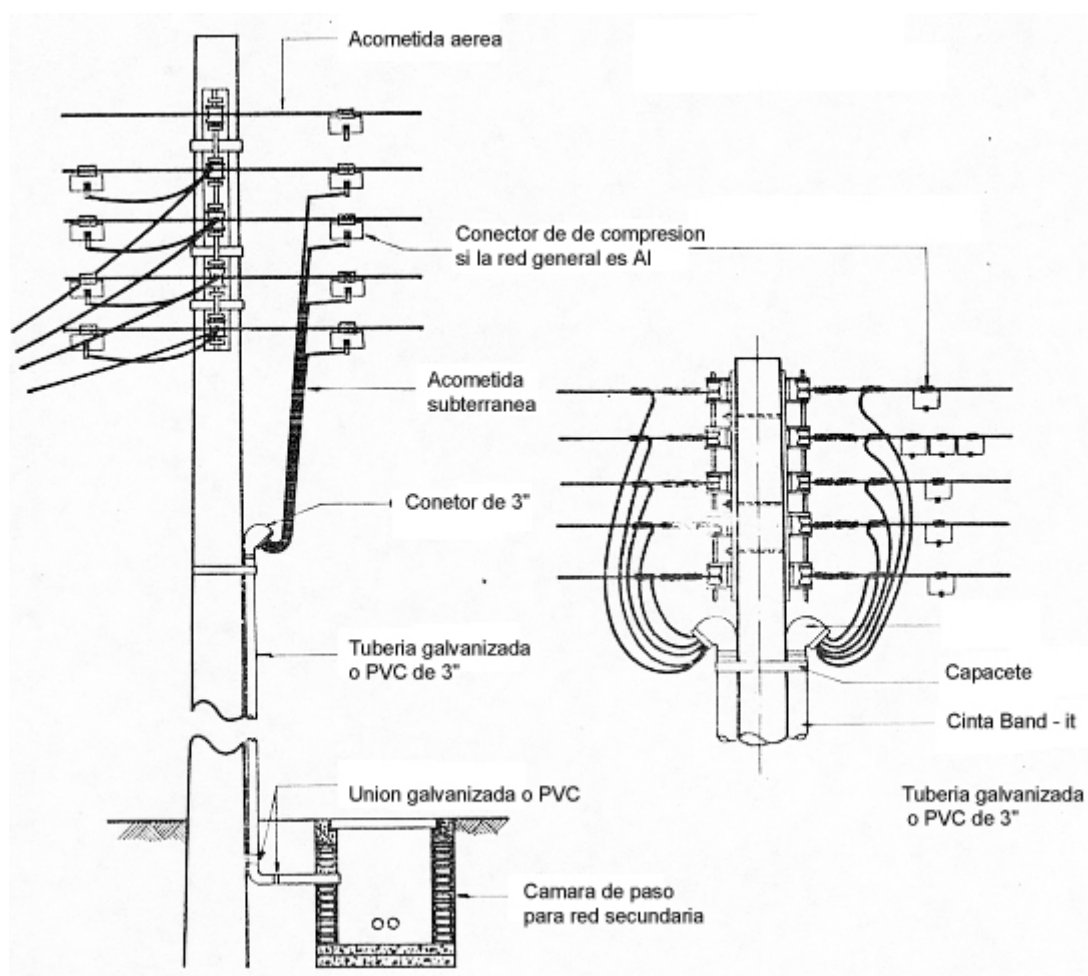


FIGURA 10.52. Transición de red aérea a red subterránea. Redes subterráneas secundarias.

-
- 11.1 Definición.**
 - 11.2 Subestación aérea.**
 - 11.3 Subestación en el piso.**
 - 11.4 Subestación subterránea.**
 - 11.5 Descripción de celdas de una subestación interior.**
 - 11.6 Normalización de plantas de emergencia.**
 - 11.7 Componentes básicos de una subestación.**
 - 11.8 Fusibles de alta tensión HH.**
 - 11.9 Mallas a tierra.**

11.1 DEFINICIÓN

Las subestaciones de distribución son aquellos puntos de transformación del nivel de distribución primaria al nivel de distribución secundaria. Los niveles de tensión primaria comprende: 13,2 - 11,4 - 7,62 - 4,16 - 2,4 kV y los niveles de tensión secundaria comprende: 440 - 220 - 208 - 127 - 120 V.

Se han clasificado por su ubicación, por el tipo de transformador MT / BT utilizado, por el equipo de maniobra y protección, de la siguiente manera:

11.2 SUBESTACIÓN AÉREA

Son aquellas cuyas características. de tamaño, peso y capacidad permiten su montaje a la intemperie.

11.2.1 Transformadores.

Todas las características, valores nominales y pruebas que deben cumplir los transformadores de distribución deben ser las mismas que figuran en las normas ICONTEC (la norma 2100 es un compendio de normas para transformadores de distribución).

Las especificaciones para los transformadores aquí indicados se refieren a transformadores de distribución sumergidos en aceite con las siguientes características generales:

Tipo de refrigeración:	Natural (ONAN).
Tipo de instalación:	Intemperie para instalación en poste.
Frecuencia:	60 Hz.
Voltaje nominal primario y derivaciones:	13,2 kV $\pm 2 \times 2,5 \%$
Voltaje nominal secundario:	1 ϕ 240 / 120 V 3 ϕ 208 / 120 V. 220 / 127 V 214 / 123 V..

En todos los casos deben ser convencionales o autoprotegidos. Todos los transformadores presentarán protocolo de pruebas (norma ICONTEC 1358) y deben ser homologados por el sector eléctrico.

11.2.2 Disposiciones mínimas para el montaje.

Se utilizarán transformadores monofásicos con capacidad no mayor de 75 kVA y trifásicos con capacidad no mayor de 150 kVA en redes de distribución aéreas. Esta disposición se muestra en la figura 11.1.

Transformadores con capacidad de 75 kVA (monofásicos o trifásicos) se sujetarán con collarines, platinas, U con platinas, en un solo poste (o estructura primaria). Esta disposición se muestra en la figura 11.2.

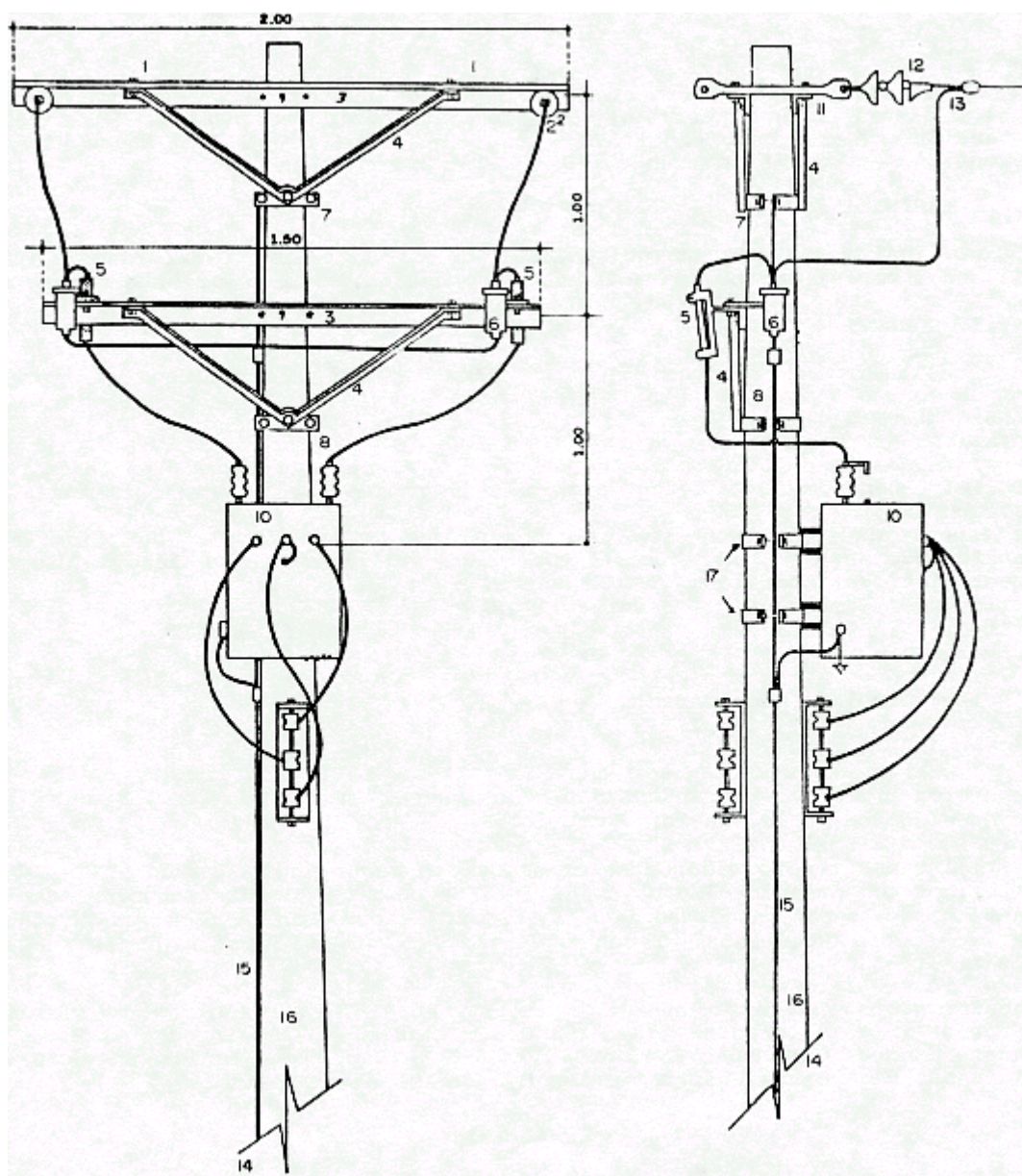


FIGURA 11.1. Subestación aérea. Monofásica hasta 75 kVA. (Montaje con collarín).

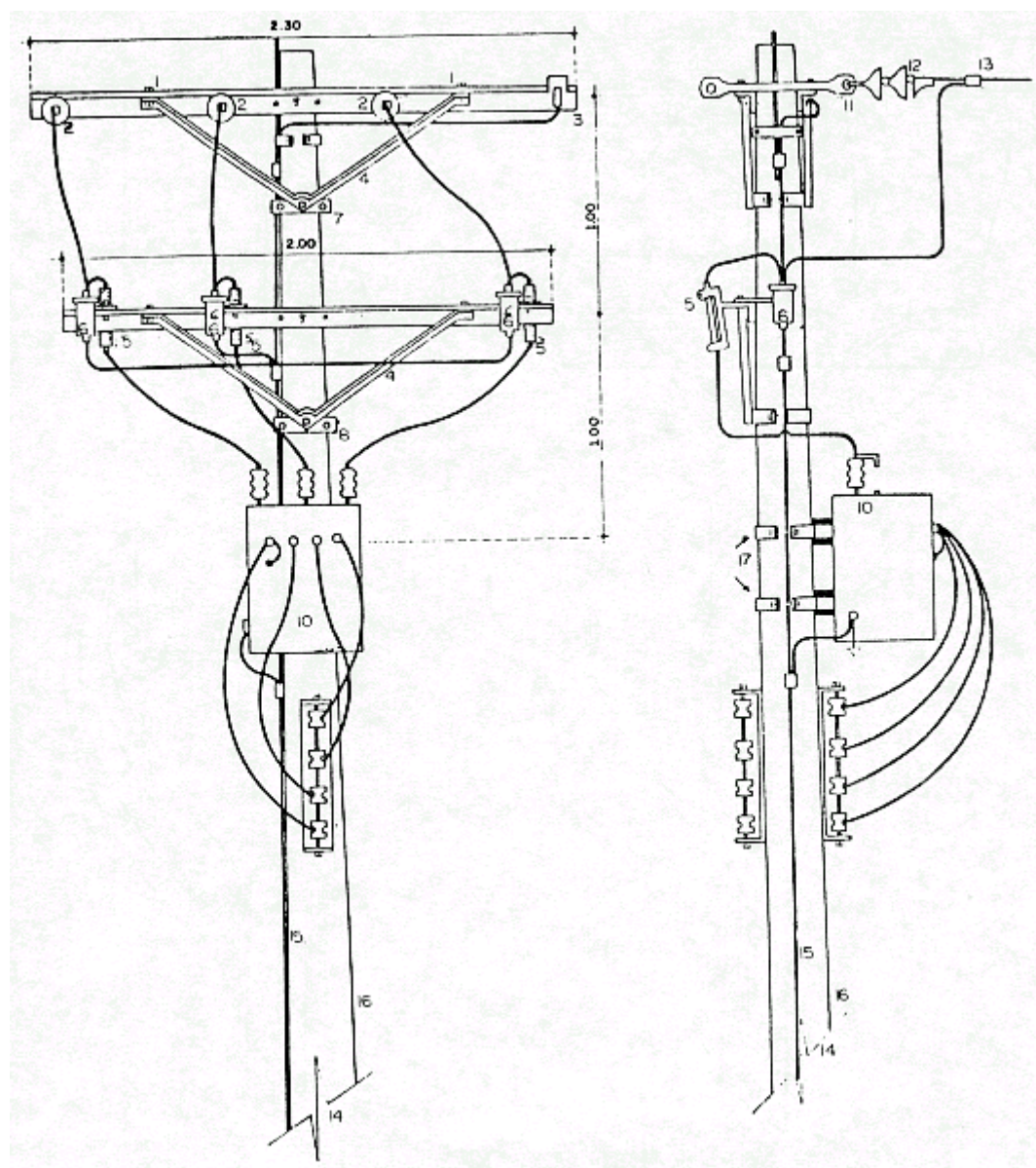


FIGURA 11.2. Subestación aérea. Trifásica hasta 75 kVA. (Montaje con collarín).

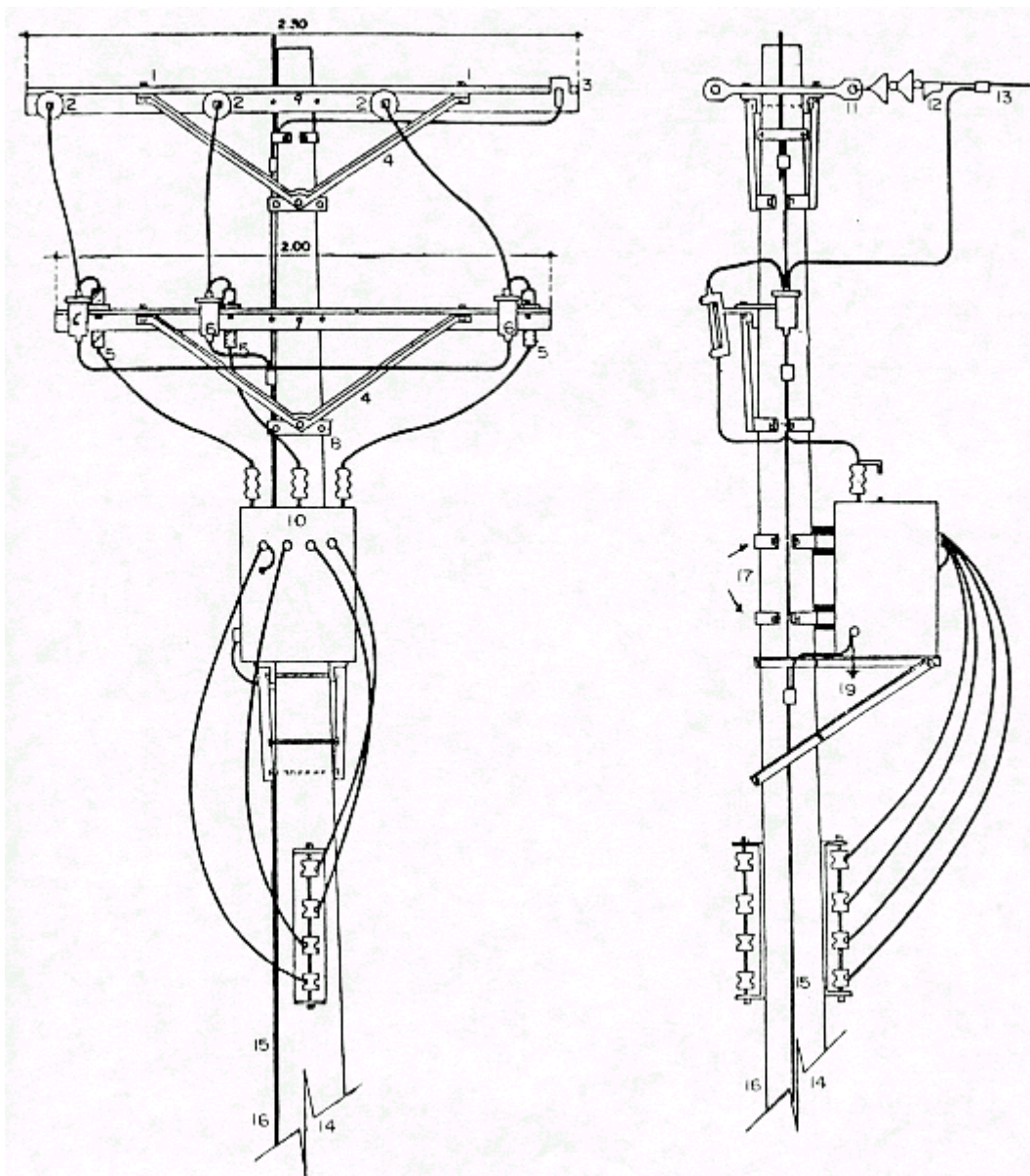


FIGURA 11.3. Subestación aérea. Trifásica entre 76 kVA y 112.5 kVA. (Montaje con collarín y repisa).

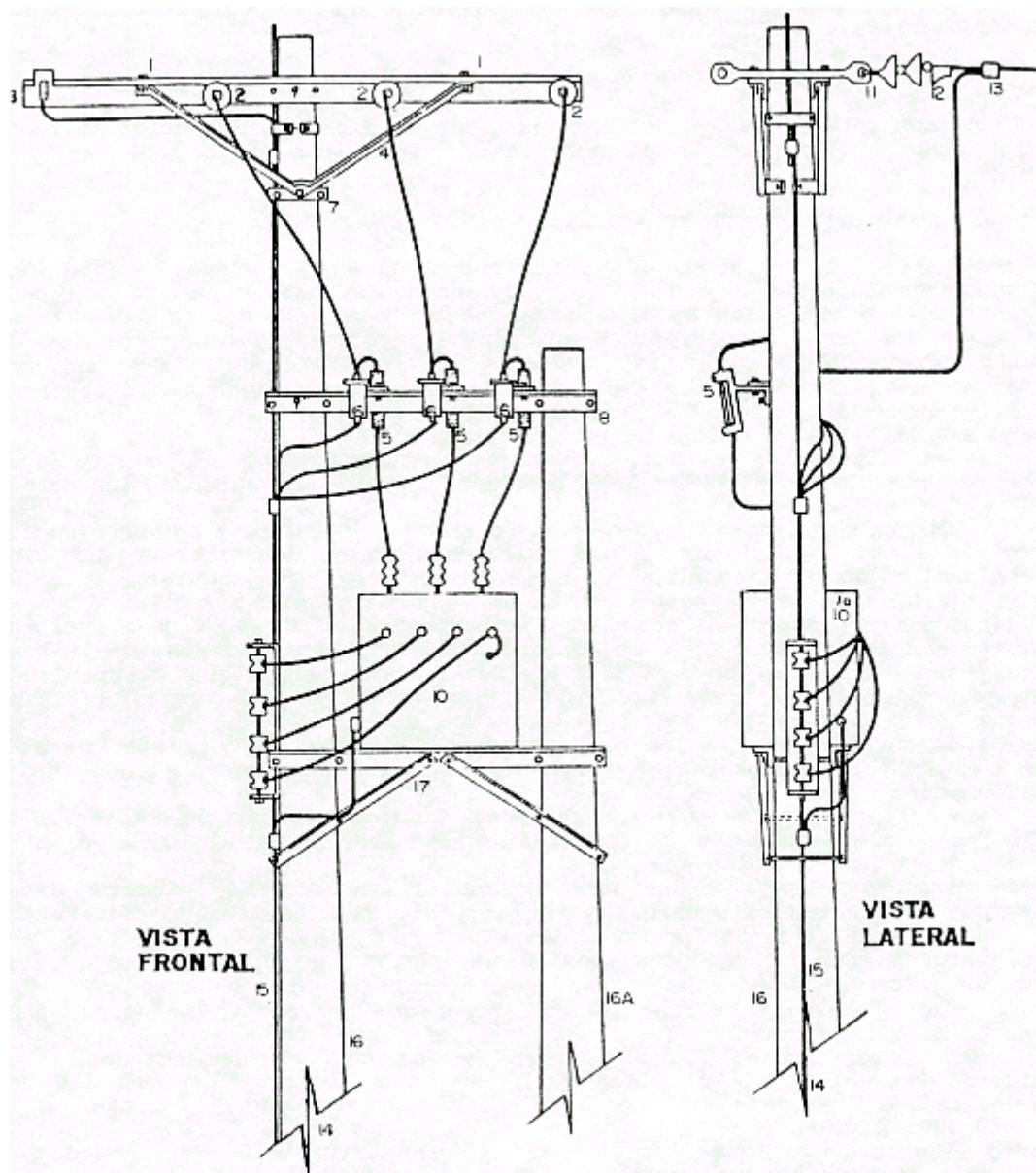


FIGURA 11.4. Subestación aérea. Trifásica entre 113 y 150 kVA. (Montaje en camilla).

Transformadores con capacidad entre 76 kVA Y 112.5 kVA (trifásicos) se montarán en repisa en un solo poste (o estructura primaria). Véase figura 11.3.

Transformadores con capacidad entre 113 kVA y 150 kVA se montarán en camilla utilizando dos postes (estructura en H). Véase figura 11.4.

11.3 SUBESTACIONES EN PISO

Son aquellas cuyas características de tamaño, peso y capacidad permiten su montaje sobre el nivel del piso o a una altura no mayor de 1 metro.

Pueden estar ubicados en interiores o a la intemperie y contienen todas las capacidades hasta 500 kVA.

11.3.1 Subestación interior.

Es aquella que está montada en el interior de un edificio, en locales cerrados o bajo techo. Deben ser de la modalidad tipo pedestal (pad Mounted) y / o capsulada.

11.3.1.1 Subestación pedestal (pad mounted)

No posee partes vivas expuestas (tiene frente muerto) y forma un conjunto interruptor -transformador con bujes tipo premoldeados, bujes de parqueo, interruptor para operación bajo carga en el sistema primario, fusibles tipo Bayonet y codos premoldeados para operación bajo carga de 200 A.

El interruptor va adosado al transformador y puede disponer de caja de maniobra para establecer entrada y salida de alimentador primario, siempre a través de bujes tipo premoldeado para las acometidas de alta tensión.

TRANSFORMADORES

Todas las características, valores nominales y pruebas que deben cumplir estos transformadores de distribución deben ser las mismas que figuren en las normas ICONTEC.

Las especificaciones generales se refieren a los transformadores de distribución sumergidos en aceite, se diferencian únicamente en su construcción del tipo convencional en que no tienen partes vivas expuestas. Posee compartimientos de alta y baja tensión completamente cabinados e independientes.

Este tipo de transformadores posee protecciones del siguiente tipo: fusibles de protección rápida tipo Bayonet, que se introduce dentro de una cartuchera inmersa en aceite en el transformador. Se encuentra en la parte superior y puede ser removido en forma externa utilizando la pértiga apropiada (tipo pistola).

Fusibles de características lentas y del tipo limitador de corriente, el cual actúa como respaldo del anterior. Este se encuentra inmerso en el aceite del transformador.

Para protección por fallas en la carga posee un interruptor termomagnético de caja moldeado, coordinado con los fusibles de alta tensión para hacer el disparo por el lado de baja tensión.

Posee interruptor o caja de maniobra adosado al transformador, inmerso en el aceite para operación bajo carga de varias posiciones permitiendo diferentes operaciones en la alimentación primaria.

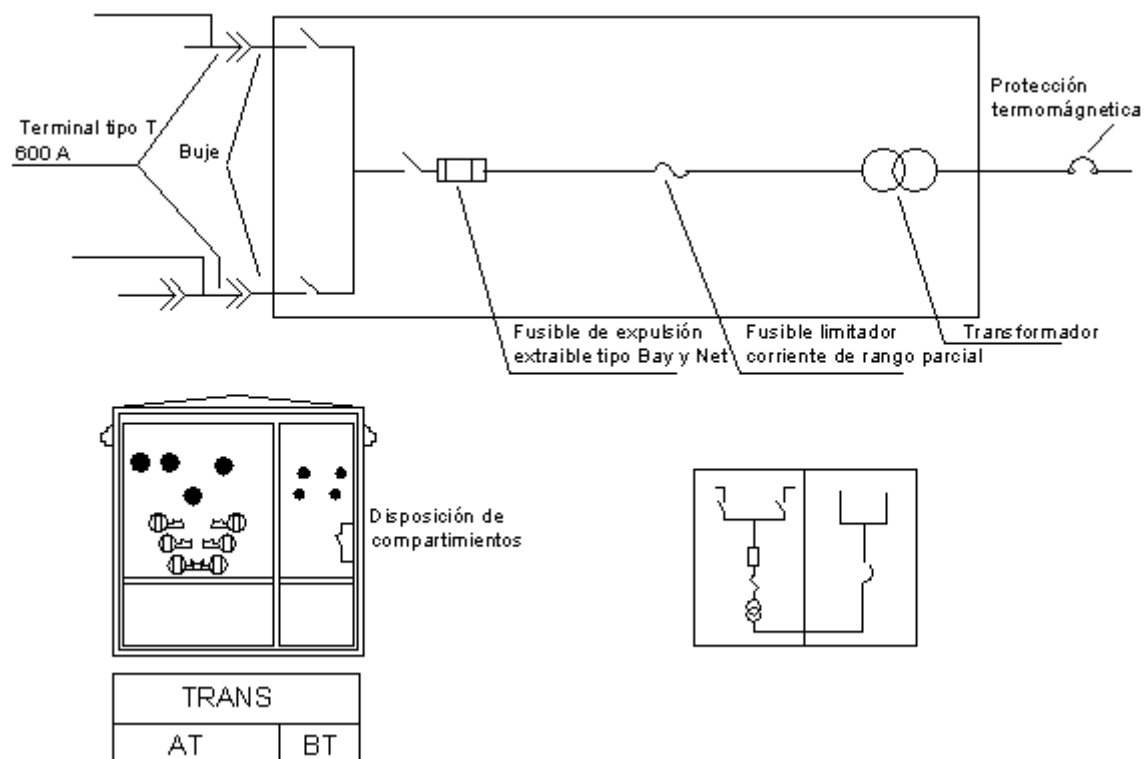


FIGURA 11.5. Subestación pedestal compacta. Interruptor de maniobra y transformador incorporados.

Los transformadores poseen bujes premoldeados aptos para operación bajo carga con codos premoldeados. Se encuentran montados en la parte frontal del transformador y del interruptor, de tal forma que existe fácil acceso para líneas de alta tensión.

La parte de baja tensión posee bujes debidamente interconectados a un totalizador normalmente incluido. Para corrientes mayores o iguales a 200 A debe llevar relé de disparo tripolar.

DISPOSICIONES MINIMAS PARA EL MONTAJE

En todos los casos se instalarán transformadores trifásicos con capacidad no mayor de 500 kVA. Las subestaciones se montarán con las siguientes disposiciones:

- Subestación pedestal compacta. (vérf figura 11.5). Se caracteriza por tener el interruptor de maniobra y transformador incorporado.
- Subestación pedestal con interruptor de maniobra separado del transformador. (vérf figura 11.6).

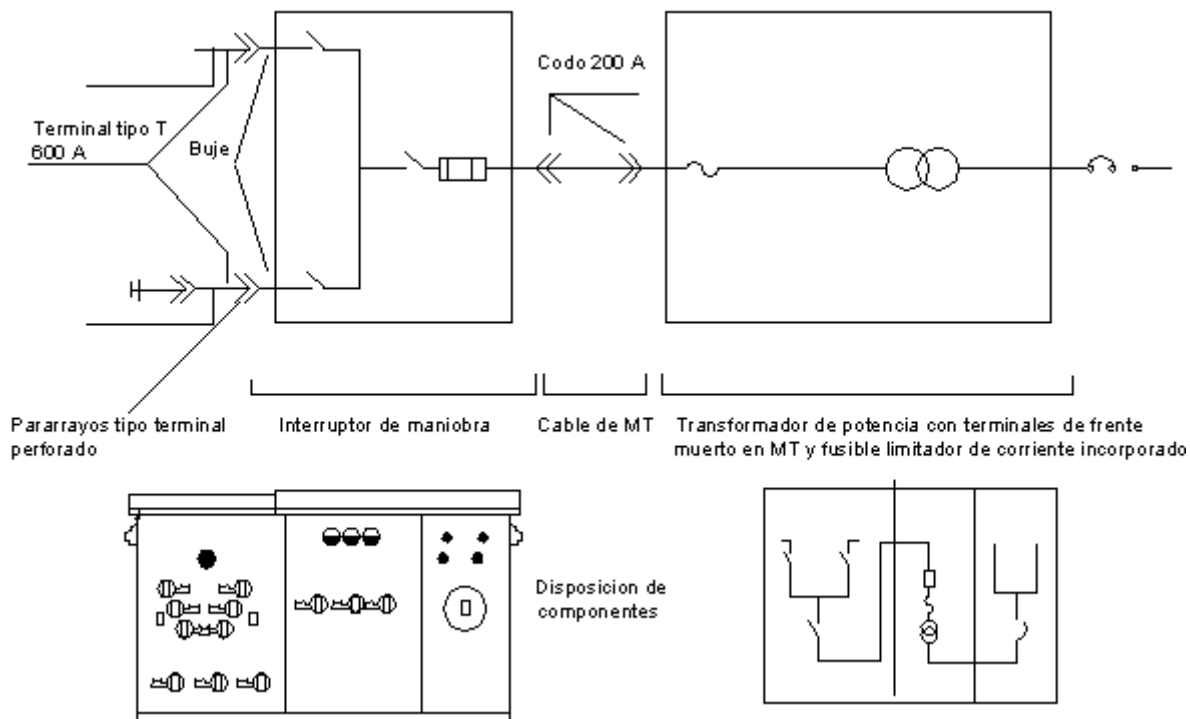


FIGURA 11.6. Subestación pedestal con interruptor de maniobra separado del transformador.

11.3.1.2 Subestación capsulada.

Son aquellas que tienen el equipo alojado en celdas (módulos) de lámina metálica con dimensiones que conservan las distancias mínimas de acercamiento.

Puede disponer de entrada y salida de alimentador primario, con sus respectivas celdas (módulos) de seccionamiento, celdas de protección y seccionamiento para cada transformador que se derive, celda para el transformador, celda para los equipos de medida de alta y / o baja tensión.

TRANSFORMADORES

Todas las características, valores nominales y pruebas que deben cumplir los transformadores de distribución deben ser las mismas que figuren en las normas ICONTEC.

Las especificaciones para los transformadores aquí indicados se refieren a transformadores de distribución sumergidos en aceite o tipo seco (aquel en el cual el núcleo y los devanados no están sumergidos en un líquido refrigerante y aislante).

Todos los transformadores presentarán protocolo de pruebas (normas ICONTEC 1358).

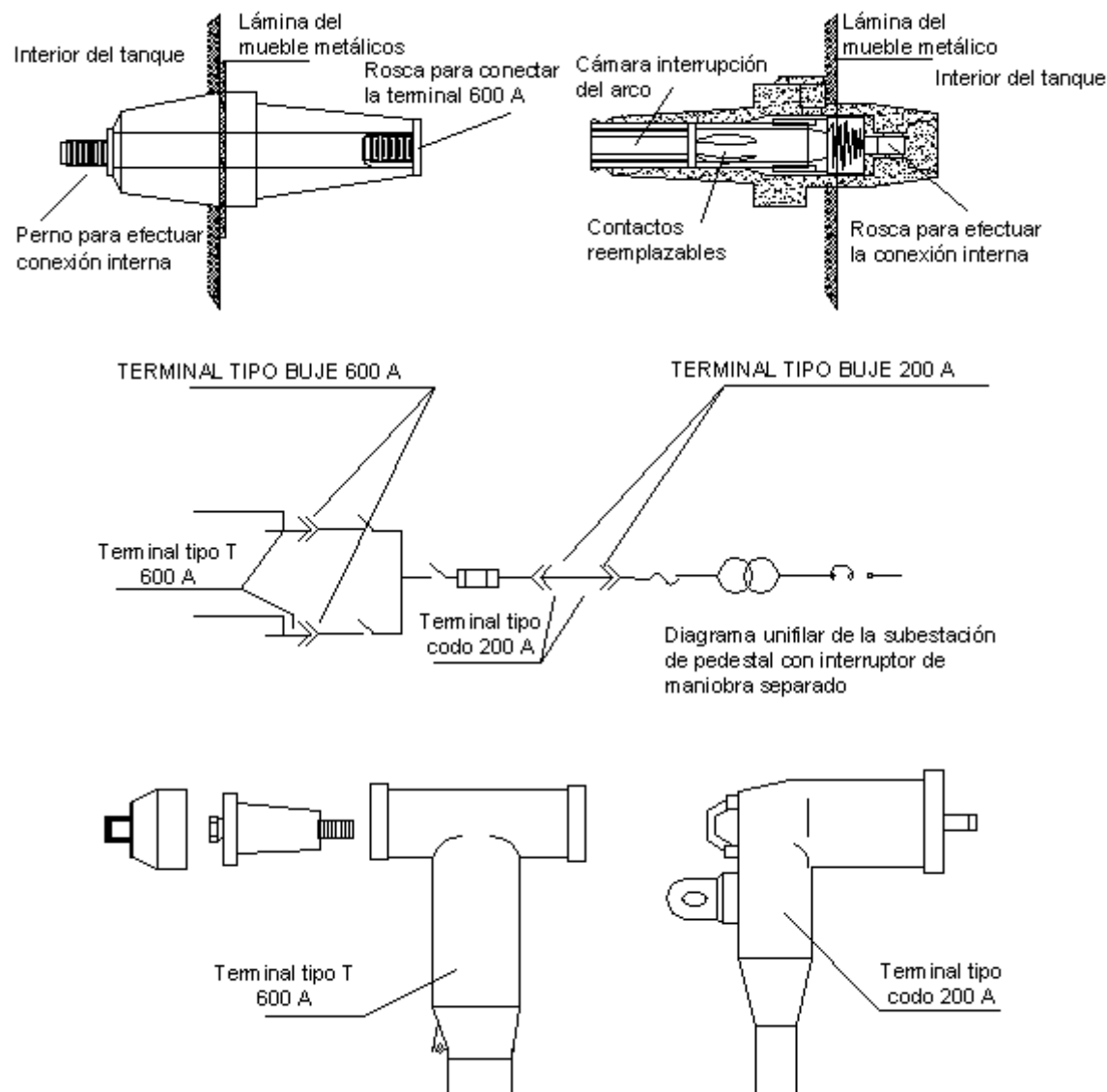


FIGURA 11.7. Elementos premodelados de una subestación pedestal.

DISPOSICIONES MÍNIMAS PARA EL MONTAJE

Siempre se instalarán transformadores trifásicos sumergidos en aceite o tipo seco hasta 500 kVA.

El proceso de capsulado lo componen las diferentes celdas construidas con perfiles de ángulo y lámina. Cada celda se proveerá con una puerta metálica con cerradura en la parte frontal, abriendo hacia afuera, con ventanas de inspección en vidrio templado de seguridad. Poseen rejillas de ventilación ubicadas de tal manera que no permitan la introducción de elementos como varillas, etc.

Las celdas de seccionamiento permiten la entrada y / o salida de los cables del alimentador primario. Cuando la instalación es el punto de partida hacia otras subestaciones, se incluirá un seccionador tripolar sin fusibles, con operación manual por medio de palanca de acceso frontal y operación bajo carga.

Su nivel de tensión debe ser de 15 kV y corriente nominal de 600 A. Las celdas de protección y seccionamiento para el transformador contienen seccionador tripolar para operar bajo carga provisto de fusibles tipo HH; dichos seccionadores poseen mecanismos de energía almacenada para apertura independiente del operador, disparo libre, disparo al fundirse cualquiera de los fusibles y operación manual por medio de palanca de acceso frontal. Su nivel de tensión debe ser de 15 kV y corriente nominal de 10 A.

Los fusibles provistos de percutor para uso en interiores tipo limitador de corriente deben ajustar su capacidad a la del transformador y en coordinación con el interruptor general de baja tensión.

Si la capacidad del transformador es mayor a 200 kVA en la celda de protección del transformador se ubicará siempre el equipo de medida (de energía activa y reactiva) en alta tensión AT, tal como se observa en la figura 11.8

La celda del transformador contiene solamente el transformador sea este sumergido en aceite o seco.

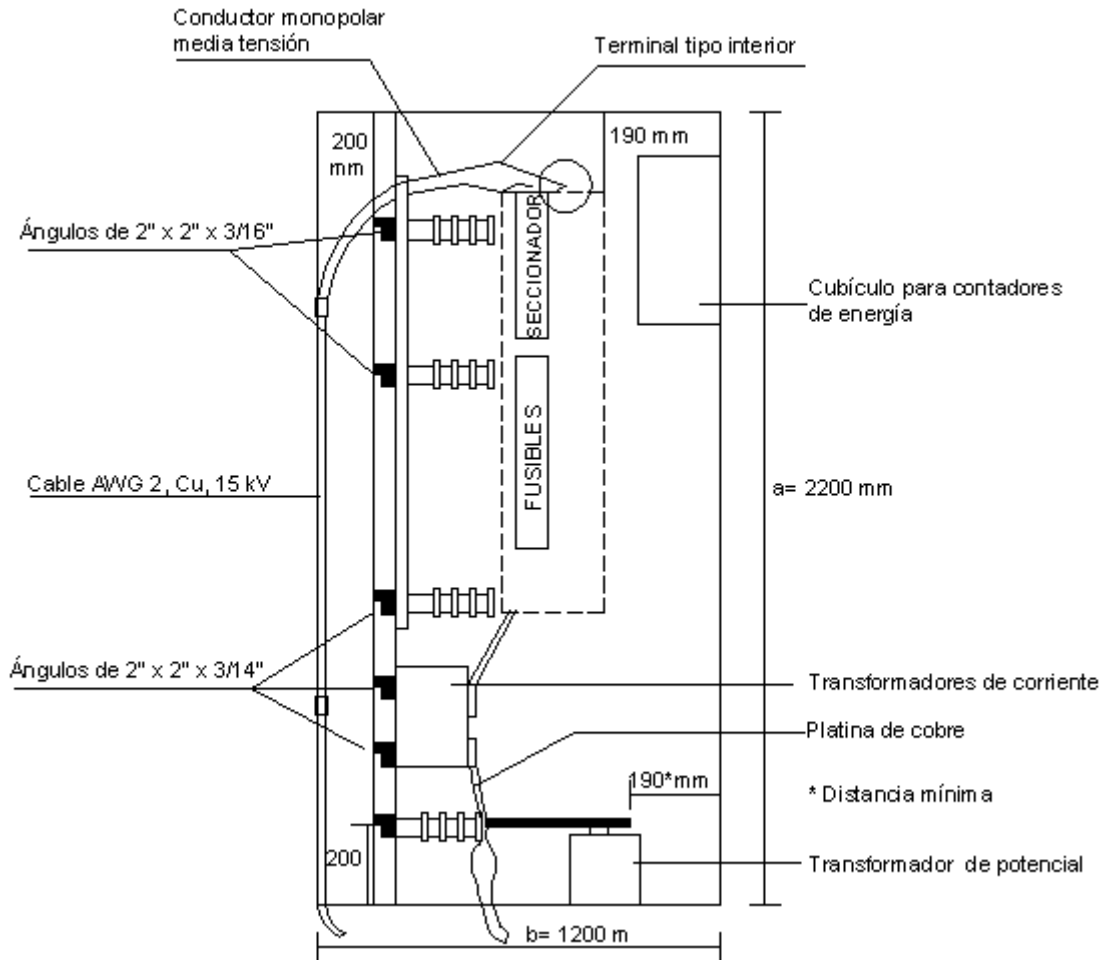
La celda para los equipos de medida de baja tensión contienen: totalizador, baraje secundario, interruptores termomagnéticos, voltímetros, amperímetros y señalización.

Todos las salidas de baja tensión se protegerán con interruptores termomagnéticos. Cuando la subestación es de 200 kVA o menos, se instalará siempre el equipo de medida en la celda de baja tensión.

En la figura 11.9 se muestran detalles de una subestación capsulada con seccionador de entrada y con seccionador de salida.

En la figura 11.10 se muestran detalles de una subestación capsulada con seccionador duplex de entrada y salida.

En la figura 11.11 se muestran las características físicas y detalles de elementos componentes de una subestación capsulada.

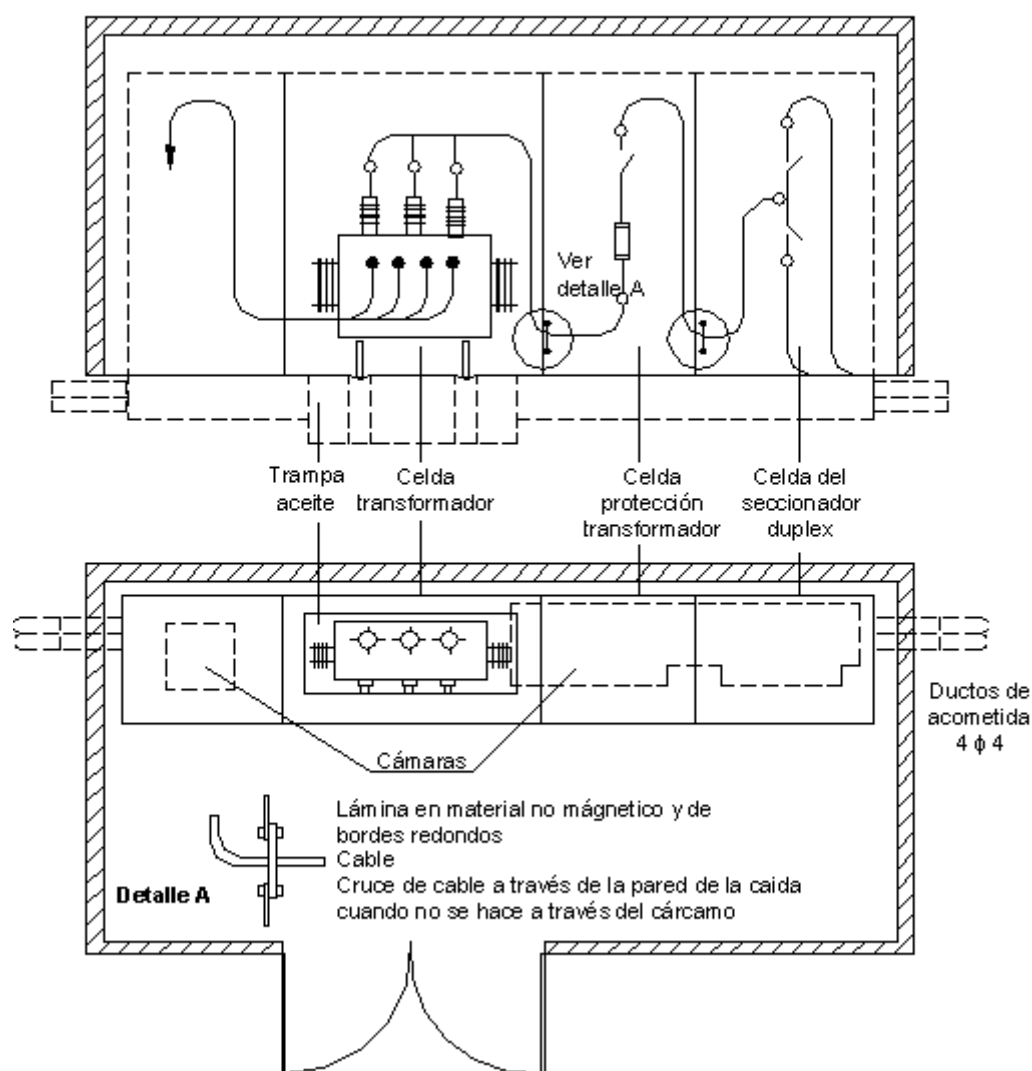


Nota:

En subestaciones con celda de entrada y celda de salida con seccionadores no se tiene el cable 2 AWG de cobre, sino platina de cobre para 600 A (20 x 10 mm).

FIGURA 11.8. Disposición física de elementos para medida en AT en la celda de protección del transformador.

Disposición de compartimientos en subestaciones con seccionador duplex de entrada y salida



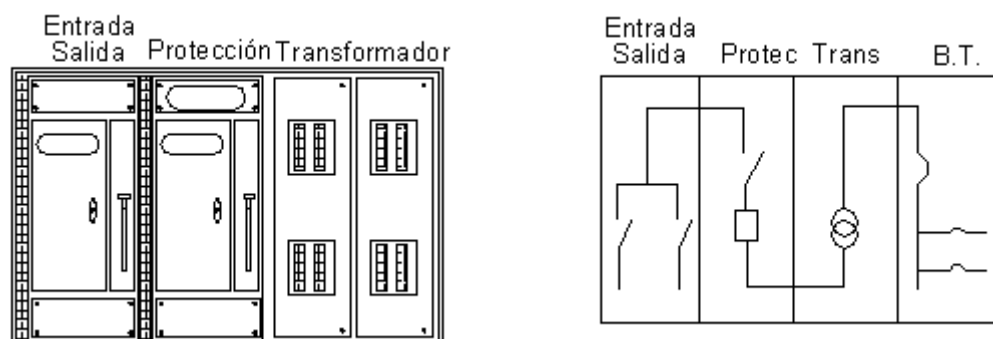
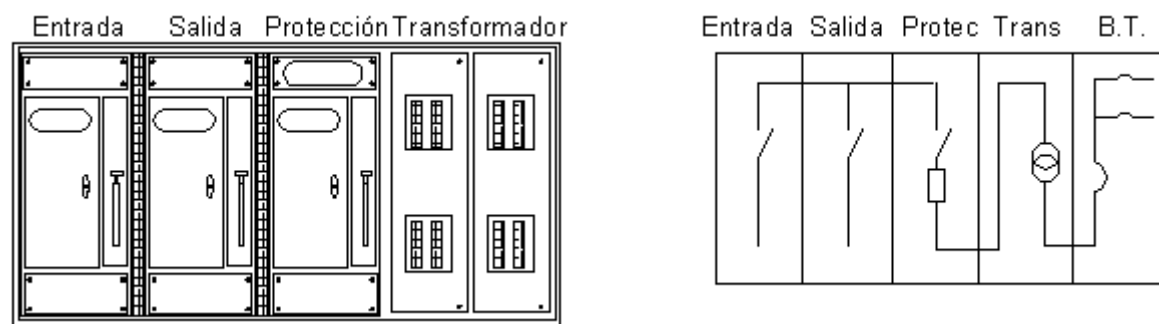


FIGURA 11.9. Subestación capsulada con seccionador de entrada y con seccionador de salida, diagrama unifilar equivalente y disposición de comportamientos perfil y planta.



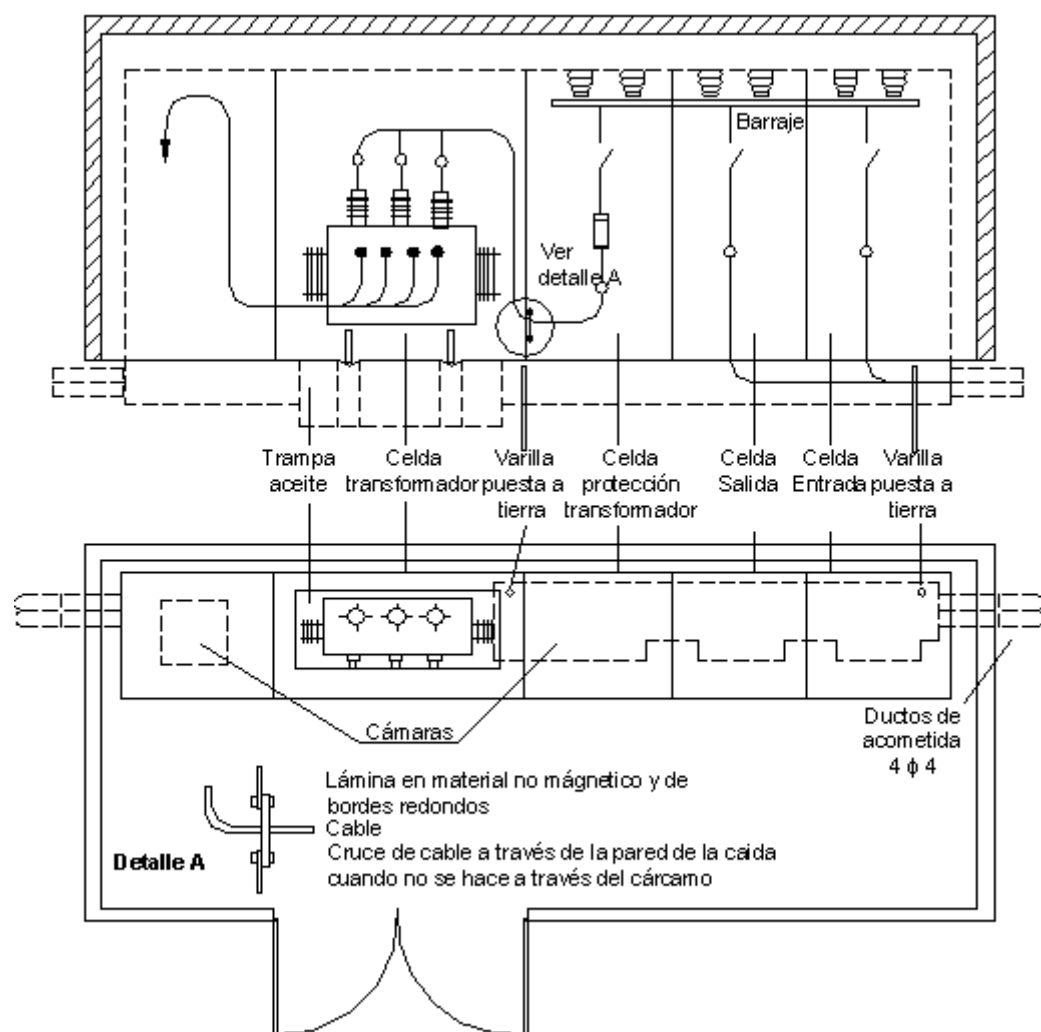


FIGURA 11.10. Subestación capsulada con seccionador duplex de entrada y salida con su diagrama unifilar equivalente y disposición de comportamientos perfil y planta.

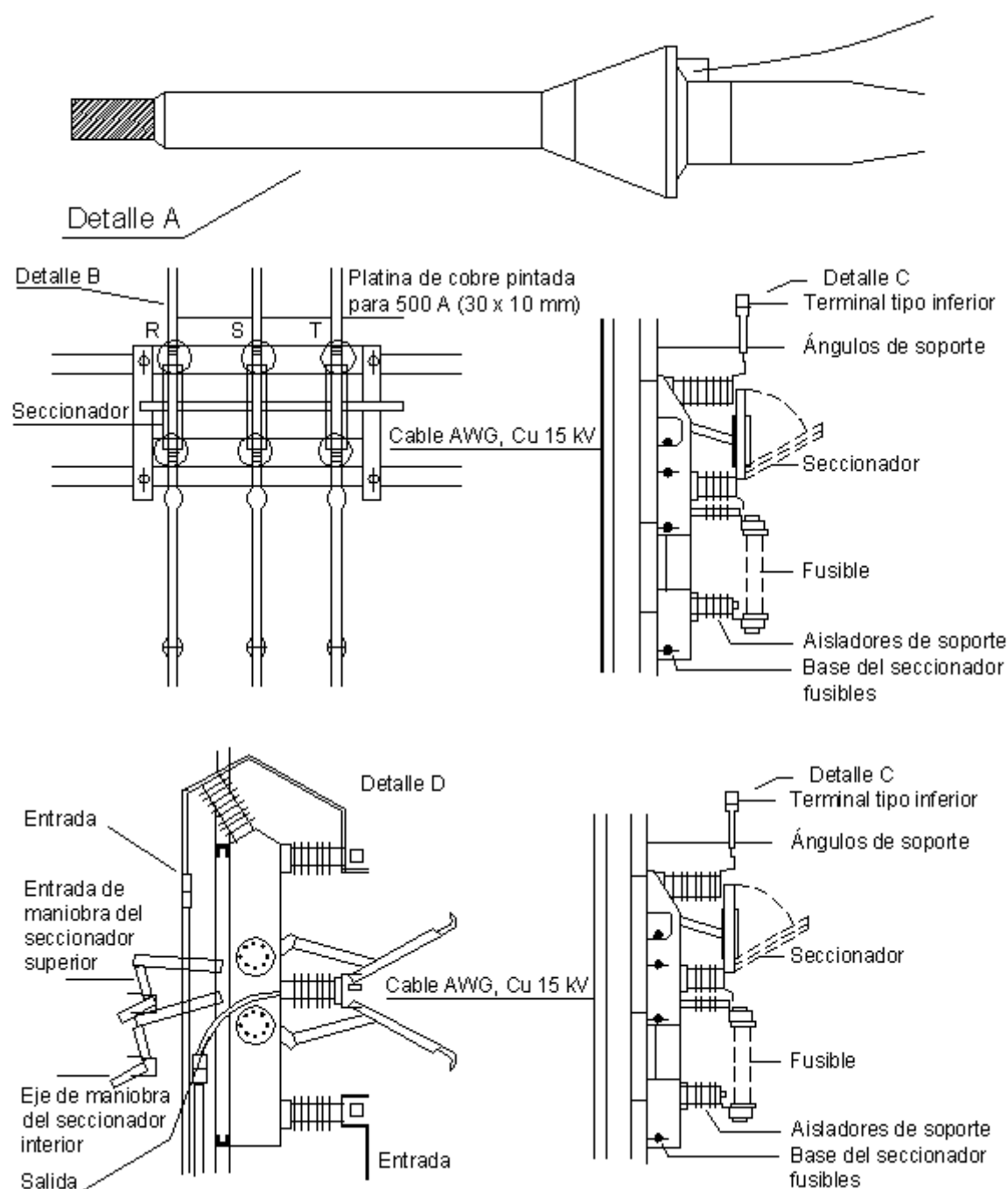


FIGURA 11.11. Características técnicas de elementos componentes de una subestación capsulada.

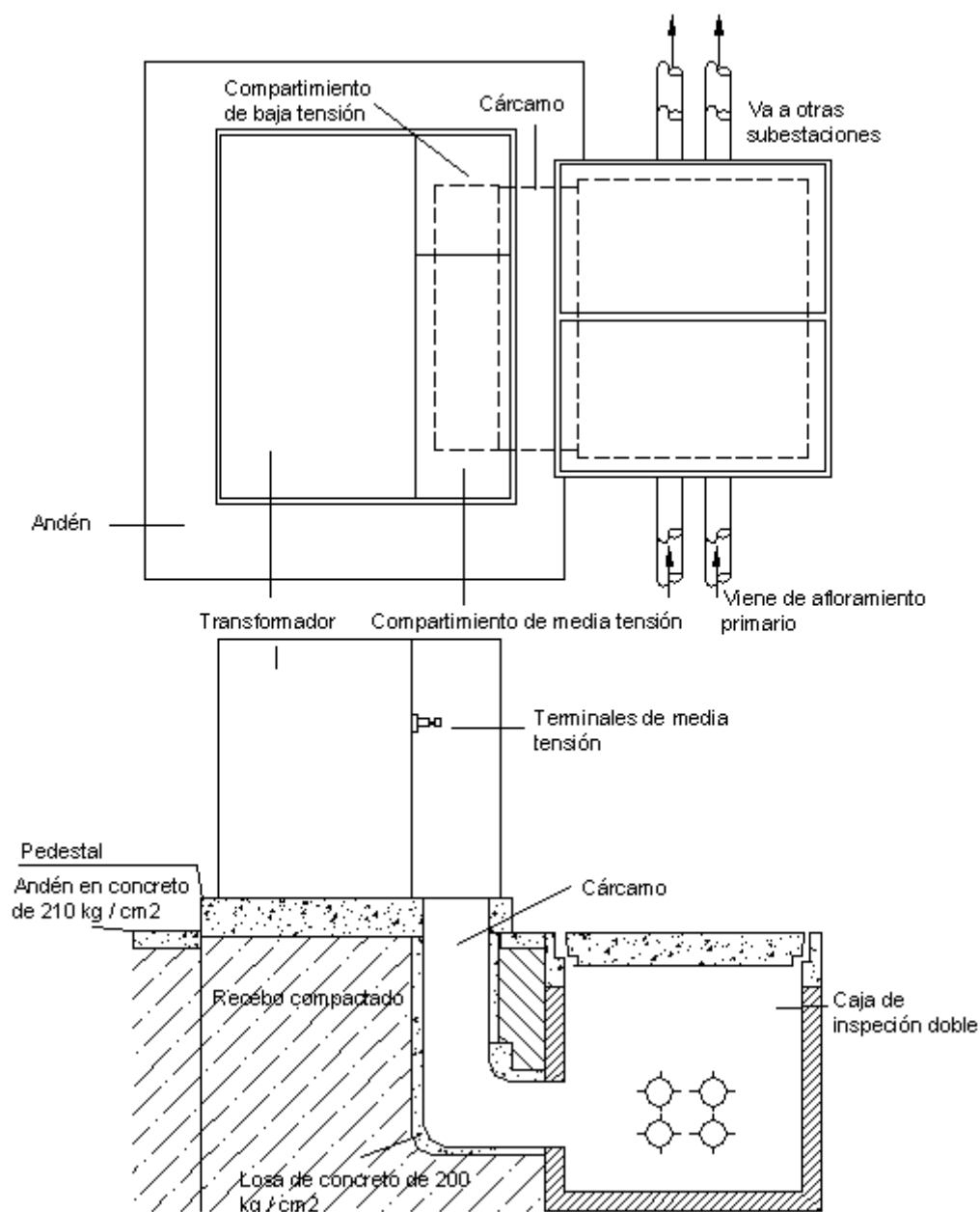


FIGURA 11.12. Subestación intemperie enmallada.

11.3.2 Subestación intemperie.

Son aquellas que están montadas fuera de recintos, edificaciones o locales y deben ser de modalidad Pad Mounted o enmallada. El alimentador primario puede ser aéreo o subterráneo.

11.3.2.1 Subestación pedestal (pad mounted).

Idéntica a la descrita en 11.3.1.1

11.3.2.2 Subestación enmallada.

Utilizada generalmente junto a estructura primaria (poste) sobre el cual se establece un afloramiento primario desde una línea aérea. Este afloramiento dispondrá de pararrayos y de seccionamiento (cajas primarias 100 A - 15 kV).

Serán utilizados terminales premoldeados en la conexión a la red primaria aérea y en la conexión a bujes primarios (bornes primarios) del transformador. Se construye malla de seguridad que separe los equipos de las áreas de circulación adyacentes.

TRANSFORMADORES

Todas las características, valores nominales y pruebas que deben cumplir los transformadores de distribución montados en forma enmallada deben ser las mismas que figuren en las normas ICONTEC. Las especificaciones para los transformadores aquí indicados se refieren a transformadores de distribución sumergidos en aceite. En todos los casos serán convencionales o auto protegidos.

Tipo de refrigeración: Natural (ONAN).

Tipo de instalación:	Intemperie instalado en piso.
Frecuencia:	60 Hz.
Voltaje nominal primario y derivaciones:	13,2 kV $\pm$ 2 x 2,5 %
Voltaje nominal secundario:	1 ϕ 240 / 120 V. 3 ϕ 208 / 120 V. 220 / 127 V. 214 / 123 V.

DISPOSICIONES MÍNIMAS PARA MONTAJE

Este tipo de subestaciones utilizará transformador trifásico desde 151 kVA hasta 500 kVA. En la figura 11.12 se muestran detalles constructivos de la subestación intemperie enmallada.

11.4 SUBESTACIONES SUBTERRÁNEAS

Son aquellas cuyas características y capacidades permiten su montaje bajo el nivel del piso en la vía pública o en un predio particular. Se construyen en bóvedas o cámaras de equipo propiamente dichas; también pueden estar instaladas en cámaras especiales, casi siempre van bajo andén.

TRANSFORMADORES

Siempre se utilizarán transformadores sumergibles (totalmente sellados para someterse a inmersión total) sin partes vivas expuestas (frente muerto) y puede tener un conjunto interruptor-transformador (lleva incorporado equipo de protección y seccionamiento) con bujes de parqueo, interruptor para operación bajo carga en el sistema primario, codos premoldeados para operación bajo carga de 200 A.

Si el equipo de protección y seccionamiento no es incorporado, se montarán seccionadores independientes en aceite o SF6 sumergibles, sin partes vivas expuestas (frente muerto) con palanca de operación bajo carga.

Se pueden utilizar regletas o seccionadores tipo seco (cajas tipo seco) con elementos premoldeados para operación bajo carga.

Todas las características, valores nominales y pruebas que deben cumplir estos transformadores se deben ajustar a las normas ICONTEC.

DISPOSICIONES MÍNIMAS PARA MONTAJE

Serán utilizados transformadores trifásicos hasta 200 kVA. En el capítulo 9 se muestran detalles constructivos de la cámara de equipo utilizada para alojar las subestaciones subterráneas.

11.5 DESCRIPCIÓN DE LAS CELDAS DE UNA SUBESTACIÓN INTERIOR

Las celdas deben estar fabricadas en lámina de hierro calibres 14 y 16 sometidas a tratamiento químico de bonderización y fosfatado para facilitar la pintura y evitar la corrosión. El acabado final en esmalte gris preferiblemente. Las celdas y tableros deben construirse conforme a las normas NENA tipo 1, uso interior, equivalente al grado de protección IP 30 (IP 10 para la celda del transformador).

11.5.1 Celdas de baja tensión (fig. 11.13)

Para su dimensionamiento se debe consultar el diagrama unifilar de la instalación eléctrica y determinar así los equipos e interruptores a instalar y el número de módulos a utilizar. Están compuestas por las siguientes partes:

ESTRUCTURA BASE

Construida fundamentalmente por parales y tapas que permiten el ensamble de los juegos de barras, soportes del equipo, puertas y tapas.

JUEGO DE BARRAS

Deben disponer de múltiples perforaciones para facilitar las conexiones. Su material es cobre electrolítico. Debe incluir soportes aislantes y soportes metálicos para el montaje del juego de barras, incluye la barra de puesta a tierra sin perforaciones.

SOPORTES DEL EQUIPO

Consiste en 2 soportes horizontales (o rieles) que permiten asegurar el equipo formando niveles o hileras horizontales de aparatos o interruptores.

BANDEJA (DOBLE FONDO)

Permite instalar equipos como fusibles, contactores, relés térmicos, interruptores enchufables o industriales, interruptores de corte y salida de los tableros de contadores.

PUERTAS Y TAPAS

Todas las puertas llevan al lado izquierdo unas bisagras tipo piano. La suma de módulos M de puertas y tapas debe ser 36 M (o sea 2160 mm). Las tapas son ciegas y deben ser utilizadas como complemento de las puertas cuando no existe equipo.

NIVEL DE MEDICIÓN

Donde se pueden instalar hasta 4 instrumentos de medida, incluye una caja que lo separa de todo el resto del tablero.

NIVEL PARA INTERRUPTORES ENCHUFABLES

Consiste en un conjunto de puerta ranurada para interruptores enchufables (tipo quick lag) 30 polos con su bandeja respectiva.

SEPARADORES METÁLICOS O TABIQUES

Permite aislar la sección de contadores de otras secciones.

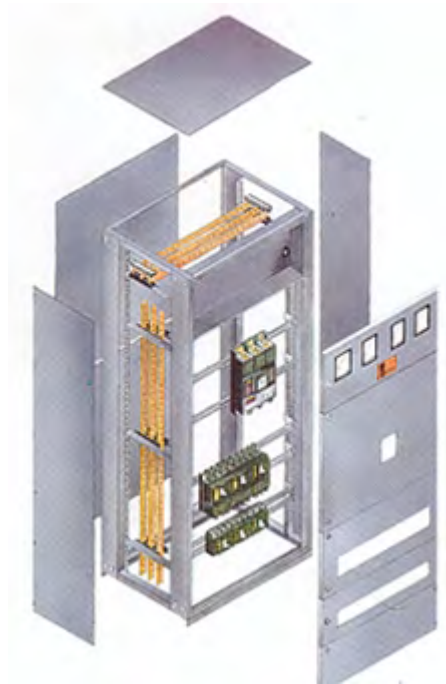


FIGURA 11.13. Celda de baja tensión.

Las celdas de baja tensión tienen las siguientes características técnicas

Tensión nominal máxima: 660 V - Prueba aislamiento 2000 V.

Número de fases: 3

Capacidad barrajes: 320 - 650 - 1200 A (5 x 20 - 5 x 50 - 5 x 100) mm²

Capacidad barra neutro: 320 - 650 A (5 x 20 - 5 x 50) mm²

Capacidad barra tierra: 125 A (2,5 x 19) mm²

Rigidez dieléctrica: a 220 / 240 V 2000 V y a 440 / 480 V 2500 V

Dimensiones: Alto: 2258 mm, ancho 914 mm, prof 508 o 914 mm² depende de capacidad de corriente.

11.5.2 Celda para transformador (figura 11.14)

Debe disponer en su parte frontal inferior y trasera una malla que permita la ventilación del transformador. esta celda debe ser acoplada a la celda de media tensión y/o tablero de distribución para baja tensión o de contadores a través de una tapa frontal complemento.

Esta celda debe tener las siguientes características técnicas:

Para transformador hasta 225 kVA tiene las siguientes dimensiones:

Alto: 2250 mm Ancho: 1300 mm Profundidad: 1700 mm.

Para transformadores hasta 630 kVA:

Alto: 2250 mm Ancho: 1500 mm Profundidad: 2300 mm.

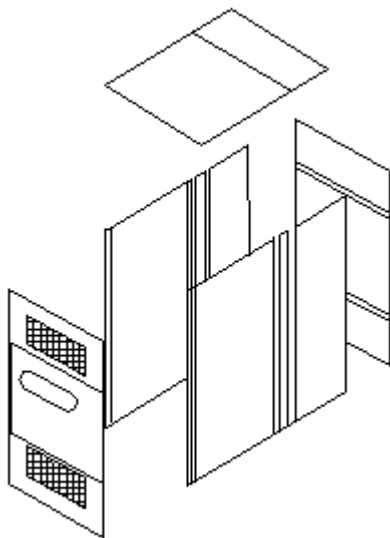


FIGURA 11.14. Celda de Transformador.

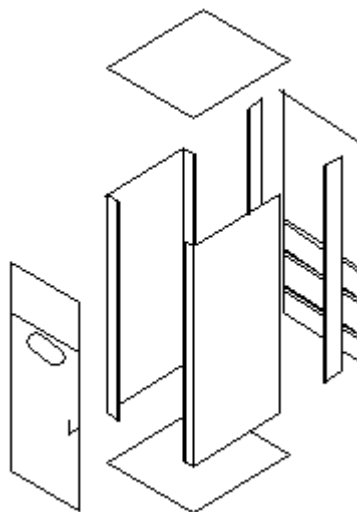


FIGURA 11.15. Celda para seccionador.

11.5.3 Celda de media tensión para seccionadores.(figura 11.15)

Compuesta fundamentalmente por los siguientes elementos:

CELDA BASE

Que incluye todas las partes y piezas con su tornillería para ensamblar totalmente una celda, para instalar en su interior un seccionador hasta 17,5 kV, incluye puerta con ventanilla de inspección y los ángulos soportes del seccionador. Debe alojar hasta 2 seccionadores de entrada-salida.

NIVEL PARA CONTADORES

Este nivel incluye una caja con puerta abisagrada con ventanilla de inspección para alojar los contadores (kWh - kVArh). Provista de portasellos y portacandados. Debe instalarse en la parte superior de la celda base.

SOPORTE PARA TRANSFORMADORES DE MEDIDA

Se trata de un soporte (bandeja) con sus ductos para instalar transformadores de corriente y de potencial cuando se hace necesaria la medida en alta tensión.

BARRAJE PARA ACOPLAR TRANSFORMADORES DE MEDIDA

Usado para elaborar los puentes de los TP y TC.

SISTEMA BLOQUEO PUERTA / SECCIONADOR

Bloquea la puerta de la celda para que no pueda ser abierta cuando hay seccionador cerrado y el seccionador no pueda ser cerrado cuando la puerta está abierta.

ACCESORIOS CELDA ENTRADA-SALIDA

Para alojar los 2 seccionadores entrada-salida para operación bajo carga sin portafusibles, se requieren accesorios de acople, barras y terminales entre los 2 seccionadores y barrera de acrílico transparente y una parte metálica fácil de instalar y remover frontalmente.

La celda de media tensión para seccionador tiene las siguientes características:

Tensión nominal:	17,5 kV
Corriente nominal:	630 A
Tensiones de servicio:	11,4 - 13,2 kV
Corriente de corta duración	20 kA rms - 1 segundo.
Nivel de aislamiento nominal:	38 kV a frecuencia industrial a un minuto. 95 kV a frecuencia de choque.
Dimensiones:	Alto: 2250 mm Ancho: 11000 mm Profundidad: 1200

11.6 NORMALIZACIÓN DE PLANTAS DE EMERGENCIA

Se hace necesario que las empresas de energía y los ingenieros tengan en cuenta la instalación de plantas de emergencia para usuarios con cargas críticas que requieren seguridad, alta confiabilidad y continuidad del servicio, cual es el caso de: cines, supermercados, discotecas, centros nocturnos, centros comerciales, edificios con ascensor y sistemas de bombeo, clínicas, hospitales, industrias que por sus equipos de producción lo requieren, estudios de radio y TV, repetidoras de TV, centros de cómputo, etc. La necesidad debe aparecer desde el momento en que se pasa el proyecto a aprobación de la expresa de energía estableciendo los requerimientos de espacio, capacidad mínima del equipo de emergencia y la necesidad de transferencia manual o automática de la carga crítica.

Si los usuarios importantes cuentan con planta de emergencia, facilita a las empresas de energía los programas de racionamiento, remodelación y cambio de redes, reparaciones y otras actividades que implican trabajos en horas normales de trabajo.

Se hace obligatoria la utilización de equipo de emergencia en las diferentes subestaciones ya normalizadas cuando la capacidad de la subestación instalada sea igual o mayor a 300 kVA y se hace necesario establecer el espacio físico para su instalación, al igual que necesidades de transferencia manual o automática.

11.6.1 Especificaciones.

La especificación de un conjunto generador eléctrico de emergencia viene establecida por el propósito, las condiciones de operación y las características de la carga.

Se hace referencia únicamente a los equipos de suplencia (stand by), que son plantas normalmente sin uso, que arrancan y toman carga cuando el suministro normal de energía falla.

Una vez se conoce la carga eléctrica se puede establecer la capacidad básica del conjunto. Normalmente la capacidad debe exceder la máxima carga nominal, teniendo en cuenta los kW adicionales requeridos para arrancar. Así mismo, de acuerdo al tipo de carga debe establecerse la magnitud y dirección de las variaciones del voltaje y frecuencia, con lo que se determinará la capacidad del regulador de voltaje y control de frecuencia (control de velocidad del motor).

Las tablas 11.1 y 11.2 muestran los límites aceptables.

El equipo a especificar debe tomar en consideración una óptima eficiencia con ahorro en su costo, basados en un mínimo de regulación del margen de kW de capacidad adicional en el arranque sobre la capacidad nominal de la carga y un mínimo de costos iniciales y de operación con base en la relación de capacidad nominal del equipo e incremento de demanda futura, por lo que los requerimientos de operación deben ser cuidadosamente determinados para así conseguir el comportamiento, sofisticación, flexibilidad y capacidad que se necesita.

El ingeniero diseñador con el mejor criterio debe establecer la carga a instalar en el barraje de emergencia para determinar la capacidad del equipo regulador, tener en cuenta las capacidades nominales ofrecidas por los fabricantes, afectadas por las condiciones ambientales del sitio de la instalación (ver figuras 11.16 y 11.17). En dichas figuras se indican los factores de corrección por altura y temperatura ambiente. Importante recomendar equipos de firmas que garanticen buena calidad, asistencia técnica y fácil consecución de repuestos.

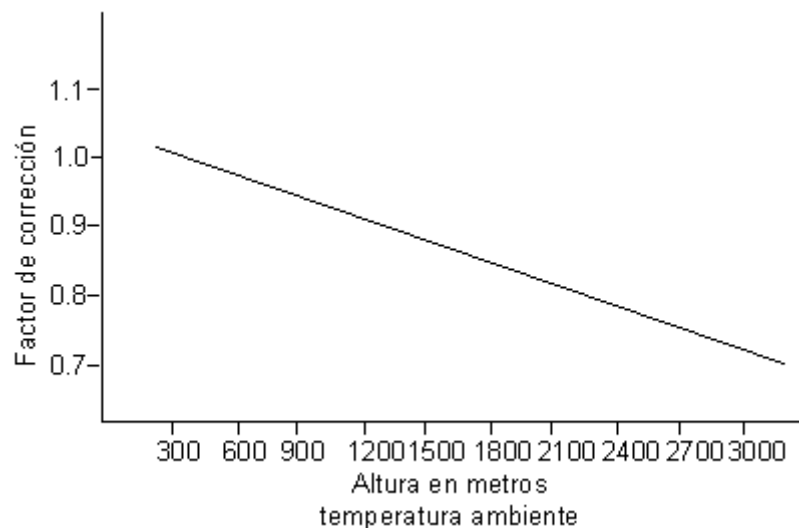


FIGURA 11.16. Factor de corrección de altitud.

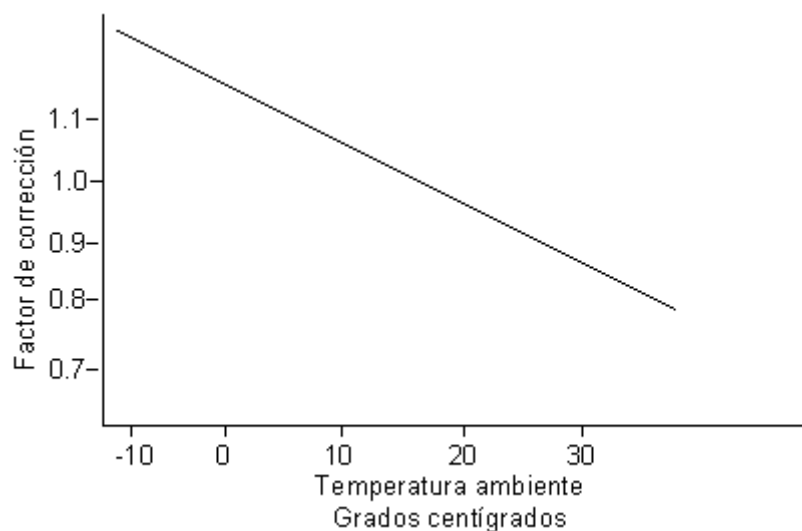


FIGURA 11.17. Factor de corrección de temperatura ambiente.

11.6.2 Configuración del conjunto eléctrico de suplencia.

Los conjuntos generadores diesel eléctricos más usuales consisten de un motor diesel acoplable directamente a un generador. Los dos están montados y alineados sobre una base rígida hecha de una viga en I o canales. Los motores pueden ser de aspiración natural o turbo cargados de 2 o 4 ciclos en 4 tiempos.

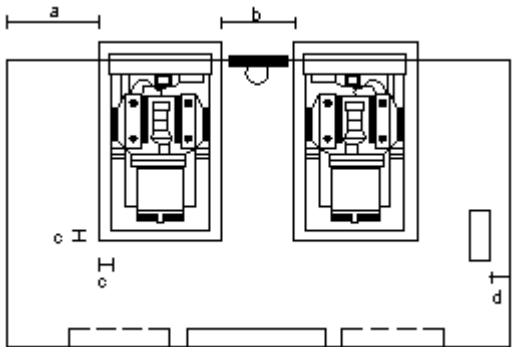
TABLA 11.1. Límite de fluctuaciones de voltaje

Variaciones de voltaje	Frecuencia aceptable de la fluctuación
$\pm 1 \frac{1}{2} \%$	20 Veces por segundo
$\pm 2 \frac{1}{2} - 5\%$	2 Veces por segundo
$\pm 5 - 10 \%$	Una vez por segundo

TABLA 11.2. Limitaciones típicas en reducciones de voltaje

Aplicación	Condición	Reducción de voltaje
Hospital, hotel, motel, apartamentos, bibliotecas, escuelas, tiendas	Carga elevada para iluminación. Carga elevada para potencia, centelleo muy objetable.	2 % Infrecuente
Cines (el sistema de sonido requiere frecuencia constante, las luces de neón son erráticas)	Carga elevada para iluminación. Centelleo objetable	3 % Infrecuente
Bares, establecimientos de entretenimiento y ocio.	Carga elevada para potencia. Cierta centelleo aceptable.	5 - 10 % Infrecuente
Talleres, fábricas, fundiciones, lavanderías	Carga elevada para potencia. Cierta centelleo aceptable	3 - 5 % Infrecuente
Minas, campos de petróleo, canteras, plantas de asfalto.	Carga elevada para potencia. Cierta centelleo aceptable	25 -30 % Infrecuente

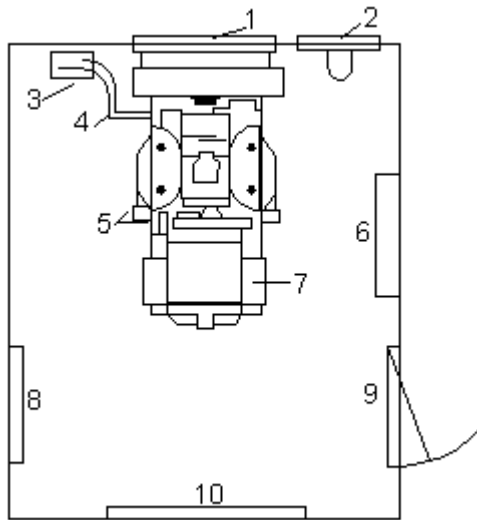
Los motores van en línea o en V de acuerdo a la potencia requerida, refrigeración por aire, radiador o circuito abierto a través de intercambiadores y torre de enfriamiento (más común por radiadores) arranque eléctrico con batería o por aire (más común con batería), con combustible ACPM y lubricantes comunes.



- a. Distancia mínima muro a base de planta 1.50 m.
- b. Distancia mínima entre plantas 2.00 m.
- c. Distancia mínima borde de base a planta 0.30 m.
- d. Distancia mínima del tablero al muro 0.60 m.

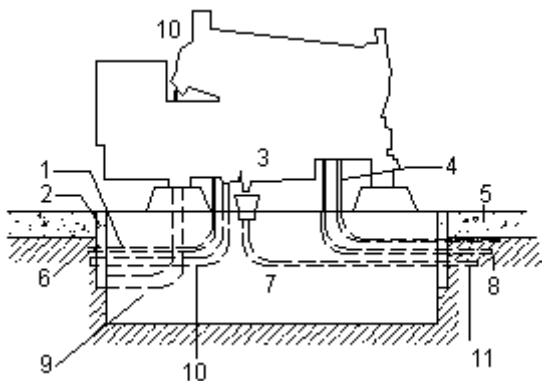
FIGURA 11.18. Localización de grupos electrógenos.

El rotor del generador está soportado en la estructura del generador por sistema de balinera (ahorra costo y espacio) o por sistema de 2 polimesas (tiene una soportando cada extremo del rotor, propiamente centrado el rotor en el estator). El eje del rotor es conectado al volante del motor por un sistema de acople flexible. El tipo de chumacera simple tiene una balinera soportando la parte trasera final del rotor y el opuesto unido al volante del motor a través de un disco flexible de acople, lo que hace necesario un alineamiento motor generador de tal manera que el rotor quede perfectamente centrado en el estator. Cuando el rotor es muy pesado es recomendable utilizar únicamente el sistema de 2 chumaceras.



1. Descarga de aire del radiador.
2. Salida opcional del ventilador.
3. Batería.
4. Cable de batería.
5. Salida de escape.
6. Instrumentación, transferencia y tablero control automático.
7. Distancia requerida a tener en cuenta para facilitar apertura de puerta del tablero.
8. Entrada opcional al aire.
9. Puerta.
10. Ventilador.

FIGURA 11.19. Disposición adecuada para ventilación y circulación de aire.



1. Alarma de seguridad y línea de control.
2. Material aislante.
3. Válvula de drenaje aceite.
4. Conexiones flexibles combustibles.
5. Piso de concreto.
6. Tierra.
7. Base.
8. Línea de alimentación combustible y retorno.
9. Tubería para cables generador.
10. Tubería para sistema arranque eléctrico.
11. Línea drenaje bastidor a tanque externo.

FIGURA 11.20. Disposición para líneas de agua y combustible conductores eléctricos y drenaje de aceite.

11.0.1 Capacidad del grupo eléctrico.

Para determinar la capacidad óptima tanto en eficiencia como en economía que determine el tamaño del motor y del generador, y las características de los reguladores de voltaje y velocidad es necesario determinar adecuadamente la siguiente información :

- Aplicación del equipo. Suplencia o stand by en este caso.
- Pico de la carga en kW (teniendo en cuenta el efecto del arranque de motores. La regla práctica para determinar el exceso de kW en el arranque de un motor es 0.5 KW por kVA de arranque).
- Factor de potencia de la carga.
- Voltaje y fases (1ϕ o 3ϕ , 208, 240, 260, 440, 480 V).
- Condiciones ambientales (temperatura, altitud, humedad, etc.).
- Límite de variación de frecuencia y respuesta a transitorios de carga.
- Límite de caída de voltaje y tiempo de respuesta.
- Lista de tamaños de motores y características de arranque.
- Información de la carga que entra a la planta cuando cualquier motor grande es arrancado.

11.0.2 Normas de montaje e instalación de grupos generador diesel eléctricos.

Conocidas las características del equipo de emergencia y sus accesorios, es necesario programar su montaje e instalación teniendo en cuenta los costos de tales actividades con base en los siguientes factores:

11.0.2.1 Espacio requerido y localización del grupo generador.

El grupo puede estar localizado en el primer piso, en el sótano o en una caseta separada por economía y para conveniencia de los operadores lo más cerca posible de la subestación. La sala de equipos deberá ser lo suficientemente grande de tal manera que se pueda proveer adecuada circulación de aire y espacio de trabajo alrededor motor y generador. Además, espacio para la instalación de tableros de control, transferencia, baterías y cargador, cárcamos de cables y tuberías de combustible y gases de escape.

Con base en la práctica, la disposición de grupos generadores diesel en una sala deberá tener en cuenta los siguientes aspectos:

1. Bases aisladas para evitar la transmisión de vibraciones.
2. Distancia entre grupos (en caso de haber más de uno: 2 m como mínimo).
3. Distancia mínima a la pared: 1,5 m.
4. Distancia al techo: mínimo 2 m desde el acople de escape.
5. Radiador lo más cerca posible a la pared para desalojar aire caliente al exterior a través de ventana.
6. Tener en cuenta el control de entrada de aguas lluvias al conjunto.
7. En la base del motor dejar cárcamos para desagüe, de agua, aceite y ACPM.
8. Dejar cárcamos con tapa adecuados para salida del tablero del generador al tablero de distribución o a la transferencia.
9. La distancia mínima de la pared al tablero de control deberá ser de 0,6 m para tableros de instalar en el piso.
10. La salida de gases de escape deberá orientarse en la dirección del viento para evitar contraposiciones en el motor.
11. Dejar espacio para colocar baterías y cargador cerca del motor de arranque.

12. Es recomendable que la parte superior de las paredes de la sala de equipos, sea construida en calados para mejorar la ventilación del área y por ende la temperatura ambiente.
13. Se debe dejar en la sala de equipos ventanales grandes.
14. Cuando la ventilación y circulación de aire no sea la adecuada se debe disponer de ventilador de entrada y extractor en el salón.
15. La tubería de escape debe salir rápidamente de la sala.
16. En el salón de equipo se debe disponer de herramienta básica, extinguidores con CO₂ y espuma química, agua y luz.
17. Se debe disponer de tanque de combustible diario y de almacenamiento. El diario al lado del motor que haga llegar el ACPM por gravedad y el de almacenamiento se debe disponer fuera de la sala de equipos en lo posible.

Las figuras 11.18, 11.19 y 11.20 ilustran ampliamente los aspectos expuestos.

11.6.4.2 Soporte del conjunto - bases

Las bases cumplen 3 funciones importantes:

- Soportar el peso del grupo electrógeno.
- Mantener nivelación y alineación correcta del conjunto motor- generador y accesorios.
- Aislar las vibraciones producidas.

TIPOS DE BASES

La figura 11.21 muestra diferentes tipos de bases, se debe considerar además el peso del motor y la utilización depende de la localización y aplicación del grupo.

CONSIDERACIONES DE DISEÑO

Para calcular el espesor de las bases se debe tener en cuenta: el peso del motor, el peso del generador, el peso de todos los líquidos refrigerantes, aceites y combustibles.

Se determina la presión total del conjunto generador dividiendo el peso total del grupo por el área total de los patines o soportes.

- a) El concreto de la base será de 3000 psi. Mezcla 1:2:3 (cemento, arena, grava).
- b) El concreto de los pernos de anclaje será 1:1:1 para un concreto de 3500 a 4000 psi.
- c) El tiempo normal del fraguado para la base es de 28 días, se puede disminuir este tiempo usando acelerantes químicos. Remojar diariamente durante este tiempo.
- d) La longitud y el ancho de la base será mínimo de 30 cm mayor que el largo y el ancho del grupo motor generador.
- e) Al hacer la base se deben introducir las formaleas para los pernos de anclaje. Cuando se instale el motor se rellenan estos espacios colocando el perno respectivo (en forma de L, Y o T). Las tuercas del perno deben sobresalir inicialmente un hilo de rosca y el ajuste final se le debe dar una vez se haya nivelado el grupo (Véase figura 11.22).
- f) Como herramientas de nivelación se debe usar un flexómetro y un nivel de precisión de doble gota para nivelación horizontal y transversal del grupo (grupos de 2 rodamientos). El generador con un rodamiento y acople flexible es alineado en fábrica.

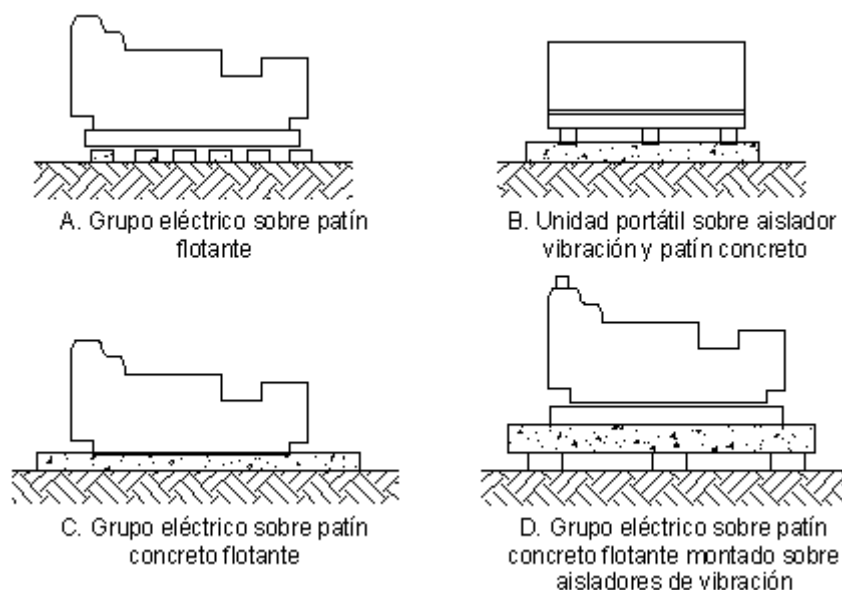
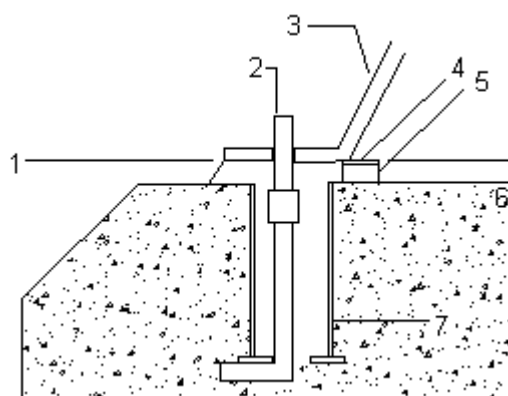


FIGURA 11.21. Tipos de bases para plantas de emergencia.



1. Lechada o grounding.
2. Perno de anclaje, tuerca y arandela.
3. Base del motor.
4. Arandela para nivelación.
5. Bloque espaciador.
6. Espesor de la lechada.
7. Camisa

Nota: el espaciador y arandelas deberán ser montadas a través de cada base de perno de anclaje para nivelación y alineamiento del grupo.

FIGURA 11.22. Anclaje del grupo eléctrico.

- h) Después de completarse la instalación del grupo eléctrico sobre la bases debe arrancarse la unidad y probar de 20 a 30 horas, lo que permitirá inspeccionar las bases y condiciones de operación de la unidad.
- i) Después de este período inicial, el alineamiento deberá ser chequeado nuevamente.

11.6.4.3 Vibraciones.

Las vibraciones producidas por la máquina deben aislarse pues pueden ocasionar daños a la base, al mismo equipo y sus sistemas de combustible y escape, a otros equipos de control y medida dentro del área de la sala de equipos.

Las técnicas de aislamiento de vibraciones en el caso de plantas de emergencia de baja capacidad montadas sobre bastidor de acero, utilizan varios tipos de aisladores de vibración, siendo los de resorte de acero y caucho los más comunes (ver figuras 11.23 y 11.24).

Estos aisladores no solamente amortiguan vibraciones sino que también reducen el nivel de ruido de éstas.

El peso, la velocidad de operación de la unidad y el número de cilindros afecta el tipo de dureza de los aisladores. Debe tenerse en cuenta que la carga sobre los mismos es torsional pues no absorben empuje lateral.

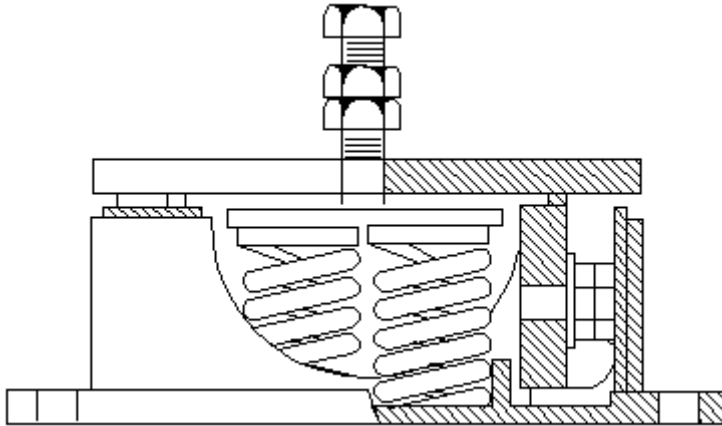


FIGURA 11.23. Aislador de vibración de resorte de acero.

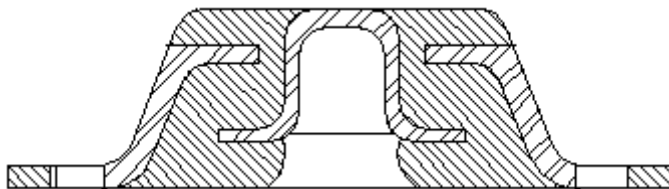
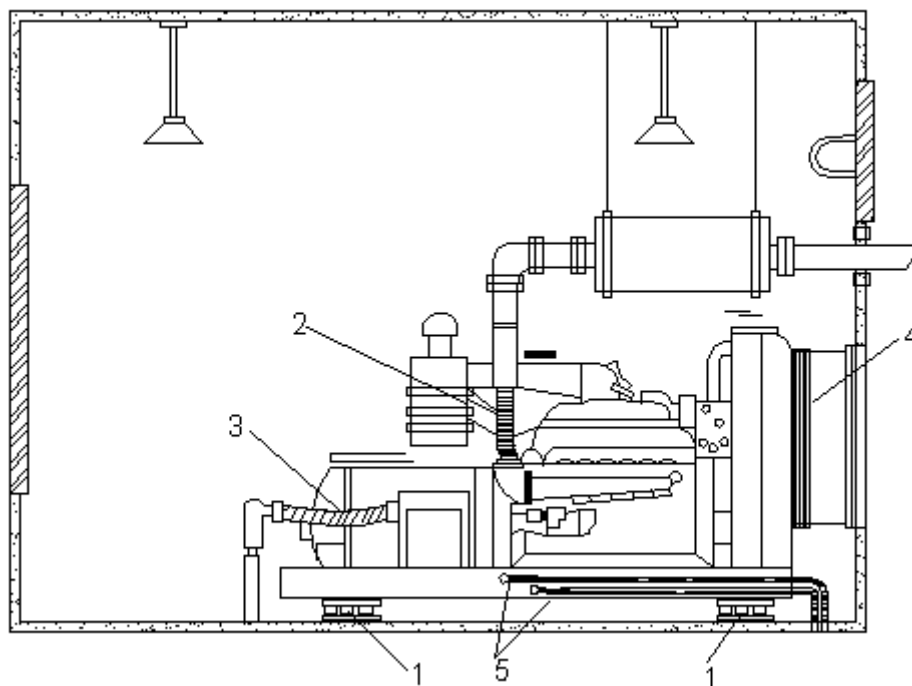


FIGURA 11.24. Aislador de vibración de caucho.

Otros aspectos de vibración presentados en los motores son disminuidos o minimizados con conexiones flexibles entre el motor y las líneas de combustible, escape, descarga del radiador, cables para instalaciones eléctricas y otros sistemas conectados al grupo (ver figura 11.25).



1. Aisladores de vibración.
2. Acople flexible del escape.
3. Conduit flexible (coraza).
4. Ducto flexible salida del radiador.
5. Líneas flexibles entrada y retorno de combustible.

FIGURA 11.25. Reducción de vibraciones.

11.6.4.4 Ventilación.

Cualquier motor de combustión interna necesita de aire limpio tanto para combustión como para enfriamiento. El grupo eléctrico produce calor por radiación lo que contribuye a elevar la temperatura del aire de la sala de máquinas, por lo que es importante una ventilación adecuada y disponer de un volumen apropiado de aire para el motor.

Cuando el motor es enfriado por un radiador, el ventilador debe hacer circular suficiente cantidad de aire a través del panel del radiador para mantener la temperatura adecuada del agua de refrigeración. La sala de máquinas debe tener un tamaño suficiente para permitir la libre circulación de aire para que la temperatura esté equilibrada y no exista estancamiento de aire.

Si hay 2 o más grupos eléctricos, evitar localizarlos de tal manera que el aire caliente del radiador de un grupo fluya hacia la entrada del otro motor. En instalaciones con poca ventilación se recomienda montar un ventilador.

En salones pequeños deben utilizarse ductos para tomar el aire de la atmósfera y llevarlo directamente al motor. Deberá también montarse un ventilador de salida sobre el lado opuesto para extraer así el aire caliente.

11.6.4.5 Tubería de escape del motor y aislamiento.

El sistema de escape del motor deberá dirigirse a la parte exterior de la sala de máquinas a través de un diseño apropiado que no ocasione contrapresiones excesivas, en el motor un silenciador de escape deberá incluirse en la tubería.

Cada componente del sistema de escape localizado dentro de la sala de máquinas podrá ser aislado para reducir el calor producido por radiación.

Para lograr una instalación económica y operación eficiente, la instalación del motor deberá hacerse con tuberías de escape tan cortas como sea posible y un mínimo de codos. Una conexión flexible entre el múltiple de escape y la tubería deberá ser usada para amortiguar vibraciones debidas a la expansión térmica de los gases de escape. En el caso de motores turbo cargados deberá utilizarse conexión flexible entre la carcasa de salida de gases del turbo cargador y la tubería de escape.

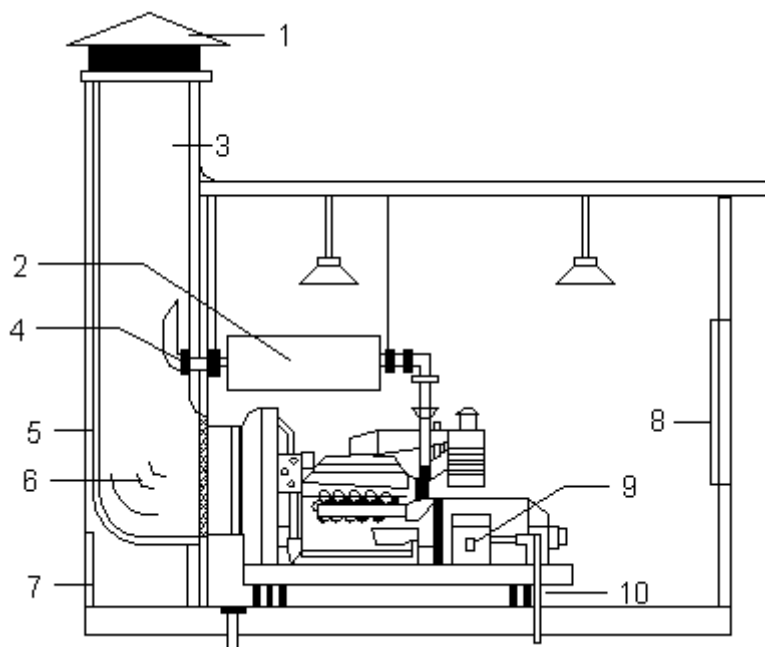
De acuerdo a las necesidades y área disponible se podrán lograr diferentes tipos de diseño como se muestra en las figuras 11.26 y 11.27.

A continuación se analizan en detalle algunos factores de importancia que deben ser tenidos en cuenta para la instalación del sistema de escape.

- a) El sistema de tubería de escape dentro de la sala de máquinas debe ser cubierto en materiales aislantes (asbesto, fibra de vidrio) para proteger el personal y reducir la temperatura en el salón y de paso disminuir el ruido producido en la sala de máquinas.
- b) Restricciones mínimas de flujo de gases. Es esencial minimizar la contrapresión de los gases de escape. Una excesiva contrapresión afecta la potencia del motor y el consumo de combustible.

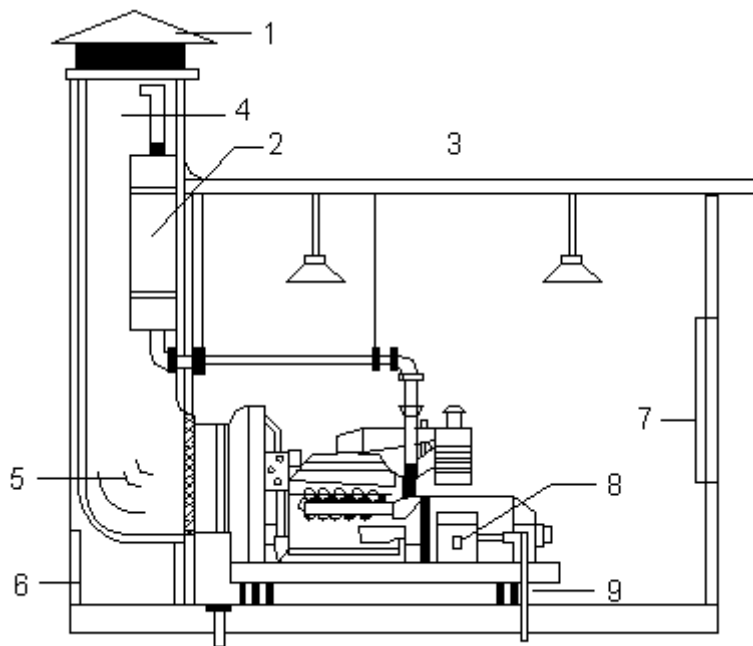
Los factores que pueden ocasionar alta contrapresión son:

- Diámetro de tubería de escape demasiado pequeño.
 - Tubería de escape demasiado larga.
 - Ángulos fuertes en tubería de escape.
 - Restricciones en el silenciador de escape.
 - Todo esto puede ser calculado para asegurar un diseño adecuado.
- c) Silenciadores de escape. En muchos sitios es necesario disminuir el ruido producido usando silenciadores y para su selección se debe tener en cuenta la contrapresión ocasionada y el nivel de ruido aceptable en el sitio.



1. Cubierta opcional.
2. Silenciador.
3. Chimenea de aire.
4. Flange y junta expansión.
5. Material acústico opcional.
6. Aletas para dirigir el aire.
7. Puertas de acceso.
8. Rejillas entrada de aire.
9. Interruptor general.
10. Tubería, cables, salida.

FIGURA 11.26. Montaje del silenciador, tubería de escape y descarga del aire radiador en ducto común.



1. Cubierta opcional.
2. Silenciador.
3. Material acústico.
4. Chimenea aire.
5. Aletas para dirigir aire.
6. Puerta acceso.
7. Rejilla entrada aire.
8. Interruptor general.
9. Tubería cables potencia.

FIGURA 11.27. Descarga del aire del radiador en ducto donde está el silenciador de escape.

11.6.4.6 Enfriamiento del motor.

Para efectuar un balance general de la energía calorífica en el motor diesel se consideran los siguientes aspectos: El 30% del poder calorífico del combustible consumido por un motor de combustión interna es recuperable como potencia en el eje de salida, 30% en el escape, 30% se pierde en enfriamiento de agua y aceite y 10% se pierde por radiación. Estos datos son tenidos en cuenta para el diseño del sistema de refrigeración de un motor.

Sin embargo, el 30% del calor que se pierde en el escape puede ser recuperado a través de turbo cargadores.

La energía calorífica de un motor también depende de otros factores como:

- Tipo de aspiración: natural o turbo cargado.
- El tipo de múltiple de escape.
- Condiciones de operación del motor : velocidad y factor de carga.
- Uso de enfriador de aceite.
- Condiciones mecánicas del motor.
- Condiciones de instalación (restricciones de entrada de aire y escape).

Para el diseño apropiado del sistema de refrigeración de un motor es importante como primer paso conocer su principio de funcionamiento.

a) SELECCIÓN DEL SISTEMA DE ENFRIAMIENTO

El tipo de sistema de refrigeración a seleccionar dependerá de las limitaciones físicas de instalación, disponibilidad y localización de agua y aire de enfriamiento. Los sistemas más usuales de enfriamiento son:

- Radiador y enfriador por aceite.
- Torre de enfriamiento (circuito cerrado por intercambiador y circuito abierto).

Interesa para el caso analizar la refrigeración por radiador que es el método más usado para enfriar grupos eléctricos. El agua caliente del motor fluye a los paneles del radiador donde es enfriado por el aire producido por un ventilador regresando luego al motor por medio de una bomba. Este ventilador representa una carga parásita de cerca del 4 - 8% sobre la potencia bruta del motor. Los radiadores pueden ser instalados junto al motor o en un lugar remoto.

b) CONDICIONES GENERALES PARA EL DISEÑO

La cantidad de agua que debe circular a través de un motor para asegurar un enfriamiento adecuado es determinada por la rata a la cual el motor transfiere calor de las camisas al agua y por la elevación de la temperatura permisible.

La elevación de temperatura a través del bloque no deberá exceder de 15 °F con el motor a plena carga.

11.6.4.7 Sistema de combustible.

Esta compuesto por los siguientes elementos:

a) TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLE

El tanque de almacenamiento de combustible deberá estar localizado lo más cerca posibles del grupo eléctrico, fuera de la sala de máquinas.

Los tanques de combustible son usualmente fabricados de aluminio, acero inoxidable, hierro negro, o chapa de acero soldado. Nunca podrá fabricarse de acero galvanizado debido a que el combustible reacciona químicamente con el recubrimiento de galvanizado ocasionando obstrucciones al sistema.

Las conexiones para líneas de succión y retorno de combustible deberán estar separadas para prevenir recirculación de combustible caliente y permitir separación de los gases en el combustible.

El tanque deberá estar equipado con un tapón de drenaje para permitir renovación periódica de agua condensada y sedimentos. El orificio para llenado deberá instalarse en la parte superior con una malla para prevenir entrada de materiales extraños al tanque.

b) TANQUE DE SUMINISTRO DIARIO

Este deberá estar localizado lo más cerca posible del motor para minimizar las pérdidas a la entrada de la bomba de transferencia.

Para un arranque rápido de la unidad, el nivel de combustible está por debajo de la entrada de la bomba, una válvula cheque instalada en la línea de succión evita el retorno para aislar el combustible del tanque durante períodos de fuera de servicio.

Si se hace indispensable instalar el tanque a un nivel mayor de los inyectores, se instalarán válvulas en las líneas de succión y retorno para aislar el combustible del motor.

Una bomba auxiliar llevará el combustible del tanque de almacenamiento al tanque diario y la bomba de transferencia del motor llevará el combustible del tanque diario al sistema de inyección.

La capacidad del tanque diario se tomará en base al consumo de la unidad en galón / hora dado por el fabricante y a las horas de servicio promedio diarias.

11.6.4.8 Sistemas eléctricos

Es conveniente dejar los cárcamos apropiados para llevar los conductores hasta el tablero de la transferencia o el de distribución general de la subestación.

Además debe calcularse adecuadamente el calibre de los conductores.

De acuerdo con las condiciones de la carga de emergencia deberá definirse la necesidad de transferencia manual o automática. En general, dependiendo de si el tablero de la planta va sobre el generador o aparte y si incluye o no la transferencia, es necesario prever la facilidad de conexión desde el tablero de distribución al tablero de distribución de la subestación en baja tensión.

11.6.4.9 Dimensiones de la sala de máquinas.

En la tabla 11.3 se muestran las dimensiones mínimas del salón donde se instalará el grupo.

TABLA 11.3. Dimensiones de la sala de máquinas.

Potencia del grupo	20 - 60 kVA	100 - 200 kVA	250 - 550 kVA	650 - 1000 kVA
Largo	5.0 m	6.0 m	7.0 m	10.0 m
Ancho	4.0 m	4.5 m	5.0 m	5.0 m
Altura	3.0 m	3.5 m	4.0 m	4.0 m
Ancho puerta de acceso	1.5 m	1.5 m	2.2 m	2.2 m
Altura puerta de acceso	2.0 m	2.0 m	2.0 m	2.0 m

11.7 DESCRIPCIÓN DE LOS COMPONENTES BÁSICOS DE UNA SUBESTACIÓN

11.7.1 Pararrayos.

Los pararrayos son los dispositivos que protegen contra sobretensiones de origen interno y externo. La función de este elemento es limitar la tensión que puede aparecer en los bornes del sistema a proteger enviando a tierra las sobretensiones.

Las causas de las sobretensiones se describen en el capítulo 13.

En redes de distribución se utilizarán pararrayos autovalvulares que pueden ser de carburo de silicio y / o óxido de zinc.

Para la protección adecuada de ellos se requiere:

- Instalarlo lo más cerca posible al equipo o red a proteger.
- Mantener resistencias de puesta a tierra dentro de valores apropiados.
- Pararrayos con características de voltaje y corriente de descarga apropiados.

Los diferentes tipos, la construcción y el proceso de selección de los pararrayos para sistemas de distribución se describen detalladamente en el capítulo 13.

En la tabla 11.4 se muestran las características de los pararrayos autovalvulares de carburo de silicio, muy empleados en la mayoría de los sistemas existentes. Hoy se están instalando de ZnO.

TABLA 11.4. Características del parrayos autoválvula

Tensión nominal	kV	3	6	8	10	12	12	15	20	30
Tensión de extinción (1) (Tensión máxima con la frecuencia de servicio admisible permanentemente en el descargador)	kV	3.6	7.2	9.6	12	14.4	14.4	18	24	38
Tensión alterna de reacción (2)	kV _{ef}	6.9 a 7.5	13.8 a 15	18.4 a 20	23 a 25	27.6 a 30	27.6 a 30	34.5 a 37.5	48 a 50	50 a 52
Tensión de choque de reacción máximo admisible (3)	kV _{max}	13	27	35	40	48	48	60	80	85
Tensión de choque de reacción del frente de la onda (0.5 μ s) valor cresta) (4)	kV _{max}	15	31	40	50	60	60	74	95	100
Intensidad nominal de choque de descarga 8/20 μ s	kA	5	5	5	5	5	5	5	5	10
Intensidad máxima de choque 5/10 μ s	kA	65	65	65	65	65	65	65	65	100
Intensidad de choque de descarga de onda larga con una duración de la onda de 1000 μ s	A	100	100	100	100	100	100	100	100	150
Valores máximos de la tensión residual (5) con una intensidad de choque de descarga.										
8/20 5 kA	kV _{max}	11.4	24	32	40	47	47	61	85	92
8/20 10 kA	kV _{max}	12.6	25.2	33.6	42	50	50	63	88	100
Resistencia a la corriente de cortocircuito 0.4 s (6) (en caso de montaje con abrazadera de fijación)	kV _{ef}	6	6	6	6	6	6	3	3	3
Campo de efectividad del dispositivo de seguridad contra sobrepresión hasta	kA	20	20	20	20	20	20	10	10	10
Nivel de aislamiento del cuerpo de porcelanas.										
Tensión de choque soportable 1/50	kV	85	85	115	115	115	85	170	170	200
Tensión de alterna soportable a 50 Hz.										
ambiente seco	kV _{ef}	50	50	65	65	65	50	100	100	100
bajo lluvia	kV _{ef}	24	24	29	29	29	24	51	51	51
Calibre de conexión										
Fijación por abrazadera										cable de cobre min. 16 mm ² (AWG 4)
										cable de aluminio min. 25 mm ² (AWG 2)
Fijación por pinza de suspensión										cable de 50 a 120 mm ² (AWG a MCM 250)

* Con porcelana corta de 30 mm

1. **Tensión de extinción** (es la tensión máxima a la frecuencia de servicio en el descargador a la cual puede interrumpir este una intensidad de corriente igual a la que fluye por él a la frecuencia nominal. Cuando, después de iniciarse la descarga, baja la tensión hasta el valor correspondiente a la tensión nominal).
2. **Tensión alterna de reacción** de un descargador es la tensión de cresta dividida por $\sqrt{2}$ a la cual al elevarse una tensión alterna de frecuencia nominal se inicia la descarga.
3. **100 % Tensión de choque de reacción** de un descargador es el valor de cresta de la tensión de choque mínima, la cual origina siempre (con cualquier tipo de frecuencia onda de tensión) una descarga.
4. **Tensión de choque de reacción** del frente de onda de $0.5 \mu s$ es el valor de cresta de una tensión de choque con la cual el tiempo que transcurre entre el comienzo nominal de la tensión de choque y el instante en que inicia la descarga es de $0.5 \mu s$.
5. **Tensión residual** es el valor máximo de la tensión en el descargador durante el paso de corriente.
6. Las corrientes de cortocircuito que circulan después de una sobrecarga del descargador pueden llegar a alcanzar los valores indicados en la tabla sin destruir la envolvente de porcelana. En caso de corrientes de cortocircuito más elevadas se deberá contar con rotura de porcelana.

Es necesario definir la corriente de descarga del pararrayos mediante:

$$I_d = \frac{2BIL - V_r}{Z_o} \text{ kA} \quad \text{con} \quad Z_o = \sqrt{L/C} \quad \Omega \quad (11.1)$$

donde:

Z_o = Impedancia característica en Ω .

V_r = Tensión residual del pararrayos.

L = Inductancia del sistema en mH.

C = Capacitancia del sistema en μF .

La eficiencia de protección de los pararrayos disminuye cuando la distancia entre el pararrayos y el equipo a proteger se aumenta. La distancia permitida depende de la tensión residual del pararrayos, de la capacidad del aislamiento objeto de la protección y de la pendiente de la onda.

Para poder asegurar una protección adecuada a los equipos, éstos deben estar localizados dentro de una distancia determinada del pararrayos dada por:

$$L = \frac{BIL - N_p}{2 \text{ de/dt}} \cdot V \quad (11.2)$$

en donde:

L = Distancia máxima de protección m.

BIL = Tensión soportada con impulso tipo rayo kV cresta

V = Velocidad de propagación m / μ seg. (300 m / μ seg)

N_p = Nivel de protección del pararrayos.

de/dt = Pendiente del frente de onda (1000 kV / μ seg).

Considerando lo anterior se deben observar las siguientes recomendaciones

- Los pararrayos deben montarse lo más cerca posible de los aparatos a proteger (de 15 a 20 m).
- Con descargas directas y líneas de transmisión en postes de madera con aisladores no puestos a tierra, la pendiente extrema de la sobretensión puede reducir considerablemente la eficacia de protección del pararrayos. Para evitar tales impactos directos es recomendable hacer una conexión a tierra para las líneas de transmisión y los aisladores.
- Para lograr una protección más efectiva de los equipos todos los conductores de la línea deben tener pararrayos y los conductores de puesta a tierra deben ser lo más cortos posible.
- El conductor que une el pararrayos con tierra debe ser instalado de tal manera que no obstaculice el funcionamiento del seguro de sobrepresión.
- Los pararrayos deben instalarse fuera de las instalaciones eléctricas.
- La bajante a tierra se hará en cable de Cobre Nº 4 AWG: En postes de madera se asegurará este cable con grapas de acero clavadas cada 20 cm. En postes de concreto irá por un tubo conduit amarrado al poste mediante zunchos.
- Para la conexión de los pararrayos a la línea se usarán conductores de cobre Nº 4 o de aluminio Nº 2.

Los pararrayos no necesitan de un mantenimiento especial, debe ser reemplazado cuando haya sido abierto el dispositivo de seguridad por sobrecarga. Se debe inspeccionar después de fuertes tormentas eléctricas.

11.7.2 Cortacircuitos.

El cortacircuito, o caja primaria de fabricación normalizada, ofrece gran flexibilidad de empleo en sistemas de distribución suministrando completa protección contra sobrecargas a un costo mínimo.

Específicamente, el cortacircuitos está hecho para aislar del sistema a un transformador o a un ramal de red primaria obedeciendo a una falla o voluntariamente. Es de fácil operación y sólo se debe observar que no haya obstáculos para su operación.

Dado el uso de materiales anticorrosivos en su fabricación, su trabajo es altamente efectivo en cualquier ambiente resistiendo temperaturas hasta de 55 °C.

En consecuencia el mantenimiento es mínimo y la vida útil bastante grande.

A sus terminales se les puede conectar cables de hilos trenzados desde el Nº 6 hasta el 2 / 0 AWG de Cobre o de Aluminio o de ACSR.

Los cortacircuitos operan satisfactoriamente según normas NEMA, con cualquier tipo de hilos fusible hasta de 100 A.

Al instalar el cortacircuito en la cruceta, el conductor que va a la carga se debe conectar en la parte inferior, dejando el contacto superior para la línea viva y si se quiere también para el pararrayos.

El cortacircuitos, al estar equipado con contactos de alta presión enchapados en plata permite alta conductividad. Estos contactos están contenidos dentro de una horquilla de acero inoxidable con alta capacidad de sujeción que permite una unión fuerte entre la parte fija y el tubo portafusible. La sujeción a la cruceta se hace mediante un sistema de montaje recomendado por las normas EEI-NENA que permiten al aislador de porcelana estar asido por su parte media.

El portafusible está compuesto por un tubo de fibra de vidrio que se sujeta en la parte inferior al aislador por medio de una abrazadera y un mecanismo que permite el libre movimiento cuando ocurre una falla: en la parte superior se encuentra un contacto con un casquete o una tapa, colocado en su extremo sólidamente enroscado. El uso del casquete o de la tapa depende de la magnitud de la corriente por interrumpir.

La tabla 11.5 muestra las características del cortacircuitos empleado en los sistemas de distribución.

El cortacircuitos puede ser accionado por efecto de una falla en el al cual está protegiendo o por medios manuales mediante una pértiga. Cuando la desconexión sea manual es condición indispensable que la carga alimentada esté fuera de servicio aunque la red esté energizada, ya que la caja primaria no está diseñada para interrumpir circuitos bajo carga.

En el momento de ocurrir una falla, el hilo fusible se recalienta a causa de la corriente excesiva que por él circula, fundiéndose cuando la intensidad sea lo suficientemente elevada.

De acuerdo con la intensidad de la corriente se generan gases dentro del tubo de fibra de vidrio debido a un revestimiento interior del tubo, los cuales enfrían el arco y desionizan el interior del tubo interrumpiéndose la corriente rápidamente. Al quemarse el hilo fusible, la parte móvil de la caja primaria se desconecta abruptamente en su parte superior quedando colgada de su parte inferior. Con esto cesa todo contacto entre terminales permitiendo además observar directamente que el cortacircuitos fue accionado.

Cuando se usa casquete renovable, si la falla es muy pronunciada, la expulsión de gases generados se efectúa por los 2 extremos del portafusible compensándose de este modo los momentos de giro producidos que impiden una rotación del cortacircuito sobre la cruceta, evitando al mismo tiempo una fuerte acción sobre el poste. Estas características de funcionamiento hacen que los cortacircuitos con casquete renovable tengan una mayor capacidad de ruptura.

La presión de los gases es afectada entre otros por los siguientes factores:

- a) La magnitud de la corriente de falla.
- b) El factor de potencia de la corriente de falla.
- c) La posición de la onda de voltaje en el momento en que la falla se inicie.
- d) Las condiciones de reposición del voltaje del sistema.
- e) El tamaño del hilo fusible.

Para poner nuevamente en funcionamiento el cortacircuito, se deben cumplir los siguientes pasos:

- a) Quitar el portafusible metiendo un pértiga en el ojo inferior, levantándolo luego del porta contacto inferior.
- b) Cambiar el hilo fusible y el casquete superior si fuese necesario. Al cambiarle se debe tensionar y amarrar fuertemente al tornillo mariposa que se encuentra en el mecanismo inferior del portafusible.
- c) Colgar el portafusible en la pértiga por el ojo inferior y luego instalarlo en el porta contacto inferior, presionar con la pértiga por el ojo superior para un encajamiento en el porta contacto correspondiente.

TABLA 11.5. Datos técnicos del cortacircuitos para 15 kV y 38 kV - 100 A.

Tipo	13.8 - 100	15 - 100	38 - 100
Tensión nominal kV	13.8	15	38
Tensión máxima de diseño kV	15	15	38
Corriente nominal continua A	100	100	100
Capacidad de interrupción (con casquete sólido A asimétrico RMS)	5000	4000	2000
Prueba de impulso (1,2 / 50 μ seg.) BIL	95 kVp	110 kVp	150 kVp
Prueba de baja frecuencia 60 Hz - RMS			
En seco (1 minuto) kV	50	60	70
Húmedo (10 segundos) kV	35	42	60
Longitud de aislamiento cm	23.5	28.57	51.43
Peso neto Kg.	9	9.75	19

11.7.3 Hilos fusible.

Uno de los problemas a los que se ve enfrentado el personal de operaciones de cualquier empresa electrificadora es la selección del fusible adecuado para la protección de transformadores de distribución considerando que el fusible debe brindar protección contra corrientes de cortocircuito, de sobrecarga y de corrientes transitorias (conexión y arranque) se presentarán las reglas básicas y prácticas con el fin de garantizar una correcta selección de los mismos, para niveles de tensión menores o iguales a 34,5 kV.

El fusible es un elemento térmicamente débil cuya función principal es la de aislar un equipo cuando una corriente de falla o sobrecarga pasa a través de él.

En el capítulo 12 se discute ampliamente todo lo relativo a los fusibles.

11.7.4 Seccionador tripolar para operación sin carga.

El seccionador para operación sin carga es apropiado para:

1. Interrumpir y cerrar circuitos de corriente cuando se quiere desconectar o conectar circuitos de corrientes pequeñas y despreciables; por ejemplo, aquellas que se originan por efectos capacitivos en pasamuros, barras colectoras, cables muy cortos y en los transformadores de tensión, o cuando no existe una diferencia de tensión digna de mención en circuitos a interrumpir o conectarse; por ejemplo, en una conmutación sobre barras colectoras conectadas en paralelo pero con capacidad diferente.
2. Distancias de protección en estado abierto; estas son espacios con un cierto potencial de aislamiento dentro de las fases abiertas de un interruptor y sirven para la protección del personal y de la instalación y por lo tanto, deben cumplir condiciones especiales.

Las distancias de interrupción deben ser apreciables cuando el interruptor está desconectado.

El seccionador para operación sin carga está previsto para accionamiento manual por medio de pértiga, u otro accionamiento mecánico. Los seccionadores son aptos para instalación interior. Sin embargo, para su ejecución y el uso de aisladores acanalados de resina colada, ellos pueden ser usados también en lugares con alta humedad en el ambiente. En la figura 11.28 se muestran las características constructivas del seccionador tripolar para operación sin carga tipo T 20 - 400 (tensión nominal de 20 kV, intensidad nominal de 400 A para instalación en interiores de la Siemens). Y en la tabla 11.6 se consignan las características técnicas del mismo seccionador.

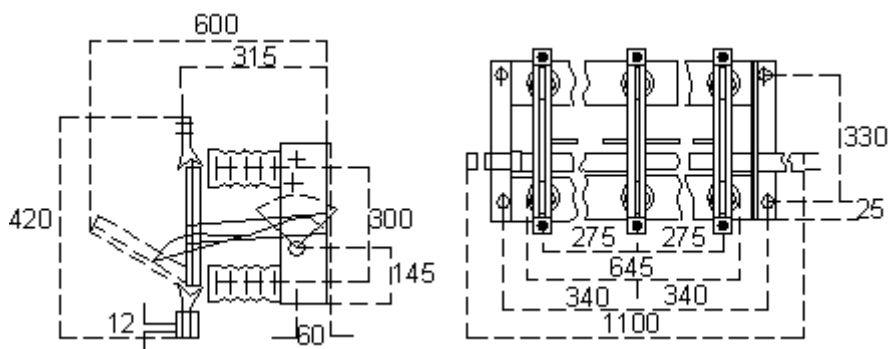


FIGURA 11.28. Seccionador trípolar para operación sin carga.

TABLA 11.6. Características técnicas del seccionador trípolar.

Tensión nominal	20 kV C.A.
Serie	20 N
Tensión de aislamiento	24 kV
Intensidad nominal	400 A
Resistencia a los cortocircuitos en estado de conexión:	Intensidad nominal de choque (valor cresta) Intensidad nominal instantánea: Durante 1 s (valor efectivo) Tiempo de carga 2 s (valor efectivo) Tiempo de carga 3 s (valor efectivo) Tiempo de carga 4 s (valor efectivo)
	35 kA 14 kA 10 kA 8 kA 7 kA
Tensión de choque soportable (valor cresta) 1.2/50	Respecto a piezas puestas a tierra y de polo a polo para una altitud de instalación de hasta: 1000 m sobre el nivel del mar 2000 m sobre el nivel del mar 3000 m sobre el nivel del mar Tramo abierto de seccionamiento para una altitud de instalación de hasta : 1000 m sobre el nivel del mar 2000 m sobre el nivel del mar 3000 m sobre el nivel del mar
	125 kV 110 kV 100 kV 154 kV 130 kV 110 kV
Tensión alterna soportable (valor efectivo) 50 Hz	Respecto a piezas puestas a tierra y de polo a polo para una altitud de instalación de hasta: 1000 m sobre el nivel del mar 2000 m sobre el nivel del mar 3000 m sobre el nivel del mar Tramo abierto de seccionamiento para una altitud de instalación de hasta: 1000 m sobre el nivel del mar 2000 m sobre el nivel del mar 3000 m sobre el nivel del mar
	65 kV 58 kV 52 kV 75 kV 67 kV 60 kV
Par nominal de accionamiento	6 kgfm

11.7.5 Seccionador tripolar bajo carga.

Es utilizado para maniobrar circuitos de alta tensión hasta 20 kV Y 400 A CA, para instalación en interiores para maniobra y protección de transformadores de distribución.

11.7.5.1 Aplicación.

Se emplea para conexión y desconexión de transformadores en vacío y a plena carga, líneas aéreas o cables; así como para conectar condensadores, grupos de condensadores o líneas dispuestas en anillos.

El seccionador se puede utilizar con fusibles de alta capacidad de interrupción con los que se asume la protección contra cortocircuito, suprimiendo de esta forma la necesidad de un interruptor de potencia en el sistema. En caso de fundirse un fusible, el seccionador desconecta las 3 fases automáticamente evitando que los equipos conectados trabajen en 2 fases.

Este seccionador se emplea en instalaciones interiores y deben maniobrar corrientes hasta 400 A.

Al incorporar fusibles HH se limita la intensidad de corte protegiendo selectivamente los consumidores.

Estando desconectado, el seccionador debe constituir una interrupción en el circuito fácilmente apreciable.

11.7.5.2 Construcción.

Para cada fase existen 2 brazos de giro hechos de resina sintética prensada, los cuales mueven el contacto tubular durante el cierre y la apertura del seccionador. Estos brazos de giro están acoplados al interruptor de corte quien es el encargado de accionar simultáneamente los 3 contactos del seccionador.

Los aisladores, de los cuales hay 2 por cada fase, son hechos también de resina sintética prensada y tienen una posición oblicua respecto a la horizontal consiguiendo con esto mayor longitud de aislamiento en el menor espacio posible. En el extremo de cada aislador superior existe una pequeña cámara de gases dispuesta en forma de anillo que ayuda a apagar el arco creado en la conexión. Véase figura 11.29

La parte móvil del seccionador consta de un contacto tubular encargado de conducir la corriente de un aislador a otro. Dentro de este contacto tubular existe un contacto auxiliar móvil en forma de varilla que se encarga de conducir la corriente mientras se hace la ruptura total del circuito por parte del contacto tubular. En la parte inferior del seccionador y por fase existe una cámara de extinción que al mismo tiempo sirve para guardar el contacto tubular cuando el seccionador está desconectado.

Este seccionador se puede equipar con 3 bases portafusibles, por lo cual, la capacidad interruptiva del seccionador es igual a la de los fusibles empleados. En la tabla 11.7 se muestran las características del seccionador bajo carga de la Siemens.

11.7.5.3 Accionamiento y disparo.

El seccionador tiene adosado un mecanismo para operación manual por medio de la palanca, motor o dispositivo de accionamiento. Adicionalmente se puede operar la desconexión por acción de los fusibles o por adición de un disparador por corriente de trabajo.

TABLA 11.7. Características del seccionador bajo carga (accionamiento vertical).

Tensión nominal		20 kVC.A.
Serie		20 s.
Tensión de aislamiento		24 kV
Intensidad nominal con fusibles	3GA1412 (10 A)	10 A
	3GA1413 (16 A)	16 A
	3GA1414 (25 A)	25 A
	3GA1415 (40 A)	40 A
	3GA2416 (63 A)	63 A
	3GA2417 (100 A)	100 A
Intensidad nominal de conexión		400 A
Intensidad nominal de desconexión	$\cos \phi = 0.7$	400 A
Intensidad de desconexión de servicio	$\cos \phi = 0.7$	35 A
Intensidad de desconexión de inductancias	$\cos \phi = 0.15$	5 A
Intensidad de desconexión de capacitores	$\cos \phi = 0.15$	20 A
Capacidad térmica		555 MVA
Resistencia contra cortocircuitos (interruptor conectado)		
Intensidad nominal de choque (valor cresta)		40 kA
Intensidad nominal instantánea:	durante 1s (valor efectivo)	16 kA
	Tiempo de carga 2 s (valor efectivo)	12 kA
	Tiempo de carga 3 s (valor efectivo)	10 kA
	Tiempo de carga 4 s (valor efectivo)	8 kA
Tensión de choque soportable (valor cresta) 1.2/50	respecto a piezas puestas a tierra y de polo a polo para una altitud de instalación de hasta:	
	1000 m sobre el nivel del mar	110 kV
	2000 m sobre el nivel del mar	102 kV
	3000 m sobre el nivel del mar	95 kV
	Tramo abierto de seccionamiento para una altitud de instalación de hasta:	
	1000 m sobre el nivel del mar	127 kV
	2000 m sobre el nivel del mar	113 kV
	3000 m sobre el nivel del mar	98 kV
Tensión alterna soportable (valor efectivo) 50 Hz	respecto a piezas puestas a tierra y de polo a polo para una altitud de instalación de hasta:	
	1000 m sobre el nivel del mar	55 kV
	2000 m sobre el nivel del mar	49 kV
	3000 m sobre el nivel del mar	43 kV
	Tramo abierto de seccionamiento para una altitud de instalación de hasta:	
	1000 m sobre el nivel del mar	59 kV
	2000 m sobre el nivel del mar	53 kV
	3000 m sobre el nivel del mar	47 kV
Par nominal de accionamiento		9 kgfm
Angulo de accioanmiento máximo		105 °

Este seccionador puede equiparse adicionalmente con cuchillas de puesta a tierra y contactos auxiliares.

El seccionador posee un mecanismo de acumulación para la desconexión consistente en un resorte que se arma cuando se conecta y bloquea el dispositivo de desconexión. Dicho bloqueo se puede accionar o por acción del dispositivo manual o por acción de uno de los percutores adosados en los fusibles, provocando la desconexión instantánea tripolar del seccionador por el disparo del resorte.

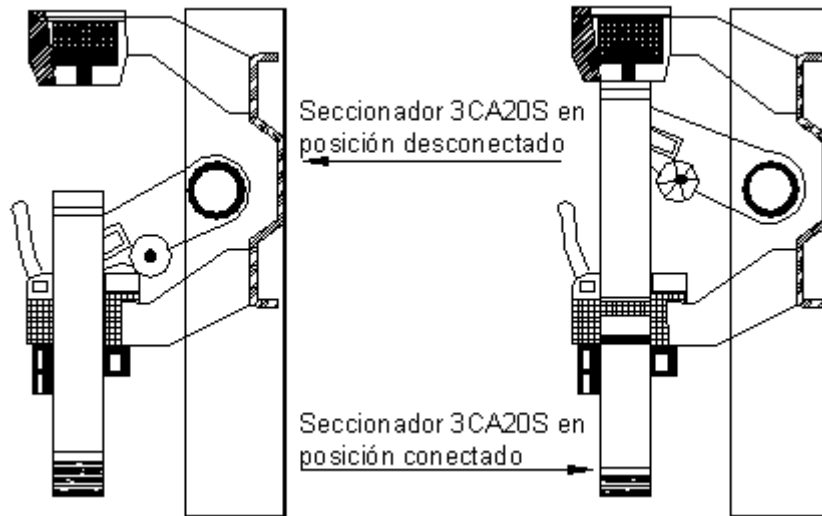


FIGURA 11.29. Posiciones del seccionador bajo carga de la Siemens (accionamiento vertical).

11.7.5.4 Funcionamiento.

Cuando el seccionador está en funcionamiento y es operado ya sea manualmente o por acción del percutor de un fusible, el contacto tubular comienza a descender a causa del disparo del resorte (ver figura 11.29), haciendo simultáneamente conexión interna con la parte inferior del contacto auxiliar que conduce ahora la corriente de carga, ya que este contacto auxiliar permanece conectado al retenedor del contacto del aislador superior.

Al continuar descendiendo el contacto tubular llega un momento en que se interrumpe toda conexión entre éste y el aislador inferior (su contacto). En este momento se crea un arco entre la parte inferior del contacto tubular y el contacto del aislador inferior generándose un gas en la cámara de extinción instalada en la parte inferior del seccionador. El gas sale fuertemente de la cámara de extinción apagando el arco rápidamente.

Mientras el contacto tubular desciende, un resorte especial colocado entre la parte superior interna del porta contacto tubular y la parte inferior externa del contacto auxiliar, se va comprimiendo ya que el contacto auxiliar está acoplado al retenedor del contacto del aislador superior y por lo tanto no tiene movimiento en este instante.

Cuando un mango adosado en la parte inferior del contacto auxiliar pega contra una cápsula colocada en la parte superior del portacontacto, el contacto auxiliar se desconecta del retenedor y es forzado hacia abajo por el disparo del resorte especial, quedando totalmente introducido dentro del porta contacto tubular cortándose de este modo toda posible conexión entre los aisladores.

Para la conexión del seccionador se acciona el contacto tubular simultáneamente con el contacto auxiliar. En el momento de conexión y mientras el contacto auxiliar se introduce en el retenedor del contacto del aislador superior, una cápsula metálica externa aislada colocada en la parte superior del portacontacto tubular protege contra arcos prematuros al contacto tubular, conductor de la corriente.

11.7.5.5 Condiciones de funcionamiento.

El seccionador bajo carga puede trabajar con valores de temperatura que oscilen entre + 40 °C y - 25 °C admitiéndose un valor promedio de temperatura de 35 °C como máximo cuando se trabaje durante las 24 horas del día. Estos seccionadores también pueden ser usados cuando se presentan condensaciones casuales.

Las pruebas de voltaje realizadas a fin de determinar el nivel de aislamiento, se han elaborado para alturas inferiores a los 1000 metros sobre el nivel del mar.

Para instalaciones con una altura mayor a los 1000 metros, la capacidad de aislamiento puede ser corregida mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Capacidad de aislamiento} = \frac{\text{Capacidad de aislamiento hasta 1000 m}}{1.1^a} \quad (11.3)$$

En la figura 11.30 se muestran los valores de a.

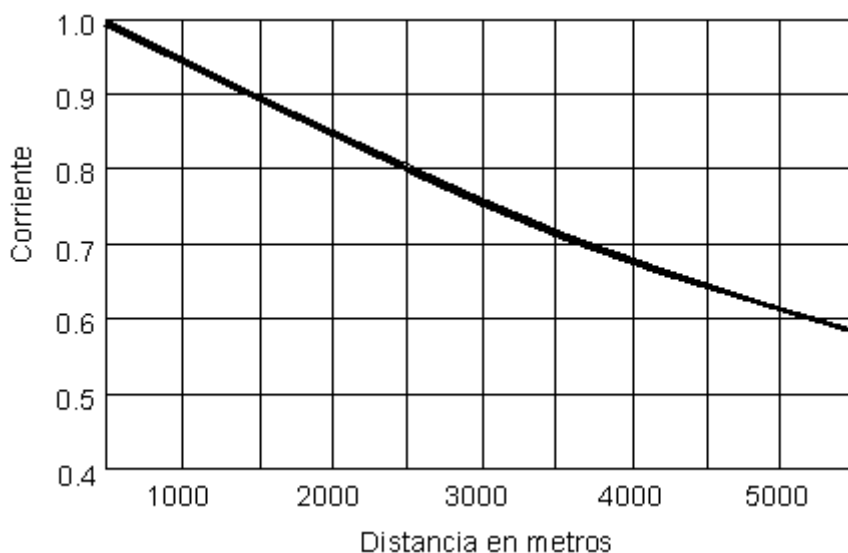


FIGURA 11.30. Factores de corrección para una prueba de voltaje con frecuencia industrial en función de la altura de montaje sobre el nivel del mar.

11.7.5.6 Mantenimiento.

Con un mantenimiento razonable del interruptor, en especial de la parte del accionamiento se permite un servicio continuo. Además, el envejecimiento, el polvo y la humedad son reducidos mediante una adecuada lubricación con aceite o grasa.

El mantenimiento se hace necesario en los siguientes casos

- Si la frecuencia de operación es superior a la mostrada en la figura 11.31, para una corriente de interrupción específica.
- Después de 3000 operaciones mecánicas de interrupción.
- Después de 5 años, si ninguno de los casos anteriores se ha tenido en cuenta.

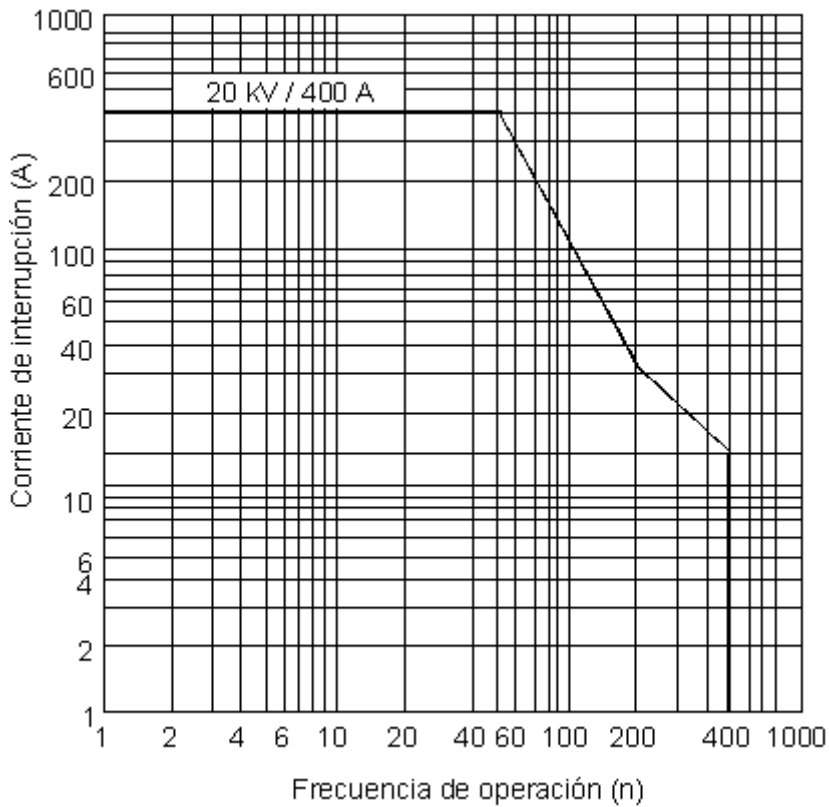


FIGURA 11.31. Frecuencia de operación n del seccionador dependiendo de la corriente de interrupción I_L

Otro tipo de seccionador bajo carga muy utilizado se muestra en la figura 11.32.

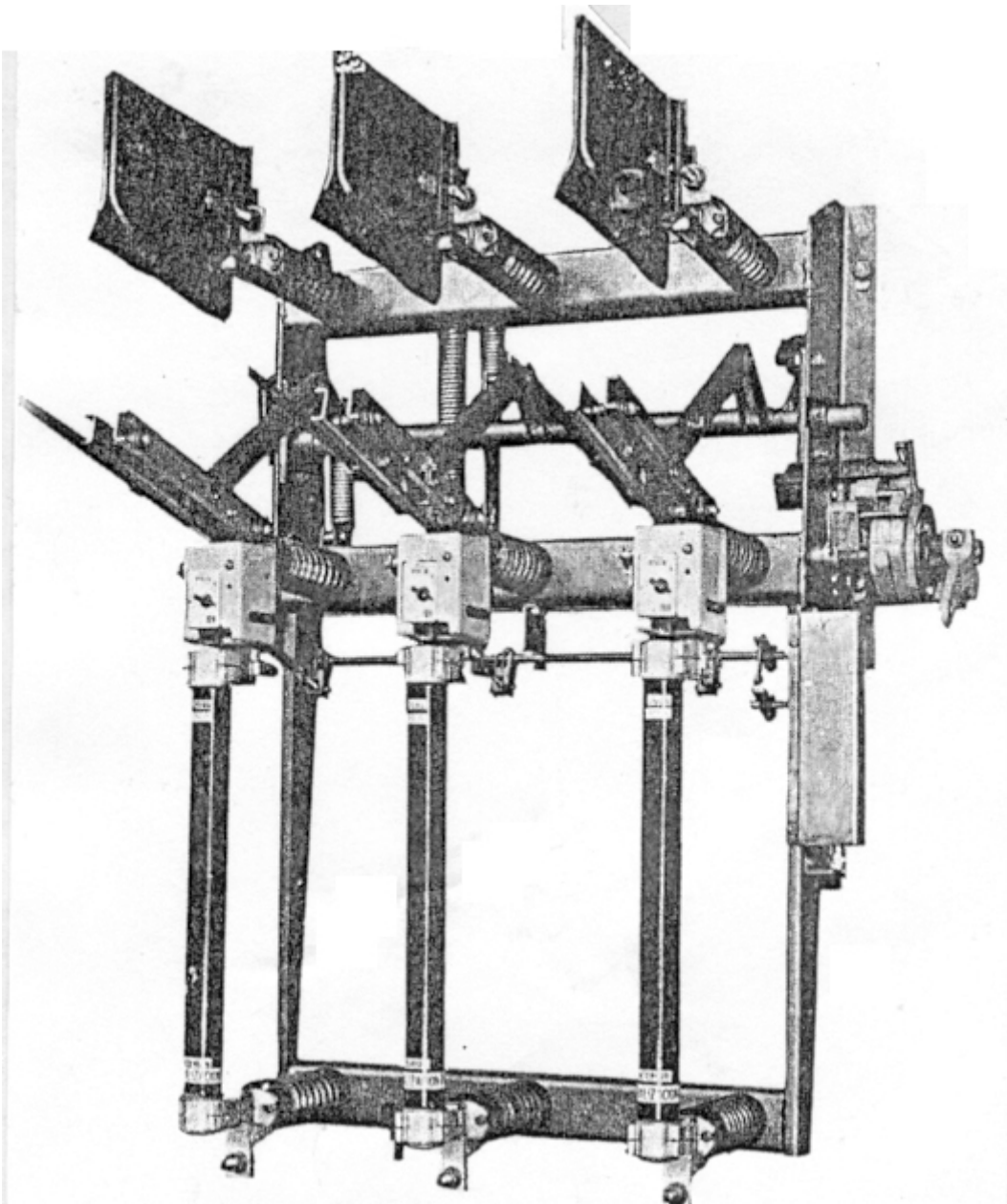


FIGURA 11.32. Seccionador bajo carga tipo cuchilla giratoria.

11.8 FUSIBLES DE ALTA TENSIÓN HH

11.8.1 Aplicación.

Los fusibles de alta tensión HH, limitan la corriente protegiendo con ello los aparatos y las partes de la instalación (transformadores, condensadores, derivaciones de cables) contra los efectos dinámicos y térmicos de las corrientes de cortocircuito. Puesto que los tiempos de fusión son muy cortos, se limitan las corrientes de cortocircuito de gran intensidad y debido a la configuración de los hilos fusibles, se evitan puentes de tensión de maniobra peligrosas. La corriente de ruptura más pequeña es de 2,5 a 3 veces el valor de la intensidad nominal del fusible.

11.8.2 Construcción.

Los fusibles HH se componen de varias cintas fusibles, con pasos estrechos, conectadas en paralelo y completamente cubiertas por medio extinguidor de grano fino (arena de cuarzo). El tubo exterior es de porcelana con superficie esmaltada. Los contactos son aplicados magnéticamente. Entre contacto y tubo se encuentra un anillo de empaque. Los conductores fusibles principales están bobinados sobre un tubo interior de cerámica de corte transversal en forma de estrella.

Al operar los fusibles, aparece en uno de sus extremos un percutor, con el cual puede accionarse un emisor del estado de maniobra o el disparo de un seccionador bajo carga. La fuerza de disparo del percutor es de unos 5 kgf y de 2 kgf aproximadamente después de un recorrido de 20 mm. (véase figura 11.33).

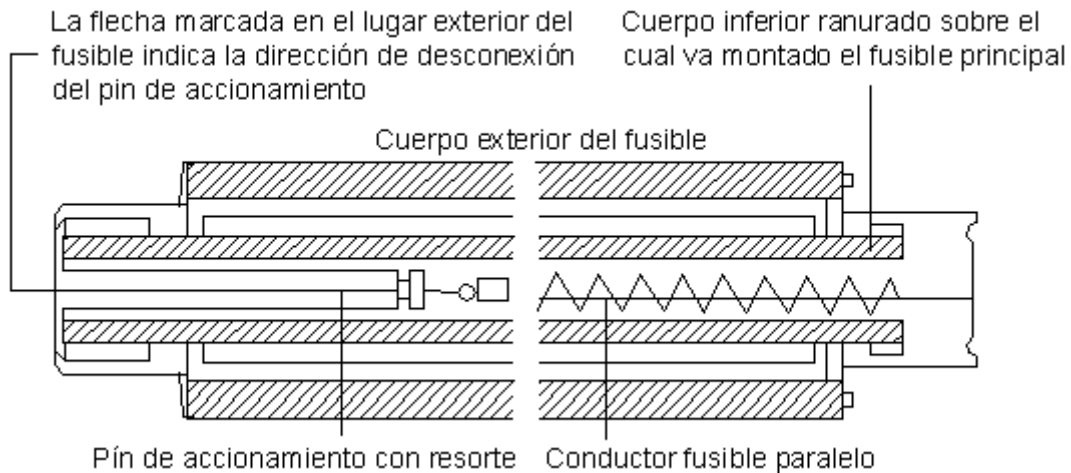


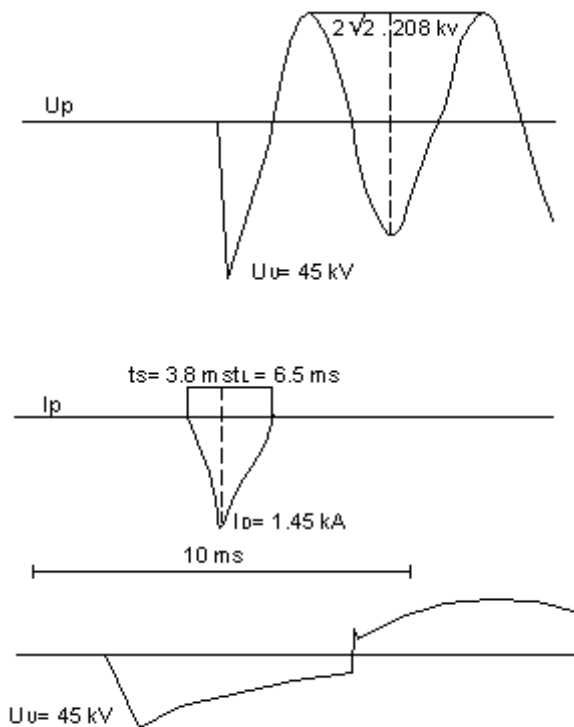
FIGURA 11.33. Constitución de un fusible HH.

Para montar y desmontar el fusible HH se emplea una tenaza aislante que tiene un solo brazo de poliéster reforzado con fibra de vidrio. Van montados sobre bases portafusibles unipolares a la cual van fijados dos aisladores de apoyo de resina colada.

11.8.3 Funcionamiento.

En caso de cortocircuito, los conductores fusible principales se fusionan vaporizándose en los pasos estrechos cuando se aumentarla corriente. Los arcos voltaicos que resultan sobre estos puntos son enfriados tan fuertemente por el medio extinguidor, que su tensión de combustión con la longitud dada del arco voltaico está sobre la tensión de servicio. De esta manera se fuerza una reducción rápida de la corriente y ésta es extinguida en la primera media onda.

En caso de sobrecarga se logra que la corriente de desconexión mínima, que no exceda 2,5 veces la corriente nominal, por medio de la relación óptima entre los cortes transversales de los pasos estrechos y de las cintas, así como por la distribución sobre varios conductores fusible parciales. Por la construcción especial de los conductores fusible parciales se evitan extremos peligrosos en la tensión de conexión. Su promedio es de $1,5 \times 1 \cdot \sqrt{2}$, donde 1 es la tensión nominal superior. (Véase figura 11.34).



U_p =	Tensión de prueba	= 20.8 kV
U_u =	Tensión de desconexión	= 45.0 kV
I_p =	Corriente de prueba	= 13.2 kA
I_D =	Corriente de paso	= 1.45 kA
t_s =	Tiempo de fusión	
t_L =	Tiempo de extinción	

FIGURA 11.34. Oscilograma de desconexión de un fusible de 3 GA.

11.8.4 Capacidad de ruptura.

La carga sobre el fusible en la desconexión es más fuerte con una corriente de cortocircuito determinada. Después decrece esta carga, aún con corriente de cortocircuito más elevada. Los fusibles han sido probados también en esta área crítica de corriente y por lo tanto, cumplen con las exigencias sobre la capacidad de ruptura en instalaciones de alta tensión.

11.8.5 Limitaciones de corriente.

Los fusibles HH son apropiados para la protección contra cortocircuitos de los elementos constitutivos de las redes eléctricas. Corrientes altas de cortocircuito no llegan hasta su punto máximo cuando fusibles HH con capacidades nominales de corriente correspondientes son usados. Aún corrientes de cortocircuito 13 a 16 veces la corriente nominal de los fusibles son limitadas por el tiempo muy corto de fusión ($t_s < 5$ mseg) y por lo tanto se evitan serias consecuencias sobre los aparatos.

El diagrama de la figura 11.35 (corriente de paso máximas posibles I_D en función de la corriente alterna inicial de cortocircuito y de la intensidad nominal del fusible I_n) muestra el efecto limitador de los fusibles en caso de corrientes de cortocircuito elevadas.

Cuando se conectan en paralelo 2 fusibles, el valor I_D determinado para un fusible debe ser multiplicado por 1,6.

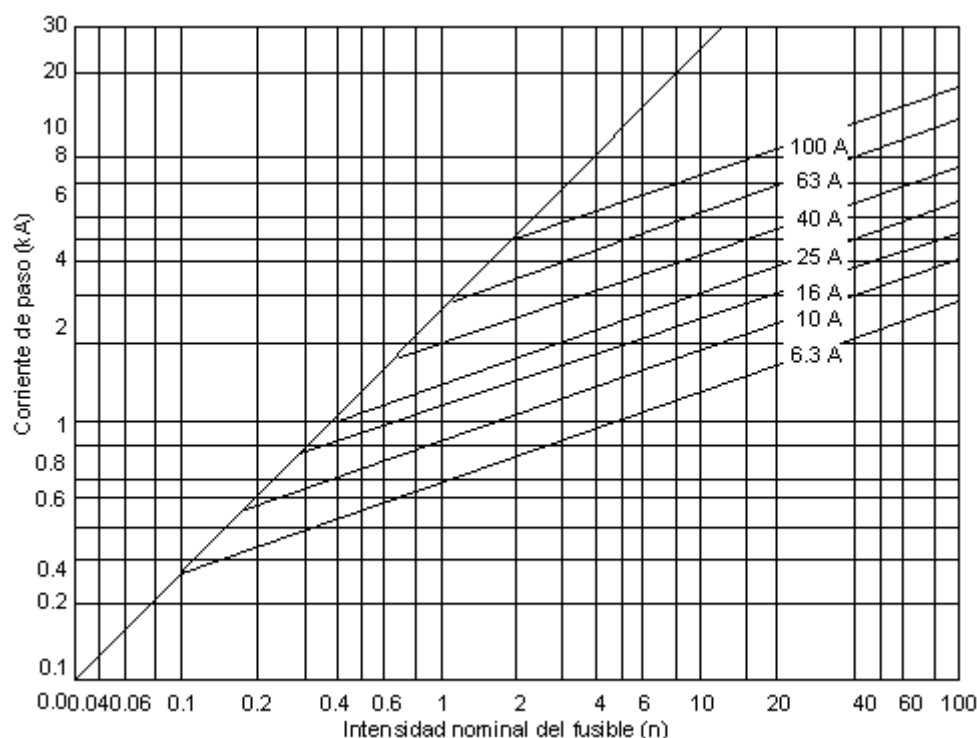


FIGURA 11.35. I_{sc} (Valor eficaz kA) líneas características de limitación.

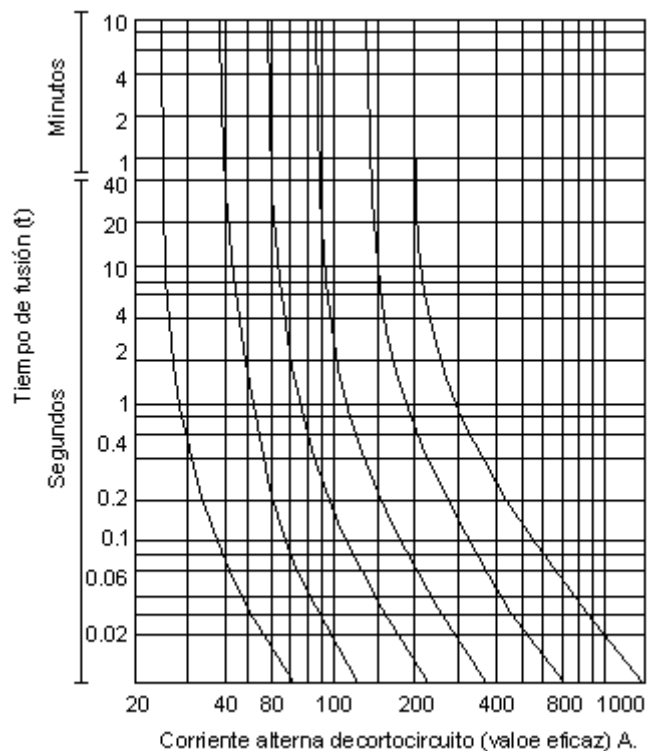


FIGURA 11.36. Curvas características medias del tiempo de fusión.

11.8.6 Curvas características del tiempo de fusión.

Estas curvas demuestran la dependencia del tiempo de fusión de la corriente de cortocircuito I_K . Ellas son iguales para fusibles HH en todas las tensiones nominales con igual corriente nominal. Como condición se tomó que la corriente alterna de cortocircuito se desarrolla simétricamente con la línea cero.

Las curvas características deben mantenerse después de una sobreintensidad en los fusibles por tiempo prolongado y son válidas con una tolerancia de $\pm 20\%$ del valor de la corriente. Las curvas de tiempo de fusión son necesarias para, estudios de selectividad en caso de transformadores protegidos con interruptores automáticos de baja tensión o con fusibles HH así como para seleccionar los fusibles para motores o contactores de alta tensión. Las intensidades nominales de los fusibles deben elegirse de tal forma que éstos no se fundan con la intensidad de choque de conexión. (Véase figura 11.36).

11.8.7 Protección de transformadores.

En la tabla 11.8 se hace relación a los fusibles HH, los cuales trabajan selectivamente con los aparatos de maniobra sobre el lado de baja tensión (fusibles NH o interruptores automáticos con disparadores). Quiere decir que los tiempos de reacción de los fusibles NH en caso de cortocircuito en el lado de baja tensión de los transformadores, están muy por encima de los tiempos de reacción de los fusibles NH o disparadores de los

interruptores. En los fusibles indicados en la columna "sin selectividad" se tomó como base el valor I^2t de la corriente de conexión del transformador, el cual está por debajo del fusible correspondiente, de manera que aquel no puede reaccionar por la corriente de conexión del transformador.

En transformadores con potencias nominales hasta 1000 kVA, la corriente de cortocircuito I_k es 4 % y 6 % para transformadores con potencias nominales de 1250 y 1600 kVA.

TABLA 11.8. Selectividad del circuito primario y secundario de transformadores de alta tensión 13.2 kV.

Transformador (Bajo tensión)			Intensidad nominal de los fusibles HH con selectividad referida al circuito secundario				Intensidad nominal de fusibles HH sin selectividad	
Potencia nominal	Intensidad de la corriente primaria	Intensidad de la corriente secundaria	Fusibles HH		Interruptor automático		I^2t	
	I_1	I_2	Circuito Primario fusibles HH	Circuito Secundario fusibles HH	Circuito Primario fusibles HH	Circuito secundario Interruptor automático		
PN kVa	A	A	A	A	A	Tipo	A	A
							Valor de reacción del disparador de sobreintensidad	
30	1.1	40	10	80	10	3VB1	1200	10
50	1.9	68.5	10	80	16		1200	10
75	2.9	103	16	125	16		1450	10
100	3.9	137	16	160	25		1900	16
160	6.2	220	25	250	25	3WE31	2500	16
200	7.7	276	40	355	40		3500	25
250	9.6	340	40	355	40		3500	25
315	12.1	430	63	500	63		5500	25
400	15.4	550	63	630	63		5500	25
500	19.2	685	100	800	63	3WE32	8000	25
630	24.2	865	100	1000	100		8000	40
800	30.8	1100	--	--	--		--	40
1000	38.5	1370	--	--	--		--	63
1250	48.0	1850	--	--	--		--	63
1600	61.5	2200	--	--	--		4800	100

Ejemplo: para el esquema de la figura 11.37 con los datos que se anexan, el estudio de selectividad es como sigue:

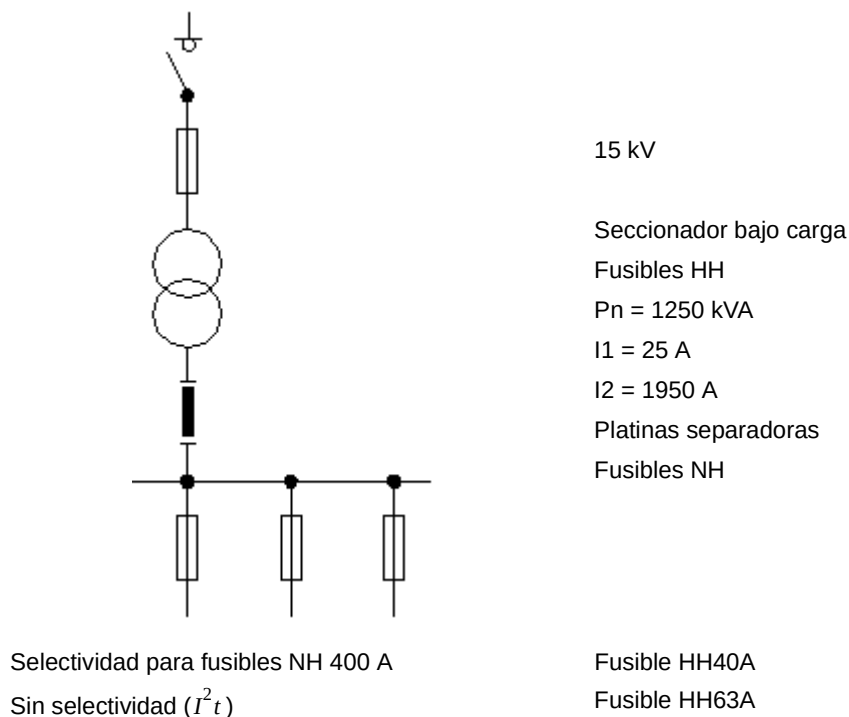


FIGURA 11.37. Estudio de selectividad con fusibles HH y NH.

Fusible NH, con fusibles NH400A en caso de selectividad se necesitan fusibles 36 A 40 A.

11.8.8 Protección de motores de alta tensión.

Como protección de motores de alta tensión contra cortocircuito se usan frecuentemente fusibles HH los cuales no deben reaccionar con la corriente de arranque (aproximadamente por un tiempo de 5 seg). con el tiempo y la corriente de arranque, se puede seleccionar de las curvas características de fusión, el fusible apropiado.

Ejemplo:

Intensidad nominal, motor de alta tensión	20 A
Intensidad de arranque (6 veces la intensidad nominal)	120 A
Tiempo de arranque	5 segundos
Intensidad nominal del fusible HH	63 A

11.8.9 Protección de condensadores.

Para protección de condensadores también se pueden utilizar fusibles HH cuando éstos se instalan en la red primaria.

11.8.10 Selección de fusibles.

Al seleccionar los fusibles se deberá tener en cuenta lo siguiente:

- Tensión máxima % que puede presentarse durante el servicio en el lugar de la instalación.
- Intensidad nominal del transformador o intensidad máxima de servicio en el lugar de la instalación.
- Valores máximos de la corriente de choque que pueden tener lugar durante el servicio (Ejemplo: Intensidad de choque de conexión).
- Requisitos que deben cumplirse respecto a la selectividad de los fusibles y la limitación de la intensidad de cortocircuito.

En la tabla 11.9 se muestran las características técnicas de los fusibles HH.

TABLA 11.9. Características de los fusible HH

Tensión nominal U_N							
Tensión nominal interior U_{NU}	kV	20	20	20	20	20	20
Tensión nominal superior U_{NO}	kV	24	24	24	24	24	29
Intensidad nominal I_N	A	10	16	25	40	63	100
Intensidad nominal de ruptura $I_a (\cos \varphi = 0.15)$	kV	40	40	40	40	40	31.5
Potencia nominal de ruptura P_{Na}							
Con tensión nominal inferior U(calculado de $P_{Na} = U_{NU} I_a \sqrt{3}$)	MVA	1400	1400	1400	1400	1400	1300
Con tensión nominal superior U(calculado de $P_{Na} = U_{NO} I_a \sqrt{3}$)	MVA	1600	1600	1600	1600	1600	1100
Intensidad de ruptura mínima I_{min}	A	25	40	75	120	183	350

11.9 MALLA DE PUESTA A TIERRA

11.9.1 Generalidades.

La red de conexión a tierra suministra la adecuada protección al personal y al equipo que dentro o fuera de la subestación pueden quedar expuestos a tensiones peligrosas cuando se presentan fallas a tierra en la instalación. Estas tensiones dependen básicamente de 2 factores: la corriente de falla a tierra que depende del sistema de potencia al cual se conecta la subestación; y la resistencia de puesta a tierra de la malla que depende de la resistividad del suelo, del calibre de los conductores de la malla, su separación, su profundidad de enterramiento y la resistividad superficial del piso de la subestación.

Las principales funciones son entonces: evitar sobrevoltajes, proporcionar vía de descarga de baja impedancia, servir de conductor de retorno, proporcionar seguridad a las personas, disminuir las tensiones peligrosas por debajo de los valores tolerables por el cuerpo humano.

La máxima resistencia de puesta a tierra en subestación aérea debe ser de 5Ω . De acuerdo con las siguientes exigencias del terreno se emplearán una o más varillas de cooperweld de $5/8" \times 8'$ conectadas entre si por medio de conductor de Cobre desnudo de calibre 2 / 0 AWG. La conexión a tierra del transformador se hará de tal forma que en ningún caso exista contacto falso o directo con la cuba del transformador y serán conectados a ellos los siguientes elementos:

La conexión a tierra siempre será verificada midiendo en todo caso la resistividad del terreno.

1. Debe tener una resistencia tal que el sistema se considere como sólidamente puesto a tierra.

2. La variación de la resistencia, debido a cambios ambientales, debe ser tal que la corriente de falla a tierra, en cualquier momento, sea capaz de producir el disparo de las protecciones. Normalmente se toma el valor de la corriente de falla monofásica.
3. El tiempo máximo de duración de la falla en segundos se toma de los tiempos de operación de las curvas características de los fusibles.
4. Al pasar la corriente de falla durante el tiempo máximo de falla, no deben existir calentamientos excesivos.
5. Debe conducir las corrientes de falla sin provocar gradientes de potencial peligrosos entre puntos vecinos.
6. Debe ser resistente a la corrosión.

Para definir el calibre del conductor se emplea la siguiente relación de tal manera que soporte las condiciones térmicas producidas por una corriente de falla durante el tiempo que dure ésta en segundos. Un cálculo que asegura una buena aproximación se realiza mediante la expresión.

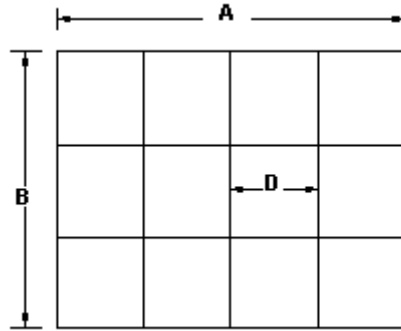
donde:

La forma IEEE 80 recomienda como calibre mínimo 2 / 0 AWG de Cobre.

11.9.3 Escogencia de la configuración de la malla.

Se inicia con la configuración más sencilla cambiando configuraciones hasta que las tensiones de paso y de contacto reales queden menores o iguales a las permitidas y por lo tanto, la resistencia de la malla sea menor o igual a la exigida.

La figura 11.38 muestra una configuración sencilla donde aparecen todos los parámetros empleados:



d = Diámetro conductor en metros.

n = número de conductores de longitud A .

A = Longitud de la malla en metros.

m = número de conductores de longitud B .

B = Ancho de la malla en metros.

$L_c = nA + mB$ = Longitud total del conductor de la malla. (11.5)

D = Espaciamento entre conductores en metros.

h = Profundidad de la malla en metros.

FIGURA 11.38. Configuración típica de la malla.

11.9.4 Cálculo de las tensiones de paso y de contacto máximas permitidas por el cuerpo humano (personas con peso corporal de 50 kg).

De acuerdo con la norma IEEE 80 se establecen las tensiones máximas de contacto E_t y de paso E_s y que se pueden calcular mediante las siguientes ecuaciones:

$$E_t = (1000 + 1.5 C \rho_s) \cdot \frac{0.116}{\sqrt{t}} \text{ V} \quad (11.6)$$

$$E_s = (1000 + 6 C \rho_s) \cdot \frac{0.116}{\sqrt{t}} \text{ V} \quad (11.7)$$

donde:

1000 = Es la resistencia promedio del cuerpo humano en Ω .

t = Tiempo de despeje de la falla seg.

ρ_s = Resistividad de la capa superficial del terreno $\Omega - m$

C = Factor de reducción que es función del espesor del material de la superficie y del factor de reflexión K y de la profundidad de malla.

= 1.0 si $\rho = \rho_s$ o sea $K = (\rho - \rho_s) / (\rho + \rho_s) = 0$

ρ = Resistividad del terreno $\Omega - m$

Las ecuaciones anteriores quedan de la siguiente forma:

$$Et = (116 + 0.174\rho_s)/\sqrt{t} \text{ V} \quad (11.8)$$

$$Es = (116 + 0.696\rho_s)/\sqrt{t} \text{ V} \quad (11.9)$$

Expresiones que se deben utilizar cuando existe alta probabilidad de ingreso a las subestacion de personas de contextura delicada como mujeres.(con peso corporal 50 kg).

11.9.5 Cálculo de la resistencia de la malla.

El primer paso consiste en hallar la resistencia de un conductor transversal de longitud A mediante la siguiente expresión:

$$R_s = \frac{\rho}{2\pi A} \left(\ln \frac{2A}{r} + \ln \frac{A}{h} - 2 + 2\frac{h}{A} - \frac{h^2}{A^2} \right) \quad (11.10)$$

en donde:

R_s Resistencia de puerta a tierra de un solo conductor trasversal en Ω .

ρ Resistividad en $\Omega - m$ (del terreno).

A Longitud de un conductor trasnversal en m.

h Profundidad de la malla m.

r Radio del conductor m.

El segundo paso consiste en el cálculo de la resistencia debida a las iterferencias mutuas entre conductores, mediante la siguiente expresión:

$$R_A = \frac{\rho}{2\pi A} \left(\ln \frac{4A}{E} - 1 + \frac{E}{2A} - \frac{E^2}{16A^2} \right) \quad (11.11)$$

en donde:

R_A = Resistencia mutua en Ω .

E = Espaciamiento equivalente entre un conductor y los demás. metros.

E = F x D.

F = Factor de espaciamiento dado por la tabla 11.10.

D = Espaciamiento entre conductores.

(11.12)

TABLA 11.10. Factores de espaciamento.

Número de conductores	Factor de espaciamento (F)
2	1.00
3	1.26
4	1.51
5	1.76
6	2.01
7	2.25
8	2.49
9	2.73
10	2.97
11	3.21
12	3.44
13	3.50

En el tercer paso se halla la resistencia total de un conductor así:

$$R_C = R_S + (n - 1)R_A \quad (11.13)$$

Y la resistencia en n conductores en paralelo de longitud A:

$$R_{Cn} = R_C / n \quad (11.14)$$

En forma análoga se determina la resistencia de los conductores transversales de unión de longitud B.

La resistencia de un solo conductor de unión es:

$$R_{SU} = \frac{\rho}{2\pi B} \left(\ln \frac{2B}{r} + \ln \frac{B}{h} - 2 + 2\frac{h}{B} - \frac{h^2}{B^2} \right) \quad (11.15)$$

La resistencia mutua de los conductores de unión es:

$$R_{AU} = \frac{\rho}{2\pi B} \left(\ln \frac{4B}{E} - 1 + \frac{E}{2B} - \frac{E^2}{16B^2} \right) \quad (11.16)$$

La resistencia mutua de los componentes de unión incluyendo la interferencia debida a los conductores transversales a los cuales se encuentran unidos es:

$$R_{AM} = (m - 1)R_{Au} + (n - 1)R_A \quad (11.17)$$

La resistencia total de un solo conductor de unión es:

$$R_{Cu} = R_{Su} + R_{AM} \quad (11.18)$$

y la resistencia de los m conductores de unión es:

$$R_{Cm} = \frac{R_{Cu}}{m} \quad (11.19)$$

la resistencia total de la malla es:

$$R = \frac{R_{Cn} \cdot R_{Cm}}{R_{Cn} + R_{Cm}} \quad (11.20)$$

11.9.6 Cálculo de las tensiones de paso y de contacto reales.

Para una malla de tierra como la mostrada en la figura 11.38, las tensiones de paso y de contacto reales vienen dadas por las siguientes relaciones:

$$E_{S \text{ real}} = \frac{K_s K_i \cdot \rho \cdot I_g}{L} \text{ V} \quad (11.21)$$

$$E_{t \text{ real}} = \frac{K_m K_i \cdot \rho \cdot I_g}{L} \text{ V} \quad (11.22)$$

donde:

ρ = Resistividad del terreno.

L = $LC + 1.15 Lr$ para mallas con varillas perimetrales. (11.23)

LC = Longitud de los conductores de la malla.

Lr = Longitud de las varillas periféricas.

I_g = Corriente máxima disipada por la malla.

I_g = $Sf \times Df \times Cp \times I$ falla. (11.24)

Cp = Factor de proyección que tiene en cuenta futuros incrementos de potencia de la subestación.

Cp = 1.0 cuando no se esperan ampliaciones futuras.

Df = Factor de decremento o corrección por componente simétrica.

Df = 1.0

Sf = Factor de división de la corriente de falla; indica la fracción de corriente de falla que disipará la malla considerando que el resto se disipará en las tierras vecinas que están conectadas con la malla a través del neutro o del cable guarda.

K_i = Coeficiente de irregularidad del terreno que toma en cuenta el incremento en la densidad de corriente en los extremos de la malla.

K_i = $0.656 + 0.172 N$ (11.25)

N = $\sqrt{n \times m}$ para mallas rectangulares con retículas cuadradas. (11.26)

K_s = Coeficiente de contacto.

Para mallas con profundidad entre 0.25 y 2.5 m es:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left(\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} \cdot (1-0.5)^{N-2} \right) \quad (11.27)$$

K_m = Coeficiente de contacto

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{D^2}{16hD} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{Kh} \cdot \ln \frac{8}{\pi(2N-1)} \right] \quad (11.28)$$

$$K_{ii} = 1$$

Para mallas con varillas de tierra a lo largo del perímetro o para mallas con varillas de tierra en las esquinas y en toda el área de la malla.

$$K_{ii} = \frac{1}{(2N)^{2/N}} \quad \text{para mallas sin varillas de tierra o con unas pocas, ninguna en las esquinas.} \quad (11.29)$$

$$K_h = \sqrt{1 + h/h_o} \quad (11.30)$$

$$h_o = 1\text{m}$$

La elevación del potencial de tierra estará dada por:

$$GPR = R \times Ig \quad (11.31)$$

Este GPR debe ser menor que la tensión tolerable de toque Et . Es decir el diseño final satisfactorio será el que cumpla:

$$GPR \leq Et \quad (11.32)$$

$$Et_{\text{real}} \leq Et \quad (11.33)$$

Para realizar el diseño de la malla es necesario conocer previamente la resistividad del terreno ρ . la resistividad superficial del terreno ρ_s , la corriente total de falla I_{falla} y la corriente que disipará la malla I_g .

Protección de redes de distribución contra sobrecorrientes

-
- 12.1 Conceptos básicos.
 - 12.2 Cortacircuitos fusible.
 - 12.3 Listón fusible o elemento fusible.
 - 12.4 Fusibles de expulsión.
 - 12.5 Fusibles limitadores de corriente.
 - 12.6 Fusible electrónico.
 - 12.7 Fusibles en vacío.
 - 12.8 Factores de selección para elementos fusible y cortacircuitos.
 - 12.9 Protección de transformadores de distribución con fusibles.
 - 12.10 Protección de bancos de capacitores con fusibles.
 - 12.11 Protección de derivaciones.
 - 12.12 Interruptores automáticos (con recierre).
 - 12.13 Restauradores.
 - 12.14 Seccionalizadores automáticos.
 - 12.15 Coordinación de dispositivos de protección en serie.

12.1 CONCEPTOS BÁSICOS

Las fallas en los sistemas de distribución se clasifican, de acuerdo con su naturaleza, en temporales o permanentes. Una falla temporal se define como aquella que puede ser liberada antes de que ocurra algún daño serio al equipo o a las instalaciones. Un ejemplo de fallas temporales o transitorias son los arqueos que se producen en los aisladores debido a sobretensiones por descargas atmosféricas, "galopeo" de los conductores (debido a fuertes vientos o sismos) o a contactos temporales de ramas de árbol con los conductores. Una falla que en un inicio puede ser de naturaleza temporal puede convertirse en permanente si no se despeja rápidamente. Una falla permanente es aquella que persiste a pesar de la rapidez con la que el circuito se desenergiza. Si dos o más conductores desnudos en un sistema aéreo de distribución se juntan debido a rotura de postes, crucetas o conductores, la falla será permanente. Un arqueo entre fases de un circuito con conductor aislado puede ser inicialmente temporal, pero si la falla no se despeja rápidamente los conductores pueden romperse y la falla se volvería permanente.

Casi todas las fallas en los sistemas de distribución subterráneos son de naturaleza permanente. Fallas de aislamiento del cable debido a sobrevoltajes y roturas mecánicas del cable son ejemplos de fallas permanentes en cables subterráneos.

Si un circuito de distribución fuera instalado sin el equipo de protección de sobrecorriente, las fallas podrían causar una falta de suministro de energía a todos los consumidores servidos desde el alimentador. Esto trae como consecuencia una reducción en los niveles de confiabilidad (continuidad del servicio) que son inaceptables. Para incrementar el nivel de confiabilidad en el suministro de energía eléctrica existen dos opciones:

- Diseñar, construir y operar un sistema de tal forma que el número de fallas se minimice.
- Instalar equipo de protección contra sobrecorrientes de tal forma que reduzca el efecto de las fallas.

Se deben analizar las dos alternativas para que el servicio al consumidor tenga un nivel de confiabilidad aceptable al más bajo costo.

12.1.1 Funciones de un sistema de protección contra sobrecorrientes.

Un sistema de distribución consiste de un alimentador trifásico principal (troncal) protegido por un interruptor de potencia o restaurador tripolar en la subestación, un restaurador central en el alimentador principal y circuitos laterales monofásicos o trifásicos conectados al alimentador principal a través de seccionadores o fusibles (figura 12.1) Se utilizan cuchillas operadas manual o remotamente para seccionar y conectar por emergencia con alimentadores adyacentes.

12.1.1.1 Aislar fallas permanentes.

La primera de las funciones del sistema de protección contra sobrecorrientes es aislar fallas permanentes de secciones no falladas del sistema de distribución.

En el sistema de la figura 12.1 una falla permanente en un circuito lateral puede ser aislada por la fusión de un

elemento fusible lateral, o por la operación de un seccionalizador. Sin embargo, si se omite el restaurador central, los seccionalizadores y fusibles, una falla en un lateral deberá ser despejada por la operación del interruptor de potencia o del restaurador en la subestación. Esto podría causar un "apagón" de tipo permanente a todos los consumidores.

El restaurador central utilizado en el alimentador tiene como función aislar la sección no fallada cuando ocurra una falla permanente. En este caso el número de consumidores afectados es grande y, por tanto, se deben tomar medidas que lleven a minimizar las fallas en el alimentador cuando sean de naturaleza permanente.

12.1.1.2 Minimizar en número de fallas permanentes y de salidas

La segunda función del sistema de protección contra sobrecorriente es desenergizar rápidamente fallas transitorias antes de que se presente algún daño serio que pueda causar una falla permanente. Cuando la función se realiza exitosamente, los consumidores experimentan sólo una falta de energía transitoria si el dispositivo que desenergiza la falla, ya sea en restaurador o un interruptor de potencia, es automáticamente restaurado para reenergizar el circuito. Sin embargo, no es posible prevenir que la totalidad de las fallas transitorias no se vuelvan permanentes o causen "apagones" permanentes debido al tiempo limitado requerido para desenergizar el circuito fallado. La velocidad a la cual el circuito fallado se desenergiza es un "factor crítico" que determina cuando una falla transitoria se vuelve permanente o causa una falla permanente. Indistintamente, la aplicación de dispositivos de operación rápidos y de restauración automática reducen el número de fallas permanentes y minimizan el número de interrupciones.

12.1.1.3 Minimizar el tiempo de localización de fallas.

Esta es otra función del sistema de protección contra sobrecorrientes. Por ejemplo, si los circuitos laterales estuvieran sólidamente conectados al alimentador principal y no se instala el restaurador central en el alimentador, una falla permanente en cualquiera de los circuitos laterales o en el alimentador principal obligaría al restaurador o al interruptor de potencia en la subestación a operar y pasar a la posición de "bloqueo" permanente, causando un "apagón" a todos los consumidores. Estos consumidores, "fuera de servicio", al quejarse a la compañía suministradora de energía eléctrica, no proporcionarían un patrón que ayude a localizar la falla, y un tiempo muy prolongado podría requerir el recorrido de línea para localizarla. Por el contrario, con la instalación de dispositivos de seccionalización en los laterales y el alimentador principal, los usuarios "fuera de servicio" ayudarían en la definición del área donde la falla se localiza. Asimismo, los dispositivos de seccionalización usualmente dan una indicación visual de operación que asiste en la localización de fallas. Para reducir el tiempo requerido, los dispositivos de protección contra sobrecorriente deben ser cuidadosamente coordinados, para que sólo el dispositivo más cercano a la parte con falla permanente opere y entre a la posición del bloqueo.

12.1.1.4 Prevenir contra daño al equipo.

La cuarta función es prevenir contra daño al equipo no fallado (barras conductoras, cables, transformadores, etc.). Todos los elementos del sistema de distribución tienen una curva de daño, de tal forma que si se excede de ésta, la vida útil de los elementos se ve considerablemente reducida. El tiempo que dure la falla y la corriente que lleva consigo, combinadas, definen la curva de daño. Estas curvas deben ser tomadas en cuenta en la aplicación y coordinación de los dispositivos de protección contra sobrecorriente.



Para fallas de arqueo en conductores cubiertos donde las terminales que definen el arco no se mueven o lo hacen sólo en una corta distancia, el conductor puede resultar quemado.

12.1.1.6 Minimizar las fallas internas de los equipos.

Esta función consiste en minimizar la probabilidad de fallas en equipos que están sumergidos en líquidos, tales como transformadores y capacitores.

Una falla disruptiva es aquella que causa grandes presiones, fuego, o cantidades excesivas de líquido en las partes internas, que es expulsada del interior de los equipos. Pruebas y experiencias han demostrado que la probabilidad de fallas disruptivas debido a arcos de alta energía y potencia puede ser minimizada con la aplicación correcta de fusibles limitadores de corriente.

12.1.1.7 Minimizar los accidentes mortales.

La última función del sistema de protección contra sobrecorrientes es desenergizar conductores en sistema de distribución aéreos que se queman y caen a tierra y, por consiguiente, minimizar los accidentes mortales. Aun con la actual tecnología, no existen métodos conocidos para detectar el cien por ciento de todos los conductores caídos en un sistema con un neutro multiterrizado. Esto se debe a que un conductor puede caer sin hacer contacto de baja impedancia.

Bajo estas condiciones, la resistencia de contacto a tierra puede ser muy elevada y la corriente asociada puede ser mucho menor que la corriente de carga normal. Los fusibles, restauradores e interruptores de potencia no operarán bajo estas condiciones y el conductor que ha caído, permanecerá energizado hasta que se ejecute una interrupción manual. Sin embargo, cualquier ser vivó en contacto con este conductor caído podría recibir daños fatales.

La protección contra sobrecorrientes se considera hoy en día como una ciencia y un arte. Principios de ingeniería bien fundamentados son aplicados cuando se calculan corrientes de falla, determinando los valores nominales requeridos en los equipos y su coordinación. Sin embargo, otros aspectos de protección contra sobrecorrientes en cuanto a principios de ingeniería no están aún bien definidos:

- Reglas para especificar zonas de protección.
- Reglas para la localización de los equipos de protección contra sobrecorriente.
- Reglas para especificar el tipo de equipo en cada localización.

Para una misma situación, los ingenieros pueden diseñar sistemas de protección que sean diferentes desde el punto de vista del tipo de equipo, localización y operación, aunque todos ejecuten satisfactoriamente las condiciones locales de protección a lo largo del circuito.

12.1.2 Condiciones que debe cumplir el sistema de protección de sobrecorriente.

Los sistemas de protección contra sobrecorrientes deberán ofrecer las funciones definidas como seguridad, sensibilidad y selectividad.

12.1.2.1 Seguridad.

El sistema debe ser seguro contra operaciones falsas, de tal forma que reenergice el circuito cuando se tenga carga desbalanceada, corrientes de arranque de carga en frío, armónicos, y otros transitorios o condiciones de estado estable que no sean peligrosos para los componentes o causen daños mortales a personas.

12.1.2.2 Sensitividad.

El sistema debe tener suficiente sensibilidad, de manera que pueda realizar sus funciones. Por ejemplo, el interruptor de potencia o el restaurador en la subestación debe detectar fallas transitorias o permanentes al final del alimentador principal y prevenir la fusión de los fusibles instalados en los más remotos ramales debido a fallas transitorias en los mismos.

Sin embargo, cuando el circuito alimentador principal es largo y cargado de tal forma que requiera un alto punto de disparo para el interruptor de potencia de la subestación, su sensibilidad no será lo suficientemente

buena para los puntos remotos; luego, será necesario instalar un restaurador o restauradores en el troncal para cubrir el fin del alimentador. Por consiguiente, deben ser establecidas nuevas zonas de protección.

12.1.2.3 Selectividad.

El sistema debe estar selectivamente coordinado, de manera que el dispositivo de protección más cercano a una falla permanente debe ser el que la despeje. Si dos o más dispositivos de protección se encuentran en serie, sólo el dispositivo que se encuentre más cercano a la falla debe operar en una falla permanente.

Observando la figura 12.1 se diría que una falla permanente en x debe quemar el fusible A y no el fusible B y mucho menos hacer operar R o I. El propósito es sacar del servicio el menor número de usuarios posible.

12.1.3 Efecto de la distancia sobre la corriente de falla.

Como se observa en la figura 12.2, la corriente de falla disminuye a medida que la distancia de la subestación se incrementa por el efecto de la impedancia de la línea. La figura 12.2 se refiere a un ejemplo específico y solo se aplica a él (no es general).

12.2 CORTACIRCUITOS FUSIBLES

También son conocidos como cuchillas fusible o cajas primarias y son de uso común en sistemas de distribución.

Están diseñadas para la protección de transformadores y los equipos (incluyendo el seccionamiento de derivaciones de red) en circuitos de hasta 34.5 kV. y 200 A continuos, cumpliendo con las Normas ANSI C37.41 – 1981 (Incontec 2132), ANSI C37.42 – 1981 (Incontec 2133).

Su construcción fuerte en bronce o aluminio, contactos resortados plata – plata y otros buenos materiales lo hacen prácticamente libre de mantenimiento durante toda su vida útil.

Se pueden encontrar comercialmente de acuerdo con su aplicación clasificados como: tipo interior, tipo intemperie (con y sin portafusibles), tipo hilo de apertura y fusión, en aceite, en arena (empleados en sistemas de distribución subterráneas).

12.2.1 Componentes.

La figura 12.3 muestra un cortacircuitos fusible tipo intemperie (usado en redes aéreas) y se indican cada uno de sus componentes.

La tabla 12.1 muestra las dimensiones generales de los cortacircuitos fusible tipo estándar y para operación con carga.

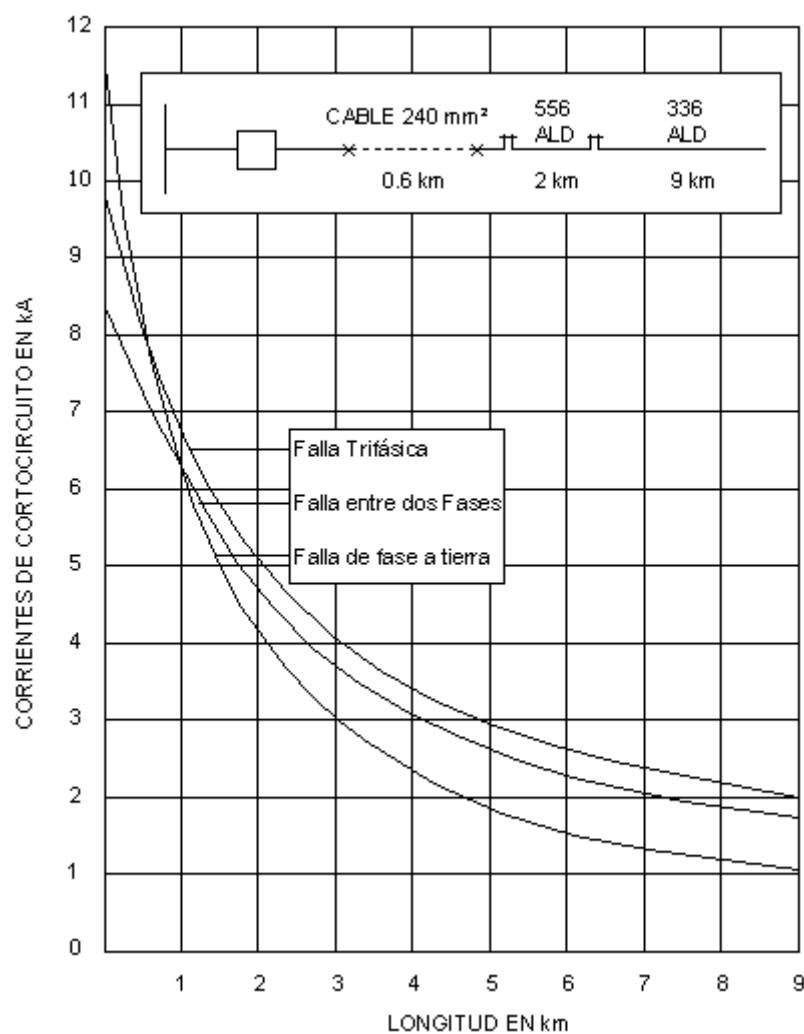
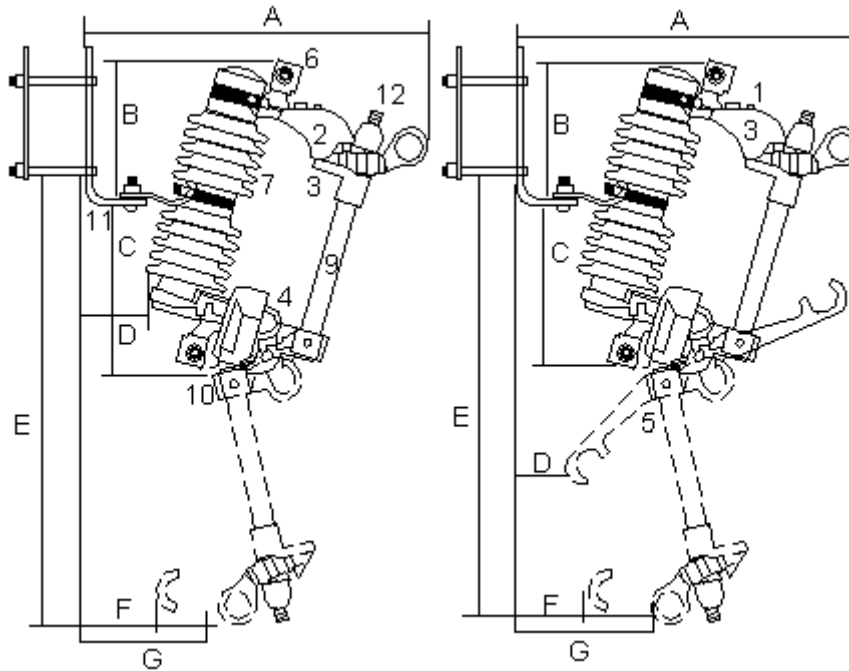


FIGURA 12.2. Corrientes de cortocircuito en función de la distancia a la subestación.



1. Coraza: Guía los contactos durante la operación de cerrado garantizando un ajuste perfecto. Cuando el cortacircuitos está cerrado la coraza provee de aseguramiento por enganche positivo de modo que el aparato no se abra debido a vientos fuertes o vibraciones del poste.
2. Contactos (Plata-Plata): Los contactos se fabrican en aleación especial de cobre al berilio (material de propiedades eléctricas y mecánicas ideales para contactos eléctricos) con baño de plata. Los contactos son autolimpiantes y están provistos de topes que evitan daños por operaciones bruscas.
3. Anillo de operación.
4. Anillo de remoción de la vela: Estos componentes diseñados para trabajo pesado dan completo control al operario para la remoción y colocación de la cañuela cuando se necesite cambiar el fusible.
5. Articulación: La alta resistencia de esta estructura permite cerrar el cortacircuitos con fuerza, desde posiciones diferentes a la frontal.
6. Terminal tipo tornillo de ojo (Fundición de bronce, galvanizado en caliente): Adaptables para cualquier calibre estándar de cable de Aluminio o Cobre, desde No. 6 sólido hasta 4/0 A.C.S.R.
7. Aislador: En porcelana sólida, con herrajes de sujeción embutidos para mayor fortaleza estructural.
8. Sistema de eyección: Compuesto por un trinquete resortado en acero inoxidable el cual evita que al cerrar el cortacircuitos el fusible se someta a esfuerzos excesivos, también ayuda a la separación rápida del fusible en el momento de una falla. Adicionalmente el Portafusible tiene otro resorte de acero inoxidable que facilita la operación de apertura y garantiza que no se quedará pegado en caso de una corriente de falla.
9. Tubo Portafusible: En fibra de vidrio reforzada con resinas epóxicas (o resinas fenólicas para bajas capacidades de interrupción), en el momento de una falla libera gases a alta presión que contribuyen a la extinción de arco.
10. Tope de fin de carrera: Limita el recorrido de la cañuela al abrirse el cortacircuitos.
11. Herraje de montaje tipo NEMA.
12. Tapón renovable, Durante fallas de baja intensidad el tapón permanece en su sitio causando una gran turbulencia en los gases liberados de modo que actúen más eficientemente en la extinción del arco. Durante fallas de alta intensidad, la alta presión alcanzarla por los gases hace que el disco del tapón sea expulsado permitiendo la expulsión de gases por ambos lados de la vela, el doble venteo hace mínimo el esfuerzo (causado por la reacción a chorro de los gases liberados) sobre el cortacircuitos y sus estructuras de soporte. Los tapones de repuesto son suministrados por la fábrica a un costo mínimo.
13. Ganchos para apertura bajo carga con herramienta para apertura con carga (Load-Break -tool).

FIGURA 12.3. El cortacircuitos fusible y sus componentes.

TABLA 12.1. Dimensiones generales de cuchilla - fusible. Tipo estandar

Clase de tensión kV.	Dimensiones en pulgadas						
	A	B	C	D	E	F	G
7.8	17 5/8	5 1/2	10 5/8	3 1/2	23 5/8	5 1/2	6 7/8
15.0	18	6 7/8	12 1/4	3 1/8	26 1/2	5 3/8	7
27.0	19 1/4	9 1/2	14 1/8	2 1/8	34	2 3/4	5 3/4
Para operación con carga							
7.8	18 1/4	5 1/2	10 5/8	2 5/8	23 5/8	5 1/2	6 7/8
15.0	18	6 7/8	12 1/4	2 1/4	26 1/2	5 3/8	7
27.0	19 1/4	9 1/2	14 1/8	1 3/4	34	2 3/4	5 3/4

12.2.1 Operación.

La mayoría de las cuchillas fusible operan bajo el principio de expulsión para lo cual, el tubo que contiene el elemento fusible (listón fusible) que puede ser de fibra emite gases desionizantes para confinar el arco eléctrico producto de la interrupción. En la tabla 12.2 se indican los valores comunes de corrientes interruptivas y en la tabla 12.3 se consignan otras características.

El principio de operación es relativamente simple. Cuando se interrumpe la corriente de falla, el tubo de fibra de vidrio (con recubrimiento de ácido bórico en su interior) se calienta cuando se funde el elemento fusible emitiendo gases desionizantes que se acumulan dentro del tubo, forzando, comprimiendo y refrigerando el arco dentro del tubo, los gases escapan por la parte inferior del tubo.

La presencia de los gases desionizantes impide el restablecimiento del arco eléctrico auxiliándose en esta función por la turbulencia y presión de los gases, haciendo que se aumente la resistencia dieléctrica del aire atrapado dentro del tubo.

La fusión y separación del elemento fusible libera también el mecanismo de enganche del cortacircuito, de modo que el soporte del fusible (cañuela portafusible) cae a la posición de abierto y puede ser localizado con facilidad por el personal de operaciones. La cañuela portafusible también puede conmutarse en forma manual con un bastón de maniobra (pérdiga). También puede adicionarle al cortacircuitos accesorios de ruptura de carga de modo que se puede operar como un interruptor de ruptura de carga.

TABLA 12.2. Capacidad de corriente de interrupción para cortacircuitos fusible

Corriente de régimen continuo A	Tipo estandar			
	Clase de tensión kV.	Capacidad interruptiva en A		
		Tensión aplicada kV.	Asimétrica	Simétrica
100	7.8	7.8	5.000	3.550
	15	15.0	4.000	2.800
	Servicio pesado			
	7.8	7.8	10.000	7.100
		15.0	8.000	5.600
	15	7.8	10.000	7.100
		27.0	6.000	4.000
	27	15.0	8.000	5.600
	Servicio superpesado			
	7.8	7.8	20.000	14.500
		15.0	16.000	11.500
	15	7.8	20.000	14.500
200		27.0	12.000	8.000
	27	15.0	16.000	11.500
	Tipo estandar			
	7.8	7.8	5.000	3.550
	15.0	15.0	4.000	2.800
	Servicio superpesado			
	7.8	7.8	20.000	14.500
	15	15.0	16.000	11.500
		7.8	20.000	14.500

TABLA 12.3. BIL y distancias de fuga de los cortacircuitos fusible.

Voltaje Nominal kV *	Amperios continuos	Capacidad interrup- tiva (Amp.ASYM)	BIL (kV.) +	Distancia mínima de fuga a tierra (MM)
Portafusible en resina fenólica (Tapón renovable)				
8.3/15 Grd. Y	100	10.000	95	254
8.3/15 Grd. Y	200	12.000	95	254
15/26 Grd. Y	100	8.000	110	343
15/26 Grd. Y	200	10.000	110	343
27/34.5 Grd. Y	100	6.000	125	457
27/34.5 Grd. Y	200	6.000	125	457
Portafusible en resina epoxica reforzada con fibre de vidrio (Tapón renovable)				
8.3/15 Grd. Y	100	20.000	95	254
8.3/15 Grd. Y	100	16.000	95	254
8.3/15 Grd. Y	200	16.000	95	254
15/26 Grd. Y	100	16.000	110	343
15/26 Grd. Y	200	16.000	110	343
27/34.5 Grd. Y	100	12.000	125	457
27/34.5 Grd. Y	200	12.000	125	457
Cuchilla solida de bronce				
8.3/15 Grd. Y	300	20.000	95	254
15/26 Grd. Y	300	20.000	110	343
27/34.5 Grd. Y	300	20.000	125	457

* Sistemas monofásicos: Para usarse en sistemas con un voltaje máximo línea-línea (o línea-tierra) que no sobrepase los valores a la izquierda de la diagonal, excepto los cortacircuitos para 8.3/15 kV., los cuales pueden usarse para tensiones hasta de 15 kV línea-línea (o línea-tierra).

* Sistemas estrella con neutro a tierra: Para ser utilizados en un sistema estrella multiterizado con un voltaje máximo línea-línea que no sobrepase los valores a la derecha de la línea diagonal.

* Sistema en estrella o delta no aterrizados: Los máximos voltajes línea-línea aplicables son iguales a los estipulados en sistemas monofásicos.

+ Mínimo exigido por normas ANSI pueden ser mayor para algunas marcas.

12.3 LISTÓN FUSIBLE O ELEMENTO FUSIBLE

El fusible es el dispositivo de sobrecorriente más común y económico en sistemas de distribución. Es también uno de los más confiables pues prestan servicio sin mantenimiento por muchos años.

12.3.1 Función.

Interrumpir y disponer de un ambiente dieléctrico para prevenir el restablecimiento del arco cuando la corriente pasa por cero. El siguiente es el proceso:

1. Detección: calentamiento y fusión.
2. Iniciación del arco: separación.
3. Manipulación del arco: alargamiento, refrigeración, desionización, presurización.
4. Interrupción de corriente: corriente cero.

Para que el fusible funcione apropiadamente, este debe:

1. Detectar las condiciones difíciles de proteger.
2. Interrumpir la falla rápidamente.
3. Coordinarse con otros dispositivos de protección para minimizar el número de usuarios afectados por la acción del fusible.

12.3.2 Tipos de fusibles.

12.3.2.1 Fusibles de potencia.

Usados en subestaciones y equipos de suicheo encapsulados, tienen rangos de corriente más altos y las características nominales de interrupción y de corriente están a voltajes más altos.

Existen los siguientes tipos básicos:

- De expulsión: ácido Bórico, tubo de fibra.
- Limitadores de corriente: arena.
- Sumergibles en líquido: tetracloruro de carbón.
- Fusible electrónico.

12.3.2.2 Fusibles de distribución.

Existen los siguientes tipos:

De expulsión: usado principalmente donde la expulsión de los gases no causa problemas como en los circuitos aéreos y equipos (no cubierto).

Existen las siguientes clases:

- En tubo de fibra (encerrado y de intemperie).
- Sin portafusible (listón a la intemperie).
- Limitadores de corriente: usados en interiores, para proteger transformadores Pad Mounted, equipos encerrados donde se requiere limitación de energía.

Ambos tipos son empleados en sistemas de distribución, diferenciándose principalmente en su capacidad interruptiva y tensión de aplicación.

Los fusibles inmersos en aceite tienen aplicación principalmente en instalaciones subterráneas, siendo necesario en ciertas ocasiones instalarlos en equipos sumergibles.

De la selección adecuada de un fusible, cualquiera que sea su tipo dependerá del éxito que se tenga en su aplicación. De manera general, para una correcta selección, es necesario conocer:

- Tensión del sistema.
- Nivel de aislamiento.
- Máxima corriente de cortocircuito en el lugar de instalación.
- Relación X / R.
- Máxima corriente de carga (incluyendo tasa de crecimiento).
- Tipo de sistema (aéreo o subterráneo) en delta o en estrella multiterrizado.

Estos factores permitirán establecer la tensión, corriente de operación y capacidad interruptiva que deberá tener el fusible seleccionado.

12.3.3 Aspectos generales para la selección de fusibles de media tensión.

12.3.3.1 Fusibles de distribución.

En fusibles de distribución, la selección depende de la filosofía de protección que se aplique al sistema, en general, los fusibles K (rápidos) desconectan al sistema de fallas en menos tiempo y coordinan mejor con los relevadores.

TABLA 12.4. Capacidad continua de corriente de fusibles de distribución tipos K, T, H, y N de estaño

Fusible de Alta descarga	Corriente continua (A)	Nº Nominal	Corriente continua (A)	EEI-NEMA K o T Nominal	Corriente continua (A)	EEI-NEMA K o T Nominal	Corriente continua (A)
1 H	1	25	25	6	9	40	60*
2 H	2	30	30	8	12	50	75*
3 H	3	40	40	10	15	65	95
5 H	5	50	50	12	18	80	120+
8 H	8	60	60	15	23	100	150+
		75	75	20	30	140	190
Nº Nominal		85	85	25	38	200	200
5	5	100	100	30	45		
8	8	125	125				
10	10	150	150				
15	15	200	200				
20	20						

* Solo cuando es usado en cortacircuitos de 100 o 200 A.

+ Solo cuando es usado en cortacircuitos de 200 A.

Limitado por corriente de régimen continuo del cortacircuito.

Los fusibles T (lentos) soportan corrientes transitorias mayores (corrientes de arranque de motores, etc) y coordinan mejor con otros fusibles de la misma clase o diferentes.

Para escoger el tamaño mínimo del fusible se debe considerar no sólo la máxima carga normal del lugar de la instalación sino la corriente de arranque y carga fría. En la tabla 4 se indican las capacidades de fusibles (K y T, de acuerdo con normas NEMA) que puede llevar una carga continua de 15 % de su valor nominal.

Las temperaturas ambiente extremas y precargas grandes afectan las curvas tiempo -corriente de los fusibles; por tanto, deben considerarse cuando la instalación del fusible trabaje bajo estas condiciones.

12.3.3.2 Fusibles de potencia.

En lo que respecta a tensión, estos fusibles deben ser seleccionados con base en la máxima tensión entre fases que se puede presentar en el sistema en donde se apliquen, independientemente de la clase de puesta a tierra que tenga.

La capacidad interruptiva del fusible de potencia debe ser mayor siempre a la máxima disponible en el lugar de instalación. Estos fusibles están normalizados con base en una relación X / R mayor a 15 para capacidad de cortocircuito simétrico y $(1.6 \times I$ simétrica) para su capacidad de cortocircuito asimétrico. En cuanto a su capacidad de corriente de trabajo nominal, deberán tomarse en consideración todos los aspectos indicados para los fusibles tipo distribución.

En la selección de fusibles de potencia tipo limitadores, además de las consideraciones anteriores se deberán tomar en cuenta también otras más tales como: tipo de conexión del transformador, efecto del arco de operación en los pararrayos, etc.

TABLA 12.5. Valores nominales de fusibles limitadores (de potencia).

Tensión (kV) del sistema		Tensión nominal recomendada			
Nominal	Máxima	4 - Hilos multiterrizado		Delta	
		1 ϕ	3 ϕ	1 ϕ	3 ϕ
6.9	7.26	--	--	8.3	8.3
6.93/12	7.3/12.7	8.3	15.5	--	--
13.2	14.5	--	--	15.5	15.5
13.2/22.9	14/24.2	15.5	23	--	--
34.5	36.5	--	--	38	38
19.9/34.5	21.1/36.5	23	38	--	--

En la tabla 12.5 se resumen algunos de los valores nominales de fusibles limitadores y su aplicación.

Para la correcta selección del tipo de fusible adecuado, cualquiera que sea su clase, será necesario siempre conocer sus curvas tiempo - corriente de operación.

Existen tres tipos de curvas: las curvas características promedio de fusión tiempo-corriente, las curvas instantáneas de corriente pico y las curvas I^2t . El primer tipo se aplica para toda clase de fusibles y las dos últimas para fusibles limitadores de corriente.

La escala del tiempo consta de cinco secciones: de 0.01 a 0.1, de 0.1 a 1.0, de 1.0 a 10 de 10 a 100 y de 100 a 1000 segundos. Las cinco secciones tienen idénticas subdivisiones y son de la misma longitud. La escala de la corriente en amperios consta de cuatro divisiones: de 1 a 10, de 10 a 100, de 100 a 1000 y de 1000 a 10000 amperios.

Los amperios en la escala de corriente son amperios simétricos. La escala del tiempo empieza en 0.01 segundos, valor poco menor que un ciclo (0.0167 segundos). Las curvas características de fusión no empiezan en un tiempo igual a cero debido a que cuando los fusibles operen en el rango entre cero y un ciclo una sola línea no llega a tener significado. Esta es el área donde las curvas de corriente pico y las I^2t proporcionan la información necesaria para una aplicación adecuada de fusibles. Si se observa la parte superior de la escala del tiempo, se nota que las curvas de fusión terminan en 300 segundos; sin embargo, algunas normas consideran hasta 600 ó 1000 segundos.

Las curvas características tiempo - corriente de fusión son curvas promedio; esto se debe a que a pesar de que se usen los mismos elementos en la fabricación de los fusibles y las mezclas sean las mismos en cada proceso, es imposible fabricar dos fusibles exactamente iguales y cuyas características sean idénticas. Consecuentemente, dos fusibles de una capacidad de conducción igual y de misma clase no fundirán en el mismo tiempo cuando circule por ellos la misma corriente.

La corriente de fusión no debe variar más o menos del 10 % para un tiempo dado. Así, en vez de una sola línea que muestre la característica tiempo corriente de un fusible, es más conveniente hablar de una banda que se considera puede variar más o menos 10 % de la línea promedio.

En la figura 12.4 se muestra la curva promedio característica de un fusible de 225 amperios de baja tensión en la que se ha indicado con líneas punteadas el ancho de la banda para cinco diferentes valores de corriente a 700, 1500, 2500, 5000 y 10000 A. En la escala del tiempo en el lado izquierdo se han indicado los tiempos mínimos, promedio y máximo para cada una de las corrientes consideradas. La línea punteada de la izquierda representa la mínima característica de fusión del fusible y la de la derecha representa la máxima característica de fusión.

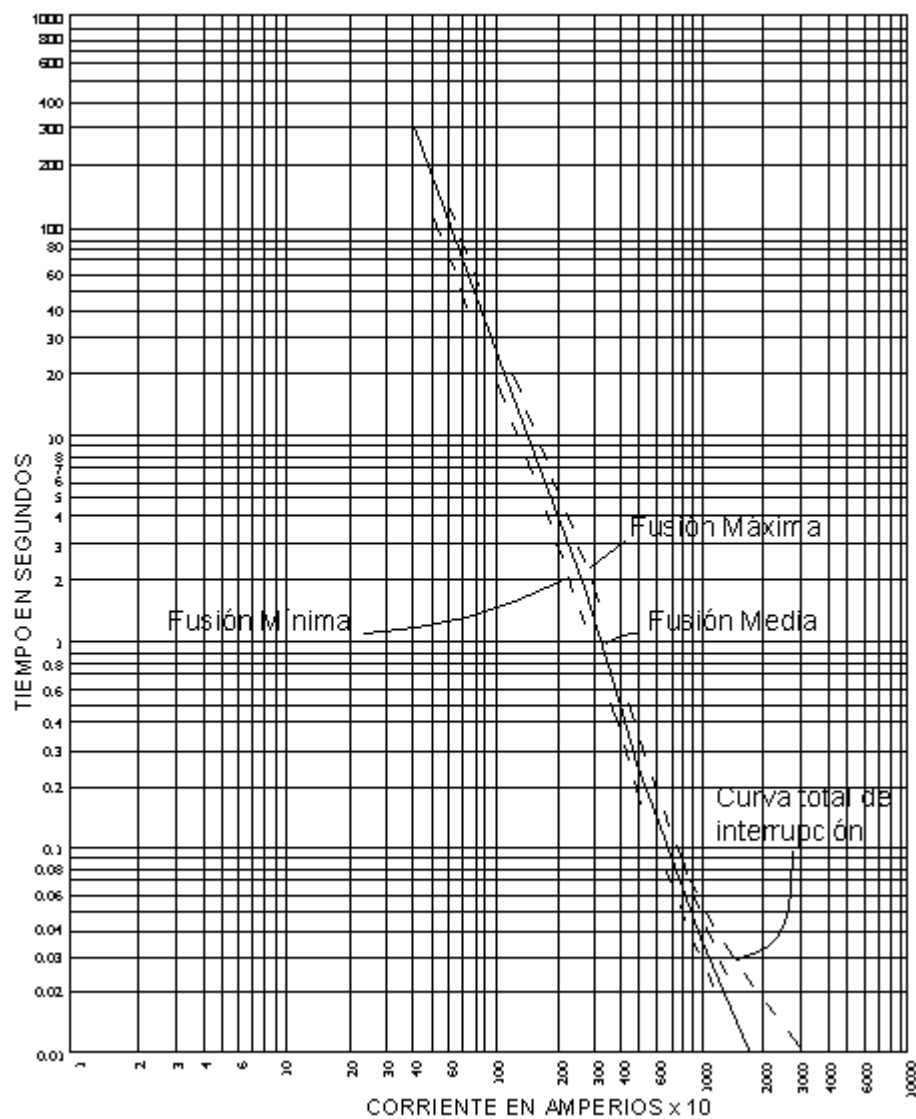


FIGURA 12.4. Curva característica de un fusible de baja tensión.

Las curvas tiempo - corriente se grafican con las siguientes bases:

- Los fusibles no han sido sometidos a sobrecarga, es decir, los fusibles no han conducido ninguna corriente antes de la prueba.
- La temperatura ambiente en que se hace la prueba es de 25 °C.
- La instalación del fusible es al aire, no en un interruptor u otro dispositivo.

La interrupción de un circuito por la operación de un fusible se lleva a cabo en dos partes:

1. La corriente que pasa por el elemento fusible debe calentar al elemento y cambiarlo al estado líquido.
2. En el instante en que el elemento fusible cambia al estado líquido el elemento se empieza a abrir y se establece un arco a través de los extremos del elemento en el punto donde este se interrumpió. Las otras partes se siguen fundiendo y el arco se alarga hasta que finalmente no puede continuar y se extingue, interrumpiéndose el circuito.

El tiempo del arco se mide en ciclos y varía de 0.5 a 2 ciclos.

La curva total de tiempo de interrupción está compuesta por el tiempo de fusión y el tiempo de arco. El tiempo de fusión es muy grande en comparación con el tiempo de arco, de tal modo que dos ciclos de tiempo de arco en el área entre 1000 y 0.08 segundos aumenta solamente 0.03 segundos en el total del tiempo.

Por lo regular el fabricante de fusibles proporciona dos juegos de curvas características tiempo - corriente para cada clase de fusibles: una es la familia de curvas de tiempo mínimo del fusión y la otra la familia de curvas de tiempo total de interrupción. En el área entre 0.08 y 0.01 segundos, la zona de mayor cortocircuito, lo más probable es que la línea de fusión máxima no sea igual al tiempo total de interrupción. En esta región de operación del fusible el tiempo de arco puede ser igual o mayor que el tiempo de fusión, lo cual depende de:

- El valor instantáneo de la onda de tensión en que ocurre el cortocircuito.
- El valor de la relación X / R .
- La rapidéz de crecimiento de la corriente de cortocircuito durante el primer medio ciclo.

Cuando los fusibles operan en un rango comprendido entre cero y un ciclo, en las curvas características de tiempo - corriente, este rango está representado en una parte muy pequeña de la escala logarítmica. Para ayudar a representar la característica de los fusibles en esta región se emplean las curvas de corriente pico de entrada y las curvas de energía I^2t . Las primeras se muestran en las figuras 12.27 y 12.28 y las segundas se observan en las figuras 12.21 a 12.24.

El eje horizontal marca la corriente de cortocircuito simétrica y el eje vertical la corriente pico de entrada de cualquier fusible; ésta se puede encontrar seleccionando la curva del fusible en cuestión y leyendo el valor de la corriente de falla.

El punto en que la curva intercepta la línea de corriente simétrica pico es el punto de entrada, es decir, el punto donde el fusible empieza a operar como limitador de corriente. Estas curvas sirven para comparar las corrientes pico de entrada de los fusibles con la energía I^2t de daño de los equipos que protegen. Las curvas de energía I^2t de los fusibles permiten coordinar fusibles en tiempos menores de 0.01 segundos. Para esto se debe mantener el valor de energía I^2t del fusible dado arriba del valor I^2t del fusible de menor capacidad instalado dentro del circuito que se considere. De acuerdo con lo anterior, la coordinación con fusibles incluye una

comparación de curvas de fusión mínima y de interrupción total para corrientes que funden al elemento en tiempos mayores de 0.01 segundos y una comparación de valores de energía I^2t para corrientes que funden al fusible en tiempos de 0.01 segundos. Las curvas de corriente pico de entrada sirven para verificar que la energía de entrada al equipo que se protege con un fusible no sobrepase a la energía I^2t del equipo protegido.

12.4 FUSIBLES DE EXPULSIÓN

12.4.1 Diseño.

Este tipo de fusibles consta básicamente de los siguientes componentes: Un cilindro interior aislante de material ablativo, el cual puede ser fibra vulcanizada, papel aislante impregnado de resina fenólica, resinas termoplásticas o termofijas con o sin material de relleno. El elemento sensible a la corriente (fusible) esta constituido por un alambre o cinta, de sección transversal casi siempre constante y de longitud muy corta (entre 2 y 5 cm). El material de este elemento puede ser plata, cobre, aleaciones de plata o cobre, aleación níquel - cromo, plomo, estaño ,o aleaciones de plomo-estaño. Además tiene un botón cabezal y el conductor inferior. Cada una de sus partes se observa en la figura 12.5.

Los diseños más comunes son:

1. Una combinación de soldadura eutéctica y elemento de alta corriente para eslabones fusible de descarga ratados de 1 a 8 A.
2. Un elemento de hilo para fusibles de estaño ratados de 5 a 20 A y de fusibles de plata ratados de 5 a 100 A.
3. Un elemento fundido a troquel para fusibles de estaño ratados de 25 a 100 A.
4. Un elemento de disparo para fusibles de estaño ratados sobre 100 A.

Los eslabones fusibles descritos por 2, 3, 4 tienen un hilo tensionado de alta resistencia que protege el elemento fusible contra rotura accidental.

La longitud y el diámetro del elemento fusible determinan la corriente y el tiempo necesario para fundir el elemento.

El elemento puede ser **largo** o **corto**.

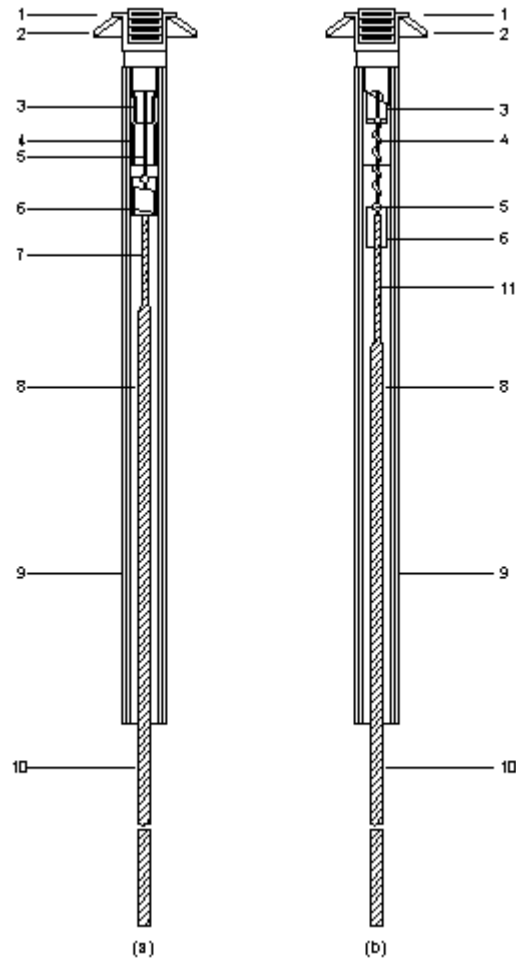
- El elemento **largo** a bajas corrientes gradualmente desarrolla un punto caliente en el centro y rompe tan pronto se alcanza la temperatura de fundición.
- El elemento **corto**, a la misma corriente desarrolla un punto caliente que no alcanza la temperatura de fusión dejando el fusible calentado pero no fundido.

A altas corrientes ningún elemento tiene tiempo de sacar el calor hacia fuera.

12.4.2 Operación.

Una vez que ha operado el elemento sensible a la corriente la interrupción se logra no sólo por la reacción del tubo aislante de material ablativo y por la expulsión del cable de cobre estañado, sino también por la acción de caída del tubo portafusible, haciéndose visible la operación y la ubicación de la falla.

En algunos diseños de fusibles de baja corriente nominal se agrega un resorte interior de tensión o compresión que ayuda a separar más rápido al cable de cobre estañado del contacto interior fijo, sujetado de alguna forma al contacto superior.



1. Cabezal del botón de contacto con rosca.
3. Terminal superior.
5. Pantalla protectora contra corona.
7. Hilo tensor (o muelle de tensión)
9. Coraza protectora (también sirve como soporte al muelle de tensión).
11. Hilo forjado.

2. Arandela.
4. Elemento fusible.
6. Terminal inferior.
8. Cable interior.
10. Cable exterior.

FIGURA 12.5. Eslabón fusible típico usado en cortacircuitos de distribución tipo intemperie a) para menos de 10 A y b) entre 10 A y 100 A.

Inmediatamente después de que ocurre la fusión (o prearqueo) del elemento sensible a la corriente aparece el arco, cuya temperatura es superior a 12 000 K, que al estar en contacto con el material ablativo forma una capa envolvente de vapor a una temperatura del orden de los 3000 K. En este tipo de fusibles el arco es enfriado por convección, siendo el flujo refrigerante generado por la vaporización del material aislante por el arco. La extinción del arco se logra por la acción de dos agentes.

- Enfriamiento por convección de los gases desionizantes que se generan a alta presión.
- La expulsión hacia el exterior del cable de cobre estañado, al cual estuvo conectado previamente el elemento sensible a la corriente.

Existen dos formas para la expulsión de los gases generados:

- La expulsión por un extremo de tubo portafusible.
- La expulsión de los gases por ambos extremos del tubo portafusible.

El cilindro de material aislante de una sola pieza puede soportar varias operaciones que dependen de la magnitud de la corriente que se pretende interrumpir, del material utilizado en su construcción y de la construcción del elemento sensible a la corriente.

Dicho de otra manera, cuando ocurre una falla, el elemento fusible se funde y se establece un ARCO (trayectoria conductiva de partículas ionizadas como iones metálicos y gas ionizado). Dicho arco debe ser extinguido rápidamente a fin de prevenir daño al sistema y a los equipos.

El fusible de expulsión típico usa elementos relativamente CORTOS para detectar sobrecorrientes y empezar la interrupción.

Los elementos que producen gas desionizado son uno o varios de los siguientes: fibra, melamina, ácido bórico, aceite y tretracloruro de carbón. Estos gases se mezclan rápidamente con los gases ionizados y los desioniza, crean turbulencia de alta presión y cuando la corriente alcanza el CERO se recupera la fortaleza del dieléctrico y se extingue el arco, se presenta un transitorio de voltaje antes de recuperar el voltaje del sistema.

En la medida que la corriente de falla es mayor, la duración del periodo de arqueo será menor. Sin embargo, la interrupción siempre ocurrirá hasta que la corriente pase por su valor cero en uno o más semiciclos. En las figuras 12.6 y 12.7 se representa la característica de operación de estos fusibles bajo la acción de corriente de falla de baja y alta magnitud a la tensión del sistema.

La figura 12.7 muestra las señales típicas de corriente, voltaje y tiempo que se presentan durante la interrupción normal del fusible de expulsión. Puede observarse que no hay limitación de corriente y al final del tiempo de interrupción el voltaje puede rápidamente restablecerse pero antes se presenta un alto transitorio de recuperación de voltaje.

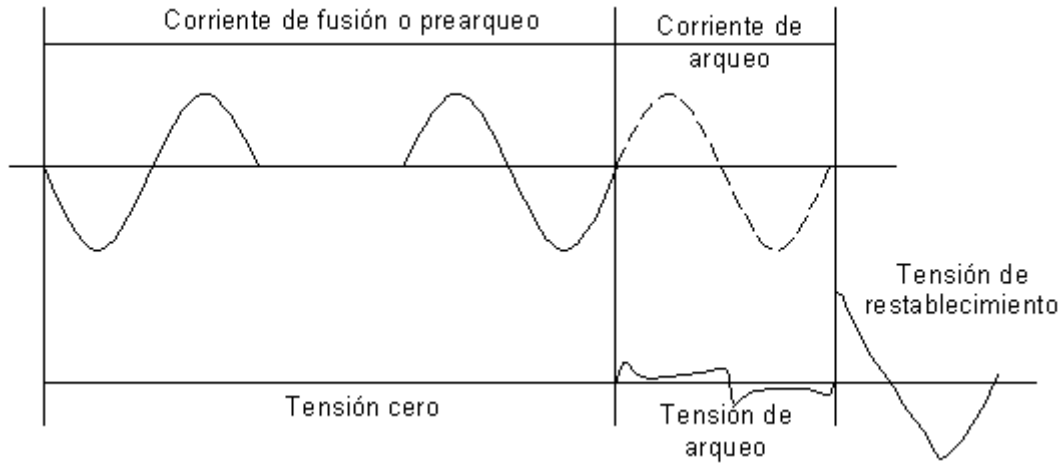


FIGURA 12.6. Interrupción de una corriente de falla de baja magnitud.

Una ventaja del fusible de explosión es que una vez quemado el fusible, puede ser recargado con mucha facilidad.

Otra ventaja: el portafusible admite una amplia variedad de eslabones fusible y de posibilidades de coordinación.

Después que la corriente de arco se reduce a cero, para asegurar la interrupción definitiva de la corriente de falla, la rigidez dieléctrica del fusible debe ser mayor que la tensión de restablecimiento (ver figura 12.8).

Hasta el instante de interrupción de la corriente de arco, la tensión en los bornes del fusible tiene un valor muy reducido, pero inmediatamente después la tensión de restablecimiento se incrementa para alcanzar o rebasar el valor cresta de la tensión del sistema. Sin embargo, debido a la presencia de la capacitancia C y de la inductancia L de la red, esa transición ocurre con una oscilación amortiguada por la resistencia R siempre presente. El circuito que representa la condición anterior se ilustra en la figura 12.9.

La frecuencia natural de oscilación se determina por:

$$f_n = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad (12.1)$$

y el factor de amplitud es:

$$f_a = \frac{V_c}{V_m} \quad (12.2)$$

donde

V_c = Cresta máxima de la tensión transitoria de restablecimiento.

V_m = Cresta de la tensión del sistema en estado estable.

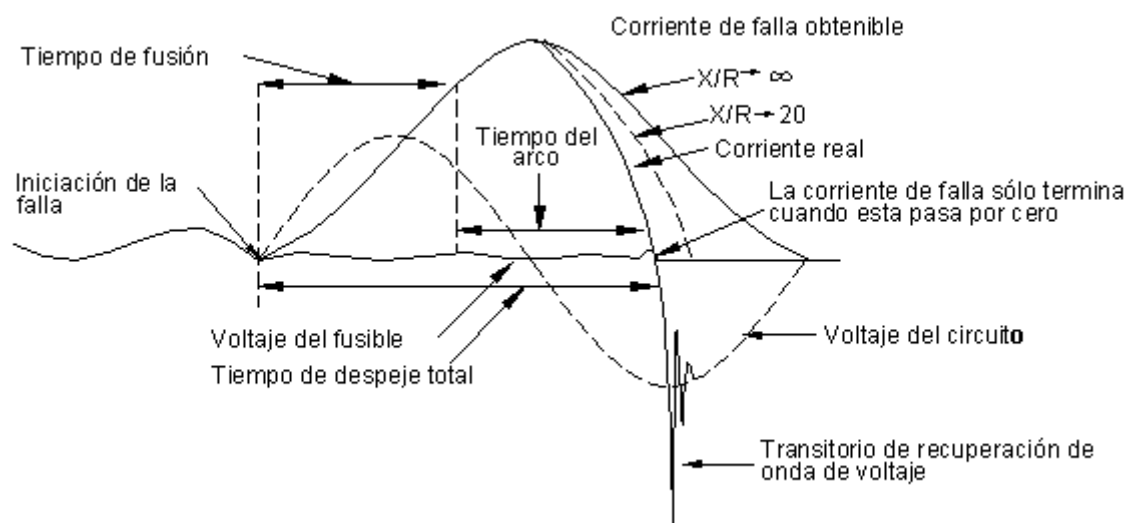


FIGURA 12.7. Interrupción de una corriente de falla de alta magnitud y diferentes asimetrías.

El trabajo que desarrolla un fusible durante su operación por cortocircuito está en función del incremento de temperatura y la presión generada en su interior, de manera que cuando su magnitud es excedida más allá de su capacidad interruptiva, el fusible se puede dañar, o en el caso más extremo, explotar.

El trabajo desarrollado (W_a) durante el periodo de arqueado se expresa de la siguiente forma:

$$W_a = \int_{t_{a1}}^{t_{a2}} E a i_a dt \quad (12.3)$$

en donde:

$E a$ = Tensión de arco.

i_a = Corriente de arco.

t_{a1} = Instante en que termina la fusión.

t_{a2} = Instante en que se logra la extinción de arco.

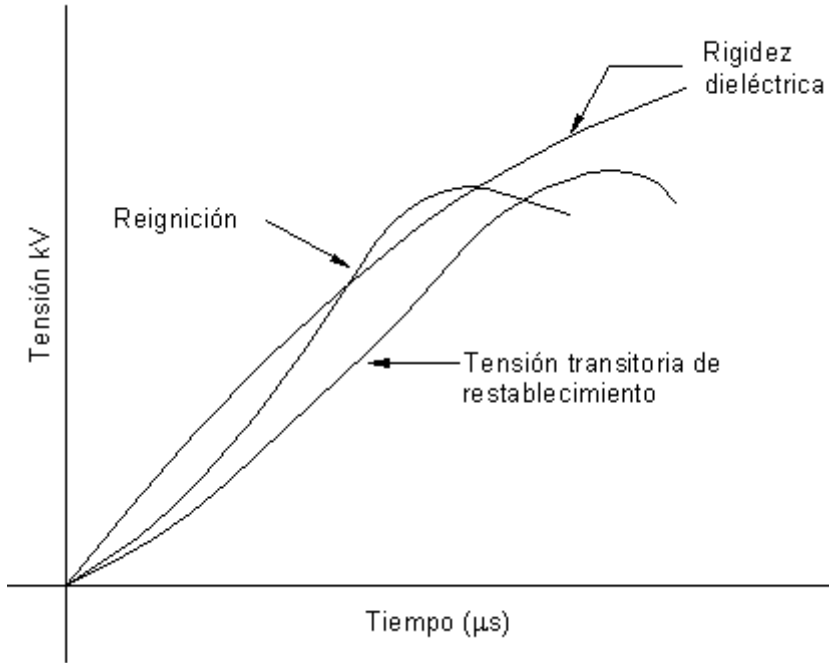


FIGURA 12.8. Rigidez dieléctrica y tensión de restablecimiento entre los bornes del fusible.

Si se considera el circuito monofásico de la figura 12.9, despreciando en este caso capacitancia (C) de la red, se obtiene la siguiente ecuación:

$$Ea = e(t) - iaR - L \frac{dia}{dt} \quad (12.4)$$

Sustituyendo

$$Wa = \int_{t_{a1}}^{t_{a2}} e(t) iadt - \int_{t_{a1}}^{t_{a2}} i^2 aRdt - \int_{t_{a1}}^{t_{a2}} Lia \frac{dia}{dt} dt \quad (12.5)$$

Se tiene que:

$$\int_{t_{a1}}^{t_{a2}} e(t) iadt = \text{Energía suministrada por la fuente durante el periodo de arqueo}$$

$$\int_{t_{a1}}^{t_{a2}} i_a^2 R dt = \text{Energía consumida en la resistencia del circuito.}$$

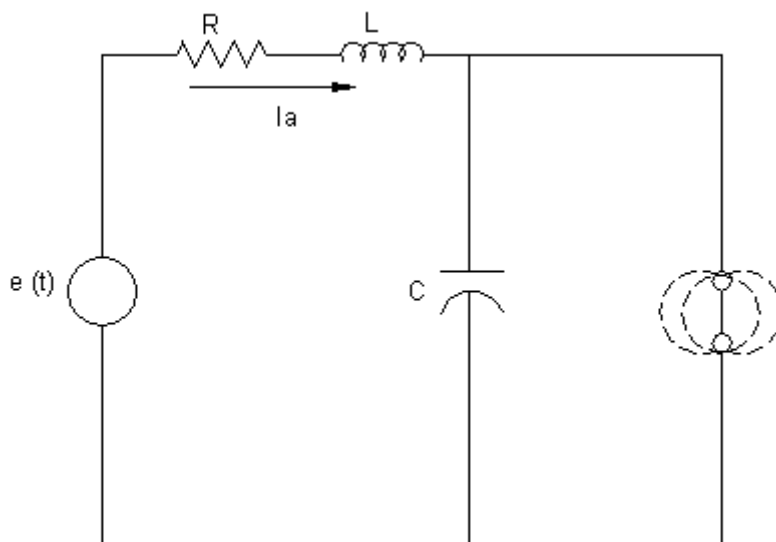


FIGURA 12.9. Circuito RLC.

En el instante t_{a2} se tiene que $i_a = 0$
y en el instante t_{a1} se tiene que $i_a = i_f$ = corriente de fusión.

Por tanto:

$$\int_{i_f}^0 L i_a \frac{di_a}{dt} dt = - \left[\frac{1}{2} L i_a^2 \right]_{i_f}^0 = \frac{1}{2} L i_f^2 \quad (12.6)$$

donde: $\frac{1}{2} L i_f^2$ = energía magnética almacenada en el circuito durante el comienzo del arco.

La relación de fusión se define como el cociente entre la corriente nominal de un fusible primario y la corriente nominal del transformador correspondiente.

Es deseable trabajar con las relaciones de fusión lo más bajas posible siempre y cuando se tome en consideración el efecto de las corrientes transitorias de energización de los transformadores y las corrientes de energización de otras cargas que fluyen en un circuito, después de una interrupción momentánea.

Los fusibles de expulsión se ven sometidos a diferentes condiciones de operación del sistema durante el tiempo que duran instalados en la red, lo que afecta sus características eléctricas y mecánicas. Estos cambios son producidos principalmente por:

- El efecto de las sobretensiones inducidas en las redes por las descargas atmosféricas.
- Las interrupciones en el servicio.
- Las características de la carga.

Debido al efecto de esos agentes, los fusibles envejecen a consecuencia de cambios en su estructura metalográfica. En algunos casos el cambio se manifiesta por la fusión parcial del elemento sensible a la corriente, condición bajo la cual llegan a operar en ausencia de sobrecargas o fallas de cortocircuito.

En el caso particular de las unidades fusibles de 3 amperios tipo K, por estar su elemento sensible a la corriente sometido a la acción simultánea del efecto térmico de la corriente eléctrica y el esfuerzo de tensión mecánica que durante su vida útil ejerce el resorte de compresión que trae consigo, el índice de fusibles operados es realmente alto.

Los cambios que se originan en el elemento sensible a la corriente debido a la acción de estos agentes hacen que las curvas características corriente – tiempo de fusión se desplacen hacia la izquierda con respecto a su posición original, perdiéndose parcialmente la coordinación con otros elementos de protección contra sobrecorrientes conectados en serie.

De acuerdo con estudios realizados en alimentadores de distribución de 23 kV, las corrientes producidas por sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas y corrientes magnetizantes de energización causan la operación del 32.4 % de las unidades fusibles 3 K, que se utilizan en la protección de los transformadores de 75 y 112.5 kVA.

Aun cuando los transformadores se encuentren protegidos con pararrayos siempre estarán sometidos al efecto de las sobretensiones de corta y larga duración inferiores o iguales a la tensión de descarga del pararrayos.

Los pararrayos de clase distribución limitan las sobretensiones a 50 kV, magnitud suficiente para producir saturación en los núcleos de los transformadores.

Las interrupciones en el servicio traen consigo la aplicación de pulsos de corriente a 60 hertz en forma de corrientes magnetizantes de energización a los fusibles de protección primarios de los transformadores conectados a un alimentador.

En una serie de pruebas de aplicación de corrientes de magnetización a un transformador de 75 kVA 23 / 0.22 kV, conexión delta - estrella aterrizada, a unidades fusibles 3K (conectando en serie en cada fase), se encontró que su resistencia eléctrica sufrió un incremento de acuerdo con las características constructivas o de aplicación de cada una de ellas. En la figura 12.10 se muestran los incrementos de resistencia de los fusibles instalados en una de las fases del circuito de pruebas.

El distinto comportamiento de los fusibles de 3 amperios tipo K se puede apreciar en la figura 12.11, en donde se muestra la variación de la resistencia ohmica de los fusibles instalados en alimentadores con carga mixta y residencial.

Los efectos producidos por las sobretensiones de origen atmosférico en las redes de distribución se han estudiado desde dos puntos de vista diferentes:

- En relación al aislamiento, se consideran los impulsos de tensión con frente de onda muy escarpado, los cuales producen flameos tanto en aisladores como en terminales de transformadores. En este último caso, se provoca la falla de fase o de fases a tierra en el lado de media tensión, con la consecuente operación de las unidades fusibles.
- Desde el punto de vista de la operación de los transformadores, las sobretensiones a considerar son las llamadas de larga duración (del orden de milisegundos), cuyo efecto se refleja en el transformador como un cambio en el flujo de operación en el instante de aplicación de la sobretensión y, por tanto, en la presencia de corrientes anormales que pueden hacer operar a los fusibles o al menos dañarlos.

Con la aplicación de un impulso de tensión aparecen varias componentes de corrientes transitorias. De ellas las que más daño causan a los fusibles son:

- La componente impulsiva de la corriente, posterior a la saturación del núcleo.
- La corriente transitoria de magnetización a la frecuencia de estado estable.

Por otra parte, se tiene que todo impulso de tensión, sin importar cuán pequeño sea, provoca cambios en el flujo de operación del transformador y, por tanto, la aparición de corrientes transitorias de magnetización, cuya magnitud depende del tamaño del impulso y del punto de incidencia sobre la onda de tensión a 60 Hz.

12.4.3 Relación tiempo – corriente (curvas características $t - i$).

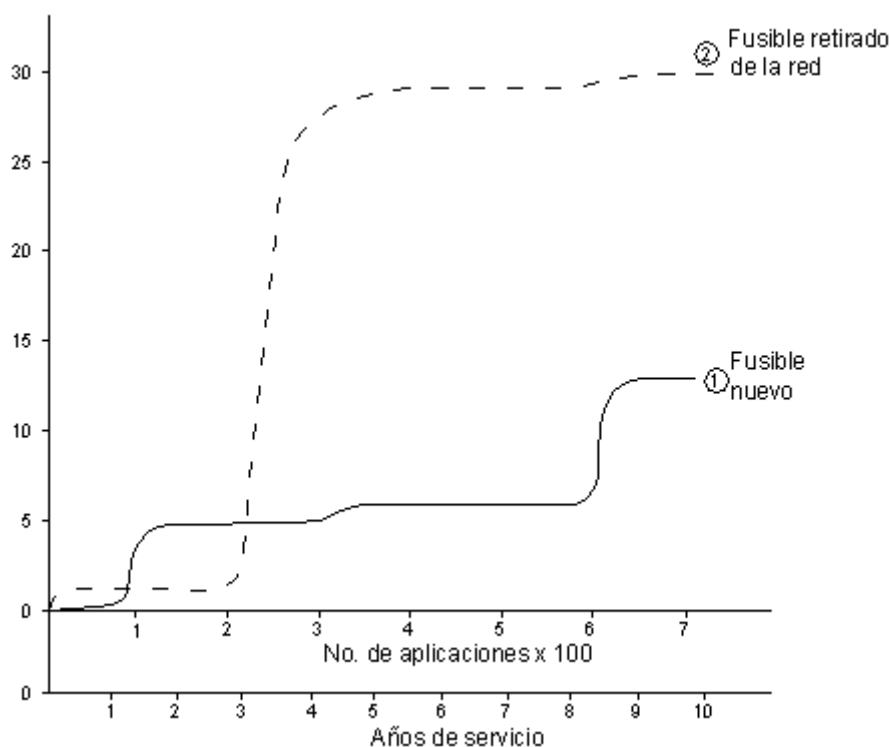
La figura 12.12 muestra las siguientes curvas:

- Tiempo de fusión mínima.
 - Tiempo de despeje total.
- Son determinadas por pruebas y dibujadas en escala log – log para un fusible de 10 k.

Ambas curvas son herramientas esenciales para la aplicación apropiada de eslabones fusible en un sistema coordinado.

Las curvas deben contener información para 3 intervalos de tiempo a:

- 300 o 600 segundos de acuerdo a la corriente nominal que se tenga.
- A 0.1 segundos.
- A 10 segundos.



Curva	Resistencia en $m\Omega$	
	Inicial	Final
1	107.775	121.490
2	117.515	152.758

FIGURA 12.10. Incremento de la resistencia en fusibles de expulsión

VALORES NOMINALES DE FUSIBLES DE EXPULSIÓN

- Voltaje nominal del fusible V_{nf}
 $V_{nf} \geq V_{f-t}$ sistema cuando se aplica sobre f-t en un sistema 3ϕ
- Corriente de interrupción I_i

$I_i \geq$ corriente de falla máxima presente en el punto de ubicación del fusible.

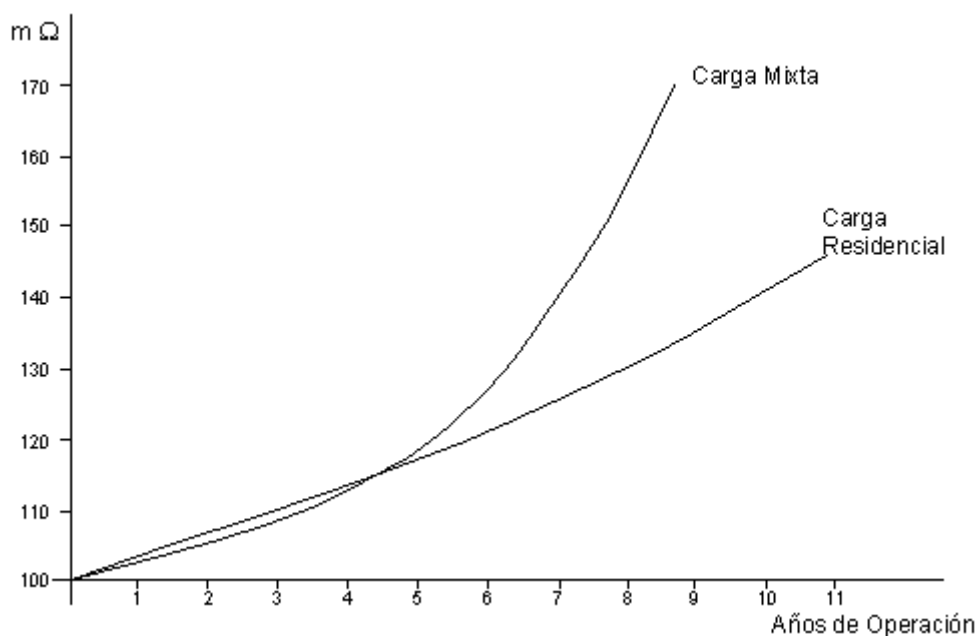


FIGURA 12.11. Variación de la resistencia de fusibles dependiendo de su carga de expulsión.

- Corriente nominal continua I_n

$I_n \geq$ corriente de carga máxima.

Los fusibles pueden operar en la porción asimétrica de la corriente de falla basados en la relación X/R.

Las corrientes de carga y de sobrecarga permitidas por el crecimiento de la carga y los transitorios de corriente tales como:

- Corriente Inrush de los transformadores.
- Corrientes de puesta en marcha en frío de motores.

Ambas deben ser considerados

Fueron establecidas Normas (EEI – NEMA) que especifican los valores nominales de corrientes y las características $t - i$ para prever la intercambiabilidad eléctrica de fusibles de todos los fabricantes de la misma característica nominal.

Categorías de las corrientes nominales.

1ª Tamaños preferidos: 6 – 10 – 15 – 25 – 45 – 65 – 100 – 140 – 200 A.

2ª Tamaños no preferidos: 8 – 12 – 20 – 30 – 50 – 80 A.

3ª Por debajo de 6 Amperios: 1 – 2 – 3 – 5 A.

Si se mezclan fusibles adyacentes de categorías 1ª y 2ª se limita el rango de coordinación.

12.4.4 Fusibles lentos – fusibles rápidos y de alta descarga.

Las normas EEI-NEMA han dividido a los fusibles de expulsión en dos tipos: rápidos y lentos, los cuales son designados por las letras K y T, respectivamente.

Los eslabones K y T del mismo valor nominal tienen puntos idénticos a los 300 segundos. La figura 12.13 muestra que tienen curvas distintas de tiempo - corriente y que el tipo T es más lento en altas corrientes de falla que el tipo K.

La diferencia entre los dos tipos es la relación de velocidad, la cual es la relación entre la corriente de fusión a 0.1 segundos y 300 segundos para los eslabones nominales por debajo de 100 A, y de 0.1 segundos y 600 segundos para eslabones nominados por encima de 100 A. Por ejemplo, un fusible tipo K nominado en 10 A tiene en 0.1 segundos, una corriente de fusión de 120 A, y en 300 segundos una corriente de fusión de 18 A; la relación de velocidad es, entonces, $120/18 = 6.67$.

Se han diseñado otros eslabones fusibles con relaciones de velocidad diferentes a la de los tipos K y T; dichos eslabones son designados por las letras H y N. Los tipo H son diseñados para proveer protección de sobrecarga y evitar la operación innecesaria durante las ondas de corrientes transitorias de corta duración asociadas con arranque de motores y descargas atmosféricas; los eslabones N se diseñan con valores nominales de uno, dos, tres, cinco y ocho amperes. La tabla 12.6 muestra las corrientes mínimas y máximas de fusión y la relación de rapidez para fusibles tipo K y T

TABLA 12.6. Datos característicos de eslabones tipo K y T.

Tipo del fusible	300 seg.		10 seg.		0.1 seg.		Relación de rapidez	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo		
	x In.	x In.	x In.	x In.	x In.	x In.		
K	2	2.4	2.25	3.4	12	14.3	6	7.6
T	2	2.4	2.5	3.8	20	24	10	13

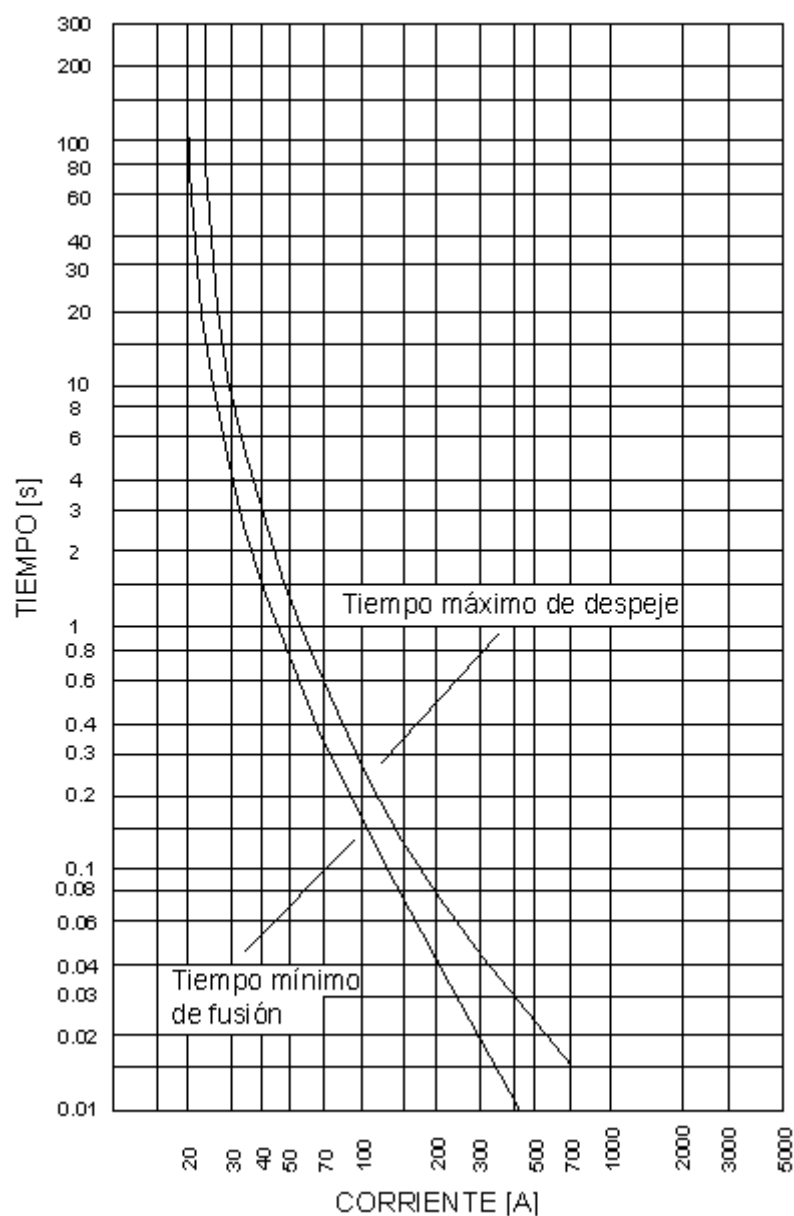


FIGURA 12.12. Curvas $t - I$ de fusión mínima y de despeje total para un fusible 10 K.

Los fusibles T y K del mismo valor nominal tienen diferentes puntos 300 segundos a 600 segundos, pero como lo muestra la figura 12.13 tiene diferentes curvas $t - i$.

A altas corrientes el fusible T es más lento que el fusible k del mismo tamaño.

La diferencia entre los 2 fusibles la da la relación de velocidad así:

$$\text{Relación de velocidad} = \frac{I \text{ de fusión a } 0.1 \text{ s}}{I \text{ de fusión a } 300 \text{ s}} \quad \text{para fusibles} < 100 \text{ A} \quad (12.7)$$

$$\text{Relación de velocidad} = \frac{I \text{ de fusión a } 0.1 \text{ s}}{I \text{ de fusión a } 600 \text{ s}} \quad \text{para fusibles} > 100 \text{ A} \quad (12.8)$$

Los fusibles lentos T tiene relación de velocidad entre 10 y 13. (véase figuras 12.14 y 12.15)

Los fusibles rápidos K tiene relación de velocidad entre 6 y 8.1 (véase figuras 12.16 y 12.17)

Los fusibles de alta descarga de 1 – 2 – 3 – 5 – 8 A para la protección de pequeños transformadores, son tipo H y sus curvas características se muestran en las figuras 12.18 y 12.19. protegen contra sobrecarga y evitan operación durante descargas de corriente transitoria de corto tiempo asociadas con arranques de motores y descargas atmosféricas.

12.5 FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE

En las últimas décadas el incremento de los niveles de cortocircuito en los sistemas de distribución ha generado la necesidad de buscar elementos fusibles que los limiten a valores aceptables, desarrollándose para ello los fusibles limitadores de corriente. La aplicación actual es la protección de transformadores y bancos de capacitores donde se prevean niveles de cortocircuito altos.

Un fusible limitador se define como un dispositivo de protección limitador de corriente que cuando opera reduce el flujo de corriente en el circuito fallado a una magnitud considerablemente menor que la que se obtiene en el mismo circuito si el dispositivo se reemplaza con un conductor sólido de igual impedancia.

Desde el punto de vista constructivo, el fusible está formado por un elemento sensible a la corriente, un tubo contenedor, un núcleo o araña y arena de cuarzo.

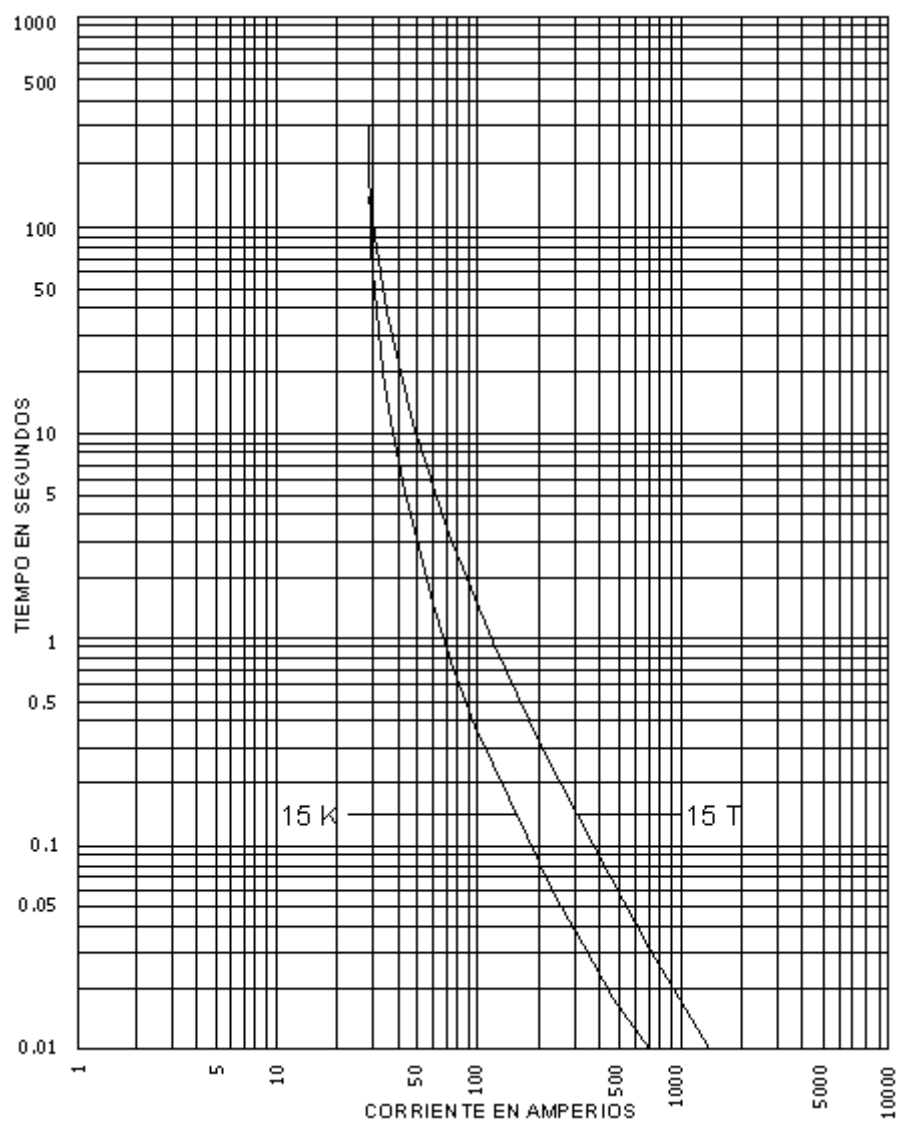


FIGURA 12.13. Curvas de fusión mínima de fusibles 15K y 15T.

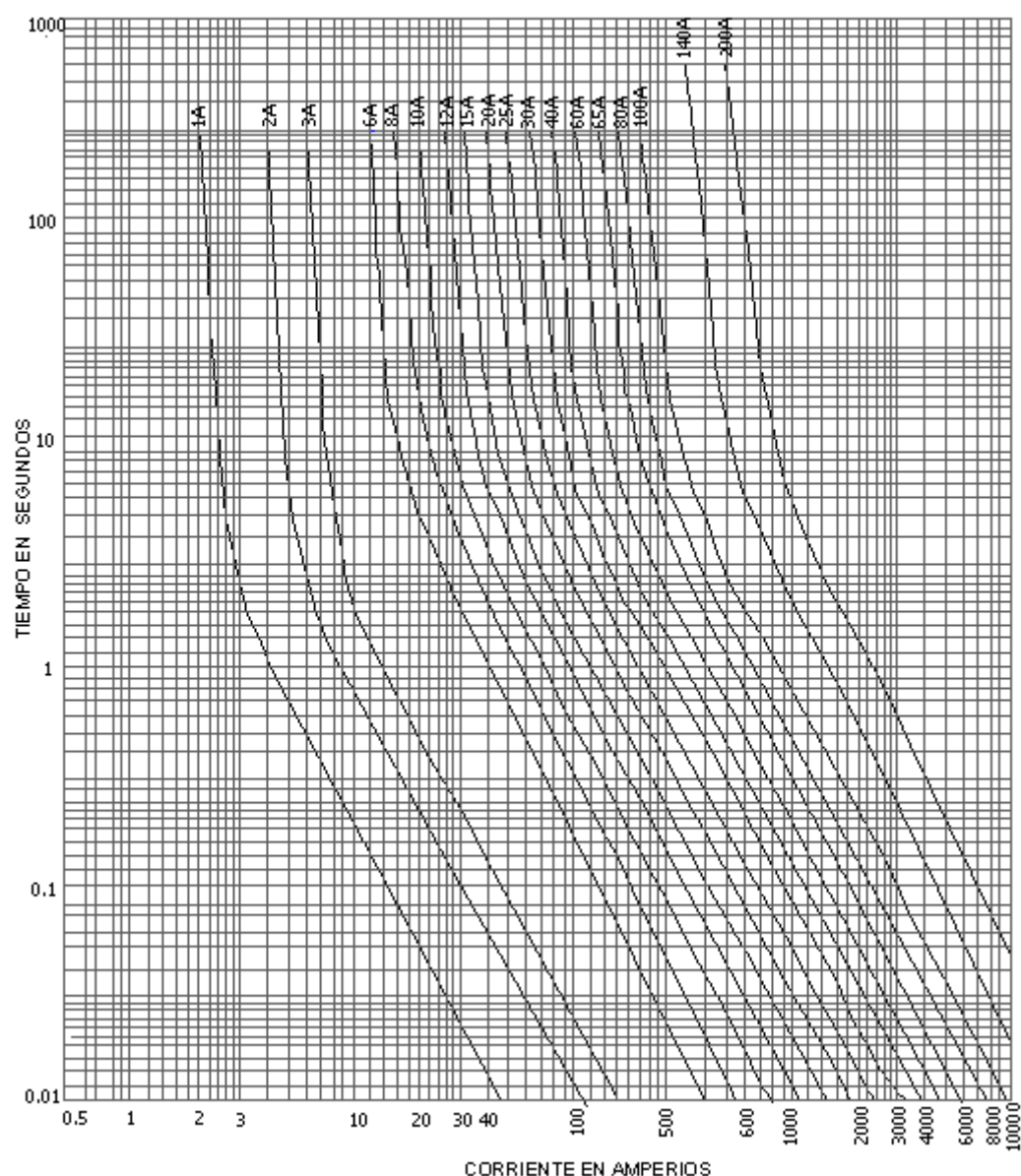


FIGURA 12.14. Curvas características $t-I$ de fusión mínima para fusibles tipo T (de la Kerney) instalados en cortacircuitos A.B.B.

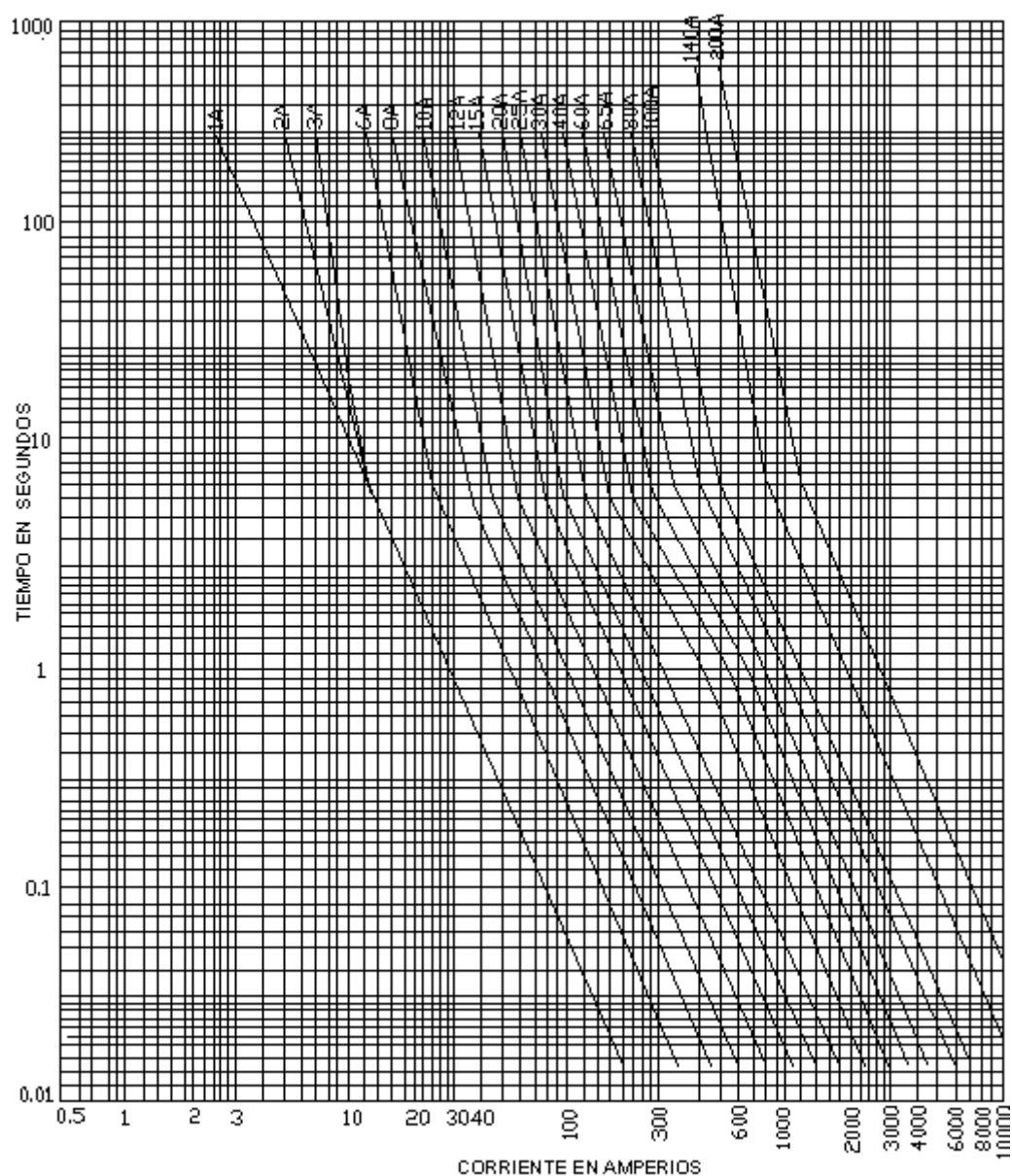


FIGURA 12.15. Curvas características t - I de despeje máximo para fusibles tipo T (de la Kerney) instalados en cortacircuitos A.B.B.

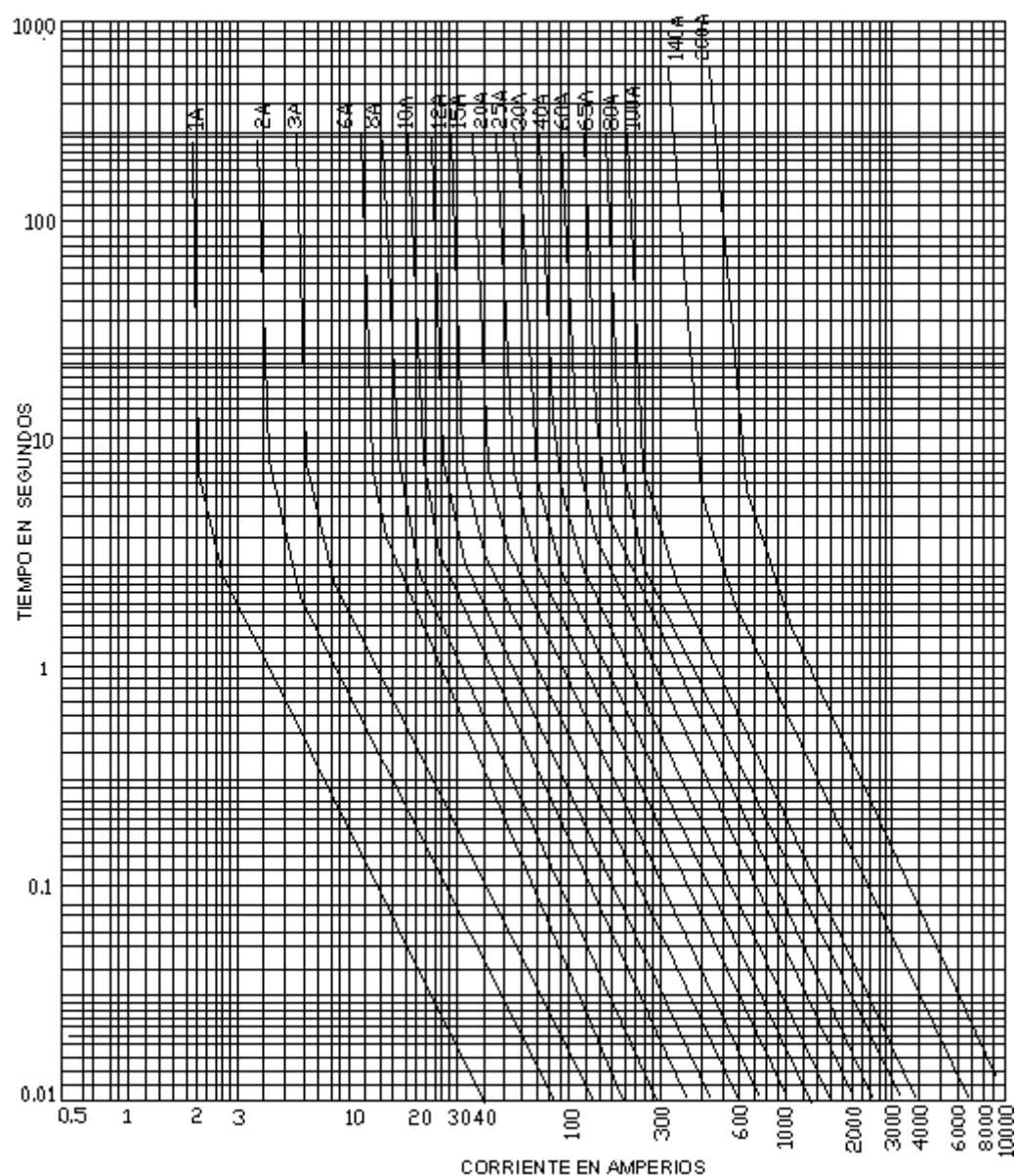


FIGURA 12.16. Curvas características t - I de fusión mínima para fusibles tipo K (de la Kerney) instalados en cortacircuitos A.B.B.

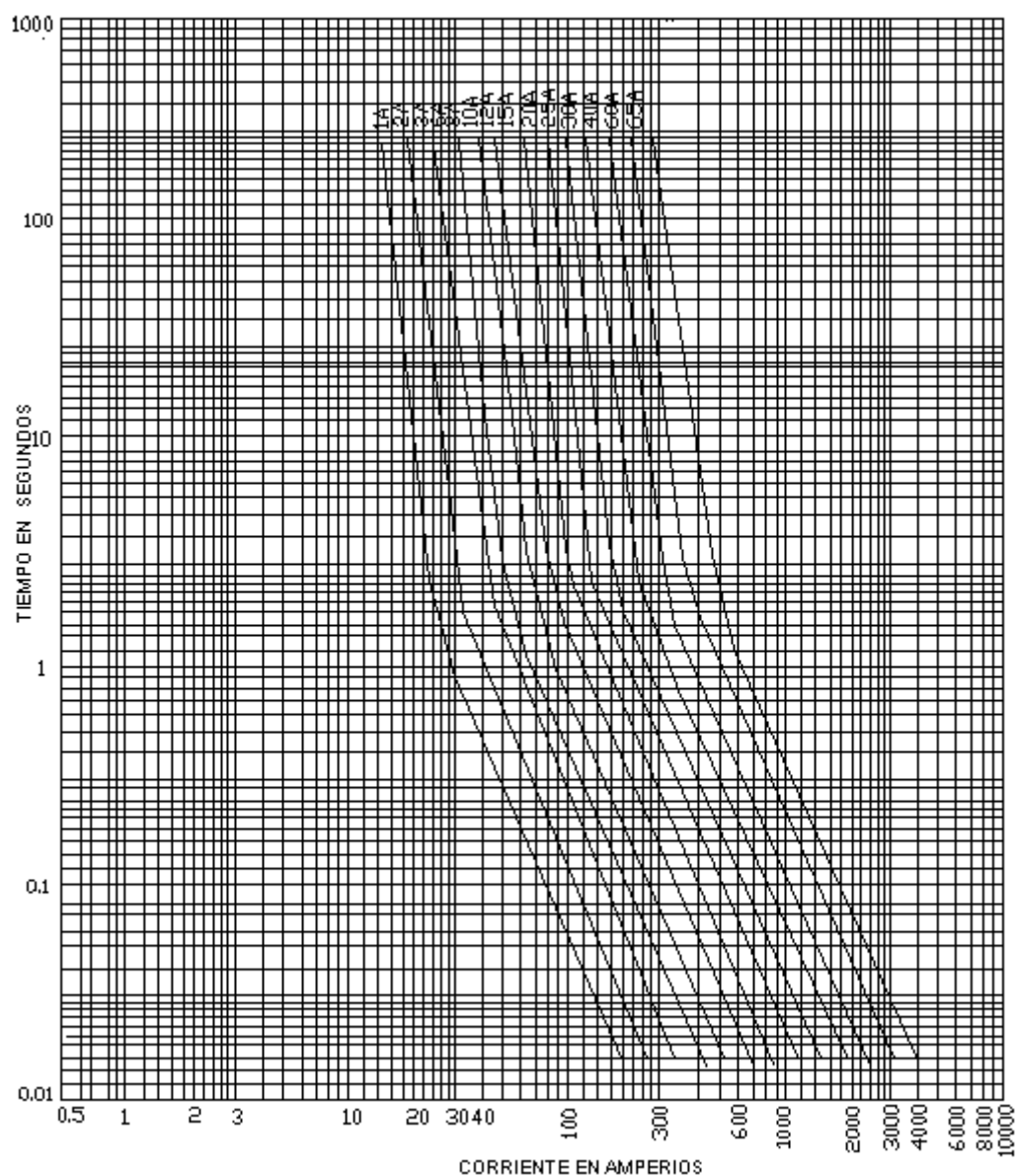


FIGURA 12.17. Curvas características t - I de despeje máximo para fusibles tipo K (de la Kerney) instalados en cortacircuitos A.B.B.

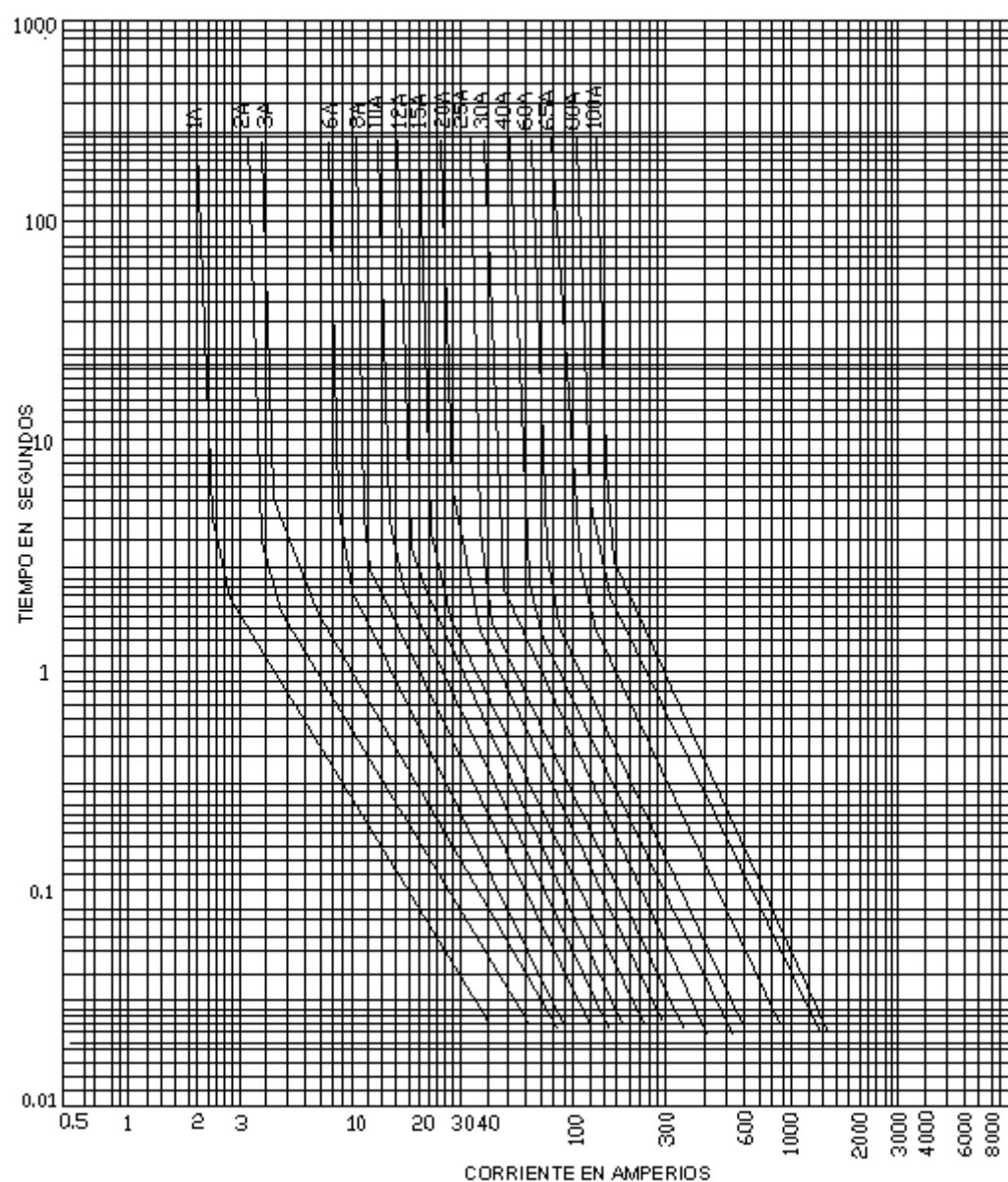


FIGURA 12.18. Curvas características t - I de fusión mínima para fusibles tipo H (de la Kerney) instalados en cortacircuitos A.B.B.

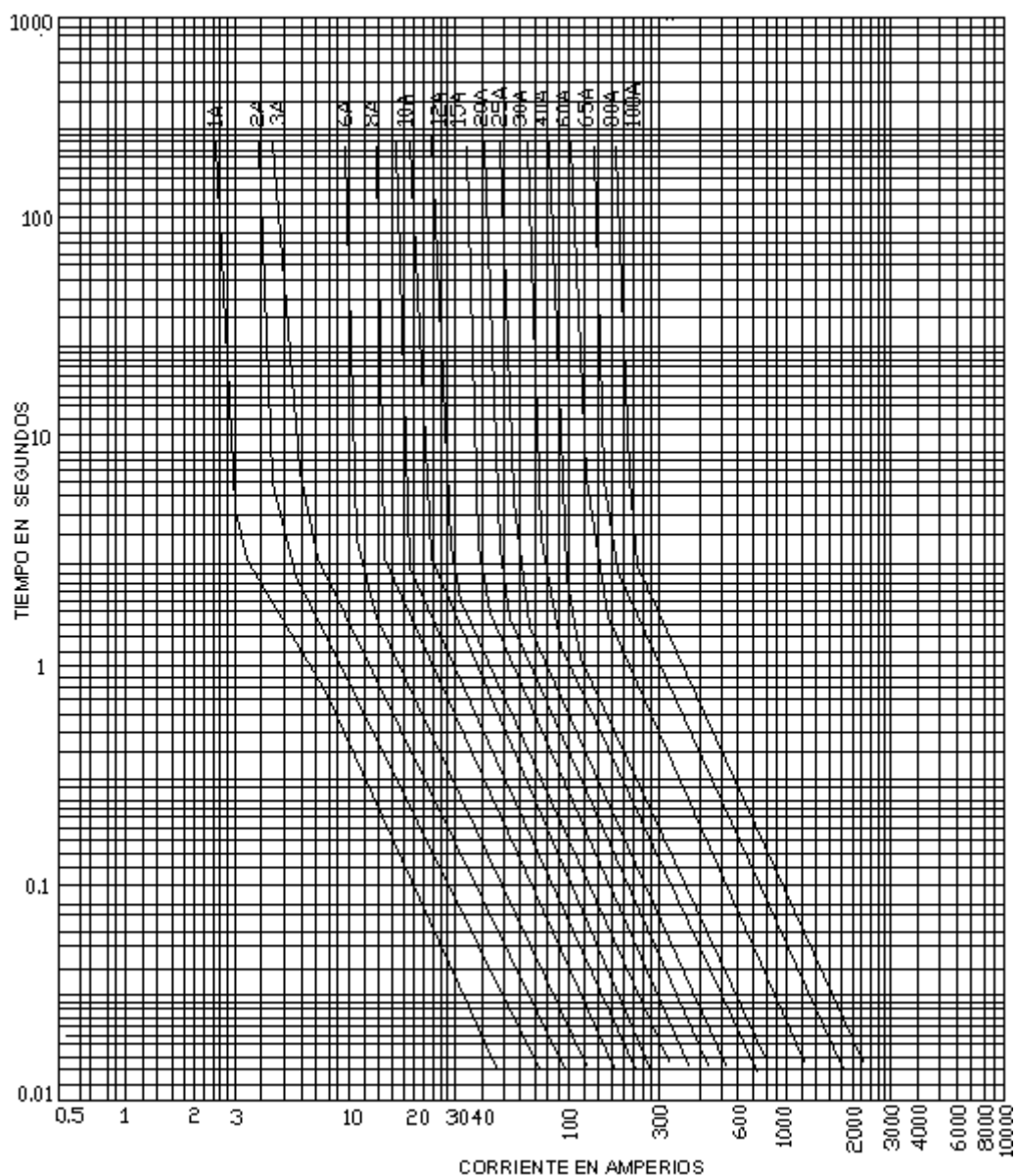


FIGURA 12.19. Curvas características $t-I$ de despeje máximo para fusibles tipo H (de la Kerney) instalados en cortacircuitos A.B.B.

12.5.1 Construcción.

El elemento sensible a la corriente está formado por cintas o alambres fusibles conectados en paralelo. Cuando se trata de alambres, éstos son de sección transversal circular constante a lo largo de toda su longitud. Estos fusibles producen tensión de arco directamente relacionada con la corriente de falla, sin relación alguna con la tensión del circuito.

Cuando se trata de cintas, éstas son de sección transversal variable, contándose con un número definido de sitios cuya sección transversal es mínima. Estos fusibles producen tensiones de arco máximas, independientes de la magnitud de la corriente de falla, pero proporcionales a la tensión del circuito.

A través del tiempo, en el diseño y la construcción de fusibles limitadores de corriente se han utilizado diferentes materiales (metales puros, aleaciones binarias o terciarias y metales compuestos), con los cuales se ha podido obtener una gama muy amplia de características de funcionamiento con las que se cubren diferentes requerimientos de aplicación. Entre los requisitos básicos se tienen los siguientes:

- Alta conductividad térmica.
- Baja resistencia eléctrica.
- Excelentes características de tensión de arco.
- No degradación de sus propiedades físico-químicas con temperaturas de operación altas.

El metal más ampliamente utilizado es la plata electrolítica o sus aleaciones, cuyas principales características son: buena conductividad térmica, que implica que en el arco se disipa solamente una masa muy pequeña; es excelente en la interrupción de altas corrientes de falla, pero debido a su punto de fusión relativamente alto (960° C) presenta problemas en la interrupción de pequeñas sobrecorrientes.

Esta dificultad se supera aplicando pequeños puntos de estaño o aleaciones plomo - estaño a lo largo del o de los elementos sensibles a la corriente.

En los fusibles limitadores de corriente para media tensión se acostumbra utilizar un alambre de alta resistividad y alto punto de fusión, que sirve para activar al disparador o percutor que se utiliza en algunos fusibles.

Uno de los elementos más importantes que entran en juego durante la operación de estos fusibles es el material de relleno, el cual absorbe la mayor parte de la energía I^2t generada durante el proceso de interrupción.

Se exige que la arena de cuarzo sea de alta pureza y con un tamaño de grano bien definido. Un contenido muy bajo de impurezas metálicas garantiza la obtención de una alta resistencia ohmica de la fulgurita que se forma alrededor de las cintas fusibles durante la interrupción, y el tamaño uniforme del grano asegurará una conductividad térmica adecuada.

La función del núcleo es sostener las cintas fusibles, las cuales generalmente se devanan en forma helicoidal sobre él. En fusibles modernos se ha empezado a utilizar arañas de mica, material que es estructuralmente estable a temperaturas hasta de 750° C. El tubo contenedor se construye de fibra de vidrio o cerámica de alta pureza.

Tanto la forma de la sección transversal de la araña como el montaje de las cintas fusibles son fundamentales para el buen funcionamiento del fusible durante los ciclos de calentamiento-enfriamiento a que se ven sometidos.

12.5.2 Operación.

Cuando a través del elemento sensible a la corriente fluye una corriente de falla de magnitud elevada, se calienta uniformemente a lo largo de toda su longitud hasta alcanzar su temperatura de fusión. Bajo esa condición, cuando el elemento es de sección transversal constante se rompe en multitud de puntos formando glóbulos debido a la tensión superficial del metal líquido y al efecto de "pellizco" del campo magnético que rodea al conductor. Lo anterior causa la aparición de una multitud de arcos en serie que provocan alta tensión de arco; después de que ha fundido el elemento sensible a la corriente, continúa siendo sobrecalentado y pasa a formar un vapor a muy alta presión, condición bajo la cual presenta una resistencia ohmica muy alta, forzando de esta forma el valor de la corriente de falla a cero.

El resultado de esto es que reduce la magnitud de la corriente de falla y cambia el factor de potencia bajo a uno relativamente alto. Altera la corriente cero normal al punto de cierre del voltaje normal cero.

La rápida variación di/dt produce una alta tensión transitoria en la inductancia del circuito, hasta que se disipa la energía almacenada. Cuando la tensión de arco alcanza un valor suficientemente alto o cuando el vapor metálico presurizado se condensa, ocurre una descarga en el canal de arco formado en la fulgurita y se tiene una reignición hasta el cero natural de la corriente, pero a una tensión de arco muy reducida. En la figura 12.20 se muestra un oscilograma típico de la operación de un fusible limitador.

La energía que se requiere para que un fusible intercalado en un circuito se funda, se puede expresar en la siguiente forma:

$$\text{Energía} = I^2 R \quad W \quad (12.9)$$

donde:

R = resistencia eléctrica del fusible en ohms

I = valor simétrico de la corriente de falla.

El trabajo desarrollado es:

$$W_a = I^2 R t \quad W - s \quad (12.10)$$

Al circular por el fusible la corriente de falla I , su resistencia se incrementa con la caída de tensión a través de él hasta que ocurre la fusión, con lo que el término $I^2 R t$ no se mantiene constante. Por tanto, si se elimina a R se obtiene el término $I^2 t$, con el cual se evalúan los efectos térmicos provocados por la corriente de falla.

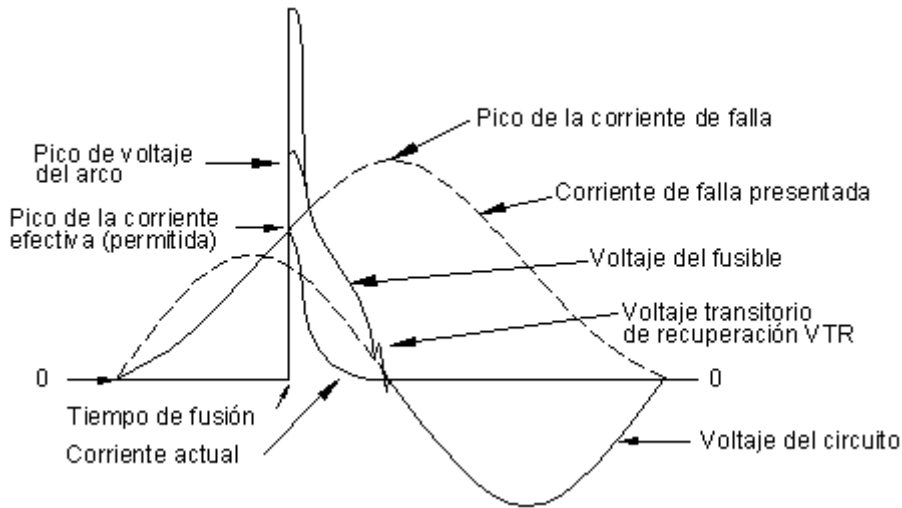


FIGURA 12.20. Relación t - I - V que muestra la operación del fusible limitador de corriente.

La rápida inserción de la resistencia por la acción de la fusión causa un voltaje de arco alto como reacción al intento de parar la corriente en la inductancia del circuito.

El muy alto factor de potencia del circuito bajo esta condición ocasiona que la corriente alcance el cero muy cercano al cero de la tensión normal. En este punto ocurre la recuperación y el VTR es muy pequeño.

Para un tipo de arco, la energía I^2t o la de la integral $\int i^2 dt$ y la de energía mediada en watts – segundos están directamente relacionadas.

En la clasificación de las características de los fusibles limitadores, el término I^2t se compone de dos términos.

- La energía I^2t de fusión.
- La energía I^2t de arqueado.

La energía I^2t de fusión determina la rapidéz con que el fusible se funde y, por tanto, la acción limitadora de corriente.

Un valor reducido se traduce en un valor reducido de la corriente de paso libre. El límite inferior de esa energía está dado por las condiciones de operación con corrientes transitorias con las cuales se pueden dañar fusibles. Entonces, un fusible con la menor energía I^2t total proporciona mayor margen de protección.

La energía I^2t de fusión se incrementa con el cuadrado de la sección transversal del elemento sensible a la corriente, de manera que al duplicar el número de cintas fusibles se cuadruplica dicha energía.

Una magnitud alta de la I^2t de fusión se refleja en una energía I^2t de interrupción total mayor y, por lo tanto en una mayor cantidad de energía generada en la falla. Estos conceptos se ilustran en la figura 12.21.

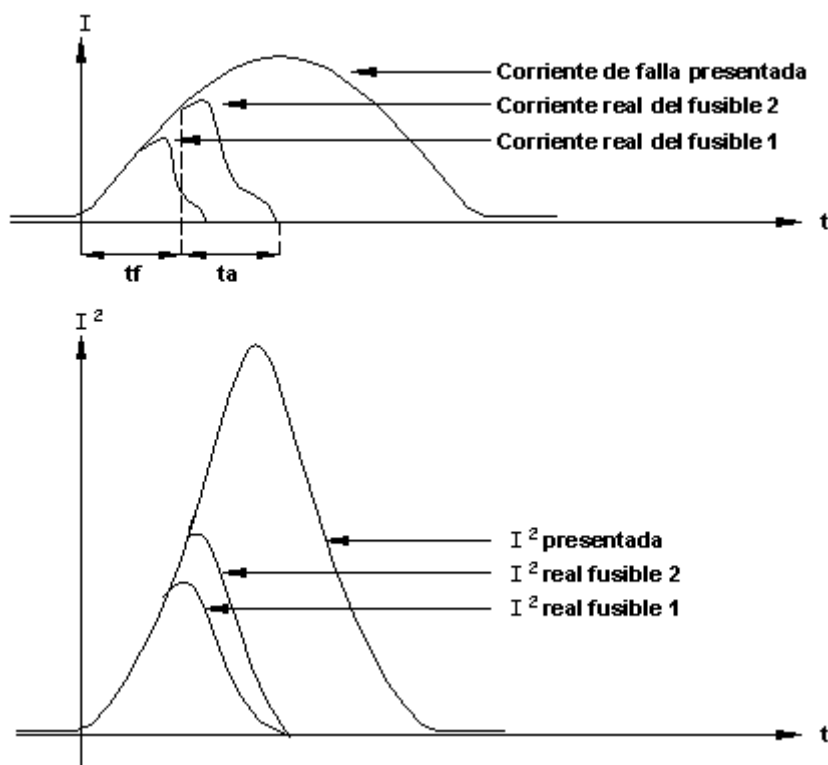


FIGURA 12.21. Relaciones $I-t$ e I^2t que muestran la operación del fusible limitador de corriente (FLC).

El tiempo total de despeje está dado por:

$$t_T = t_f + t_a \quad (12.11)$$

donde

t_f = tiempo de falla.

t_a = tiempo de arco

La excelente habilidad de limitación de corriente del FLC le permite tener valores de interrupción ilimitados.

Como no expelle gas permite instalarlo en armarios confinados y aplicaciones internas: transformadores pad mounted, equipos encapsulados, etc. donde la limitación de energía es requerida. También se aplican en circuitos aéreos.

El diseño del FLC debe ser cuidadoso ya que el transitorio de voltaje puede causar operación innecesaria del pararrayos, para lo cual la resistencia debe ser introducida a una rata controlada y el pico de voltaje de arco debe ser ≤ 2.1 veces el voltaje pico del sistema donde no ocurrirán problemas de operación.

El FLC limita la capacidad de corriente y la energía potencial.

Los fabricantes han usado conjuntos de corrientes pico permitidas relacionados con las corrientes de falla presentes y las figuras 12.8 y 12.24 muestra la familia de curvas. Sin embargo, a causa del desplazamiento de la corriente normal cero existe una reducción mucho más grande de corriente de falla efectiva y puede solo identificarse satisfactoriamente usando el factor I^2t en A^2 – segundos, que representa el calentamiento que ocurre por incremento de resistencia en la trayectoria de la corriente. Y relaciona la energía potencial disponible en cualquier parte del sistema que está siendo afectada por la corriente de falla.

$$I^2t \text{ de fusión en } A^2s = kA^2 \text{ con } A \text{ en in}^2 \quad (12.12)$$

donde:

k = constante del material del elemento fusible.

$$k = 3 \times 10^{10} \quad \text{para plata.}$$

$$k = 4,03 \times 10^{10} \quad \text{para cobre.}$$

$$k = 0,18 \times 10^{10} \quad \text{para estaño.}$$

La fusión mínima y los factores I^2t total son necesarios para estudios de coordinación. La figura 12.21 muestra de que modo el factor I^2t puede ser comparado con la relación $t - I$.

Los fabricantes de fusibles deben suministrar el I^2t de fusión mínima y el I^2t máxima total de sus FLC.

Las figuras 12.22 a 12.25 muestran las curvas características I^2t para fusibles limitadores de corriente.

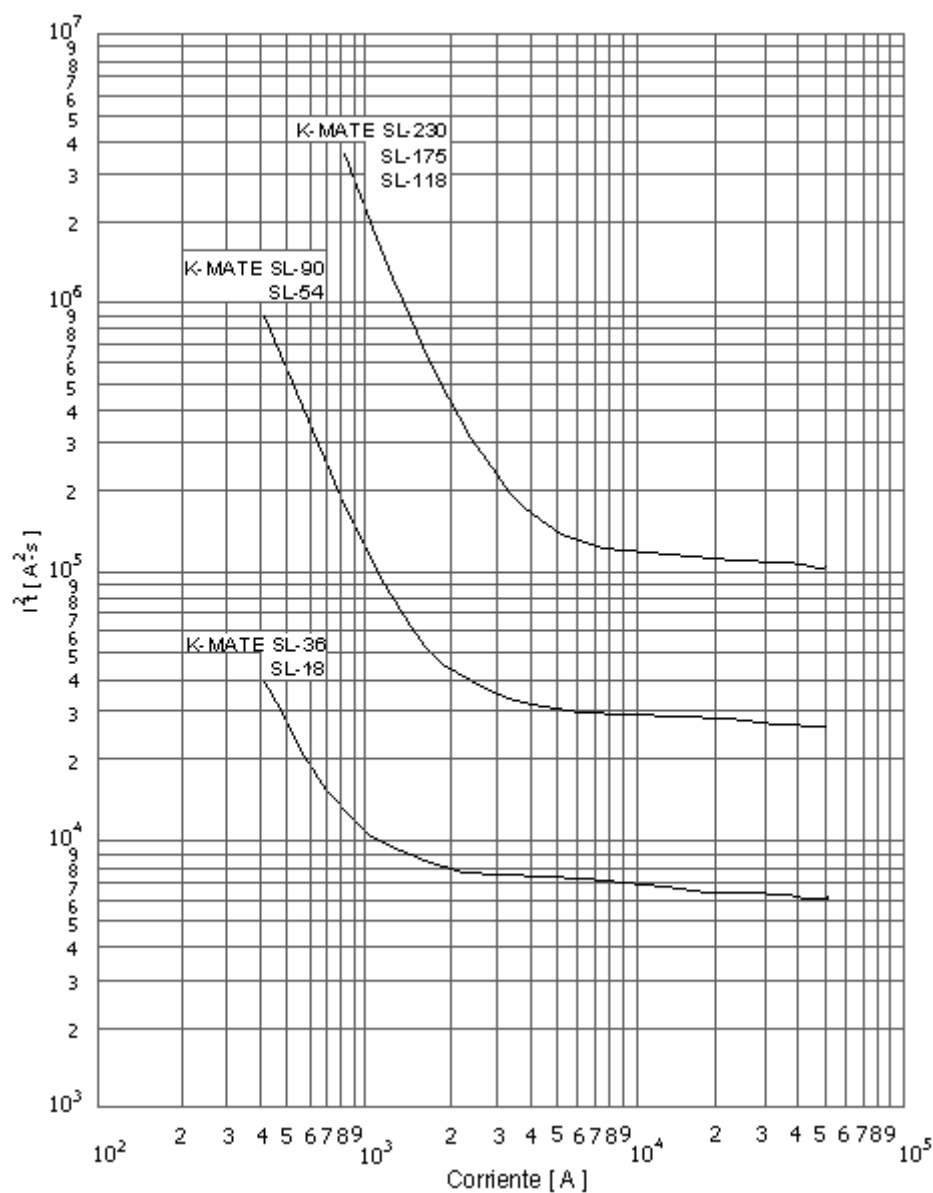


FIGURA 12.22. Curvas características I^2t de fusión mínima para fusibles limitadores de corriente CHANCE K-MATE de 8.3 kV.

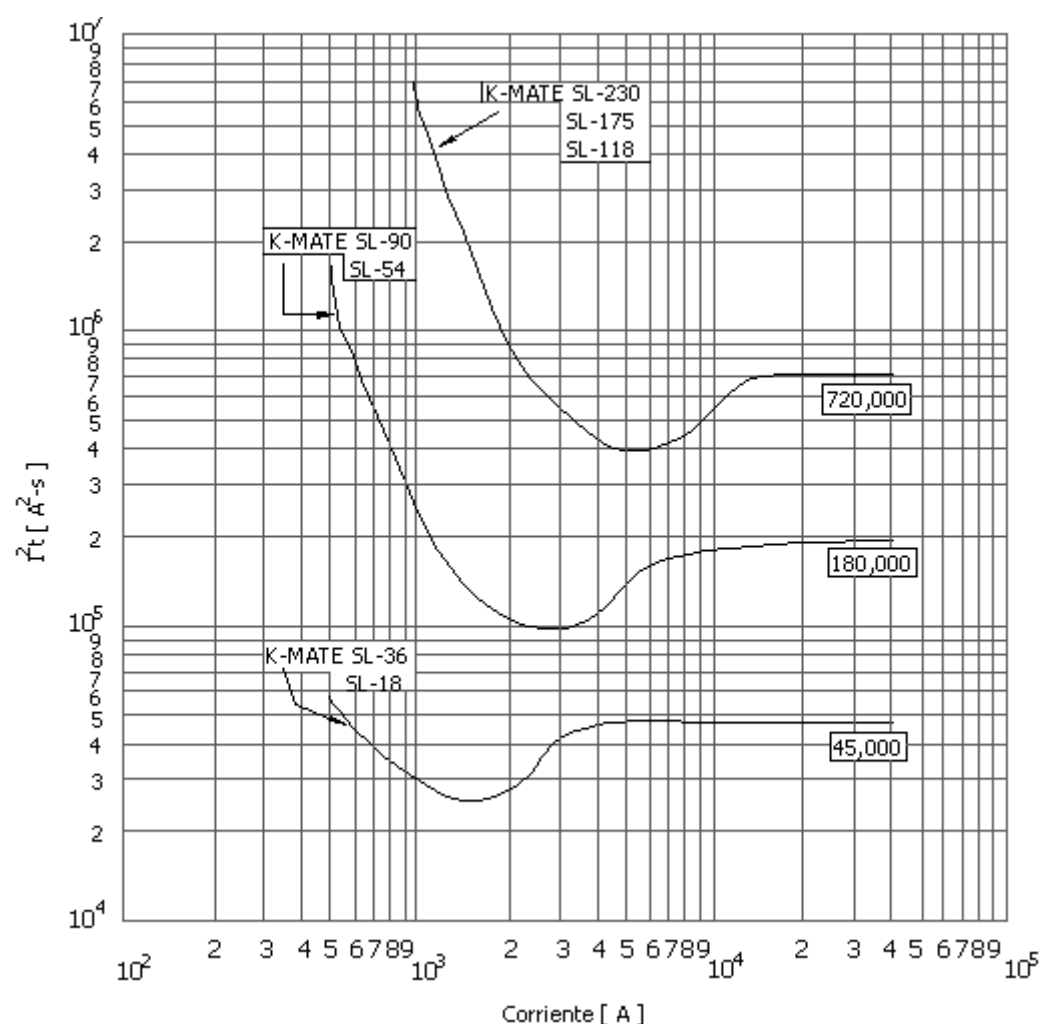


FIGURA 12.23. Curvas características I^2t de despeje total para fusibles limitadores de corriente CHANCE K-MATE DE 8.3 kV.

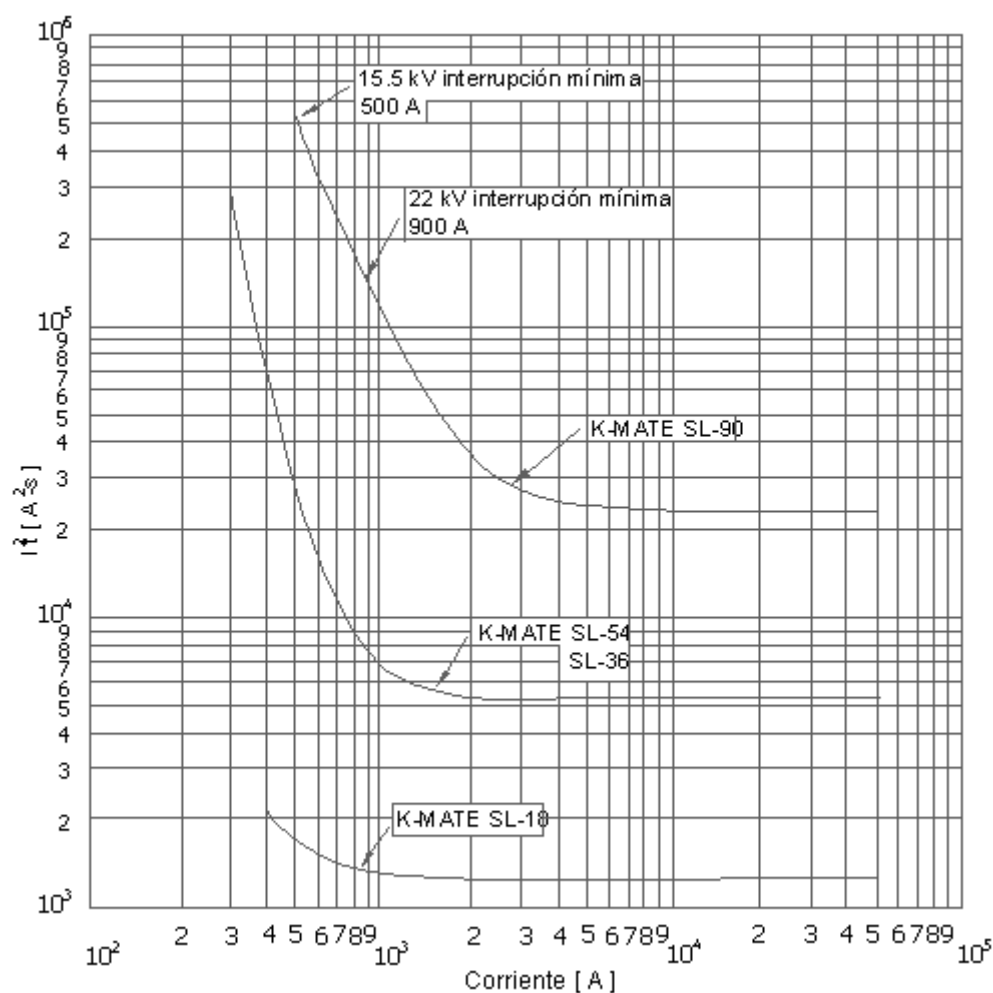


FIGURA 12.24. Curvas características I^2t de fusión mínima para fusibles limitadores de corriente CHANCE K-MATE de 15.5 kV y 22 kV.

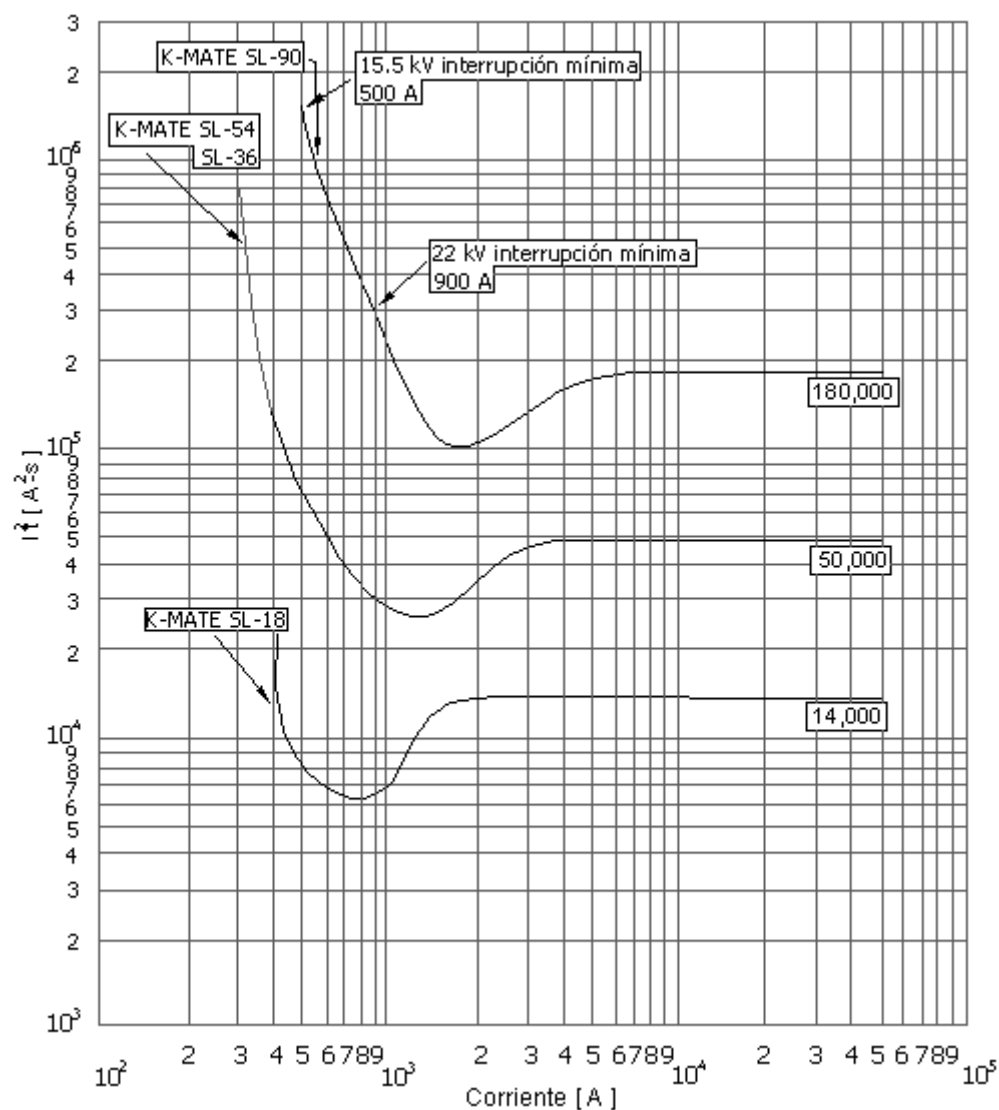


FIGURA 12.25. Curvas características I^2t de despeje total para fusibles limitadores de corriente CHANCE K-MATE DE 15.5 kV y 22 kV.

12.5.3 Tipos de fusibles limitadores de corriente.

12.5.3.1 De propósito general.

Es un fusible capaz de interrumpir satisfactoriamente todas las corrientes desde la corriente de interrupción máxima nominal hasta la corriente que causa la fusión del elemento fusible en una hora o menos ($t_{amb} = 25^{\circ}\text{C}$). Cubre corrientes que están entre 150 y el 200 % del valor nominal del fusible. En la industria existen los siguientes:

La RTE lo fabrican bajo la denominación ELS.

La McGraw lo fabrica bajo la denominación NX.

La GE lo fabrica bajo la denominación Surge Guard GP.

La Westing house lo fabrica bajo la denominación CX.

La figura 12.26 representa 2 curvas características $t - i$ de fusibles limitadores de propósito general de 23 kV

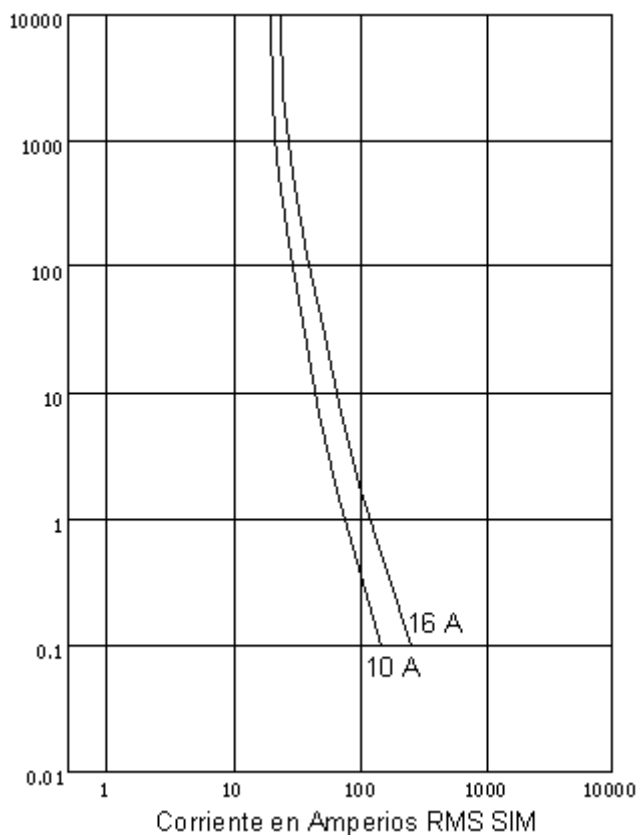


FIGURA 12.26. Curvas de corriente - tiempo de fusión de fusibles limitadores de corriente de propósitos generales para 23 kV.

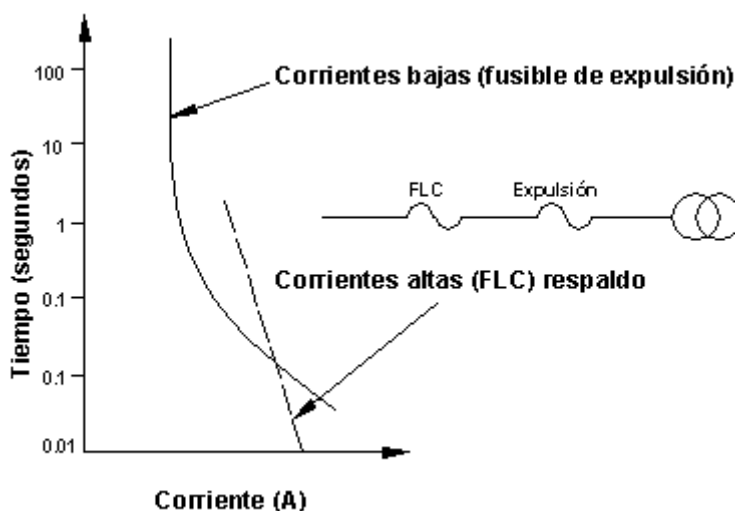


FIGURA 12.27. Operación del fusible limitador de corriente como respaldo.

12.5.3.2 Fusibles de respaldo.

Son fusibles capaces de interrumpir todas las corrientes desde la corriente de interrupción mínima nominal. En la industria existen los siguientes:

- La RTE lo fabrican bajo la denominación ELSP y ELD.
- La McGraw lo fabrica bajo la denominación companion (solo 40 k)
- La GE lo fabrica bajo la denominación OSP , ETP, EJO.
- La Westing house lo fabrica bajo la denominación type CL.
- La S & C lo fabrica bajo la denominación Fault Filter.
- La Chance lo fabrica bajo la dnominación K mate.

El fusible de respaldo despeja solamente las corrientes de falla altas. El despeje de fallas bajas es realizado mediante los fusibles de expulsión conectados en serie con el FLC de respaldo.

Las características $t - I$ están compuestas por 2 fusibles como se muestra en la figura 12.26 y cada fusible trabaja en rango óptimo.

Estos fusibles son llamados de primera generación y su campo de funcionamiento satisfactorio en términos de corriente está definido por:

- Su corriente mínima de interrupción.
- Su máxima capacidad interruptiva.

En el extremo correspondiente a la corriente mínima de interrupción se puede encontrar fusibles con tiempos de fusión tan pequeños como 0.02 segundos o tan grandes como 1000 segundos, dependiendo de su diseño. Es práctica común utilizar este tipo de fusibles en serie con fusibles de expulsión (ver figura 12.27) o con cualquier otro tipo de dispositivo de protección contra sobrecorriente que cubra el rango de protección contra sobrecargas.

12.5.3.3 Fusibles de rango completo (full range)

Estos fusibles son capaces de interrumpir satisfactoriamente, bajo condiciones especificadas de uso y comportamiento, todas las corrientes que causan la fusión del elemento sensible a la corriente. Los tiempos máximos de fusión que se tienen para estos fusibles son hasta de ocho horas.

Las características de limitación de corriente representan la relación entre la corriente disponible de falla en un circuito dado y el valor de la corriente de paso libre que un fusible permite fluir. En las figuras 12.28 y 12.29 se muestran las características de limitación de corriente para fusibles de 35 - 22 - 25 - 15 - y 8.3 kV.

Se observa que las curvas son esencialmente rectas y paralelas entre sí. Para cada valor de la corriente disponible de falla se tiene un valor de la corriente de paso libre permitida para cada uno de los fusibles que se indican. La recta diagonal define la magnitud instantánea de la corriente simétrica de falla que se podría presentar sin la inclusión del fusible de un circuito con una relación X/R dada, precisamente cuando la falla se inicia en el cero de la onda de tensión del circuito.

Cuando un fusible limitador de corriente opera, siempre genera un voltaje de arco. Esta sobretensión depende tanto del tiempo o instante de iniciación de la falla sobre la onda de tensión del sistema como del tipo de diseño del fusible. Cuando se aplica un fusible limitador de corriente debe tomarse siempre en consideración esta sobretensión, pues existe el peligro de que se dañen los pararrayos con su operación. Dado el diseño especial que tienen los fusibles limitadores de corriente, la sobretensión que se genera con su operación depende principalmente de la tensión del sistema.

En la mayoría de los casos la coordinación se cumple; sin embargo, es necesario comprobar siempre esta condición. Para tal efecto se pueden seguir los siguientes pasos (tomado como base la figura 12.30):

- Se escoge la tensión del sistema sobre el eje de las abscisas (fase - neutro en sistemas Y aterrizados, fase - fase en otros sistemas).
- Se extiende una línea vertical de ese punto hasta intersectar la recta diagonal, continuando la línea en forma horizontal hacia la izquierda hasta encontrar el eje de las ordenadas, y ese será el correspondiente voltaje de arco máximo o sobretensión máxima que tendrá que soportar el sistema.
- Se compara el valor de voltaje obtenido con los niveles de chispeo de los pararrayos escogidos para la protección contra sobretensiones del transformador, de tal forma que exista una buena coordinación fusible pararrayos. La tensión de arco máximo producida por el fusible limitador de corriente siempre debe ser menor que la tensión mínima de chispeo del pararrayos.

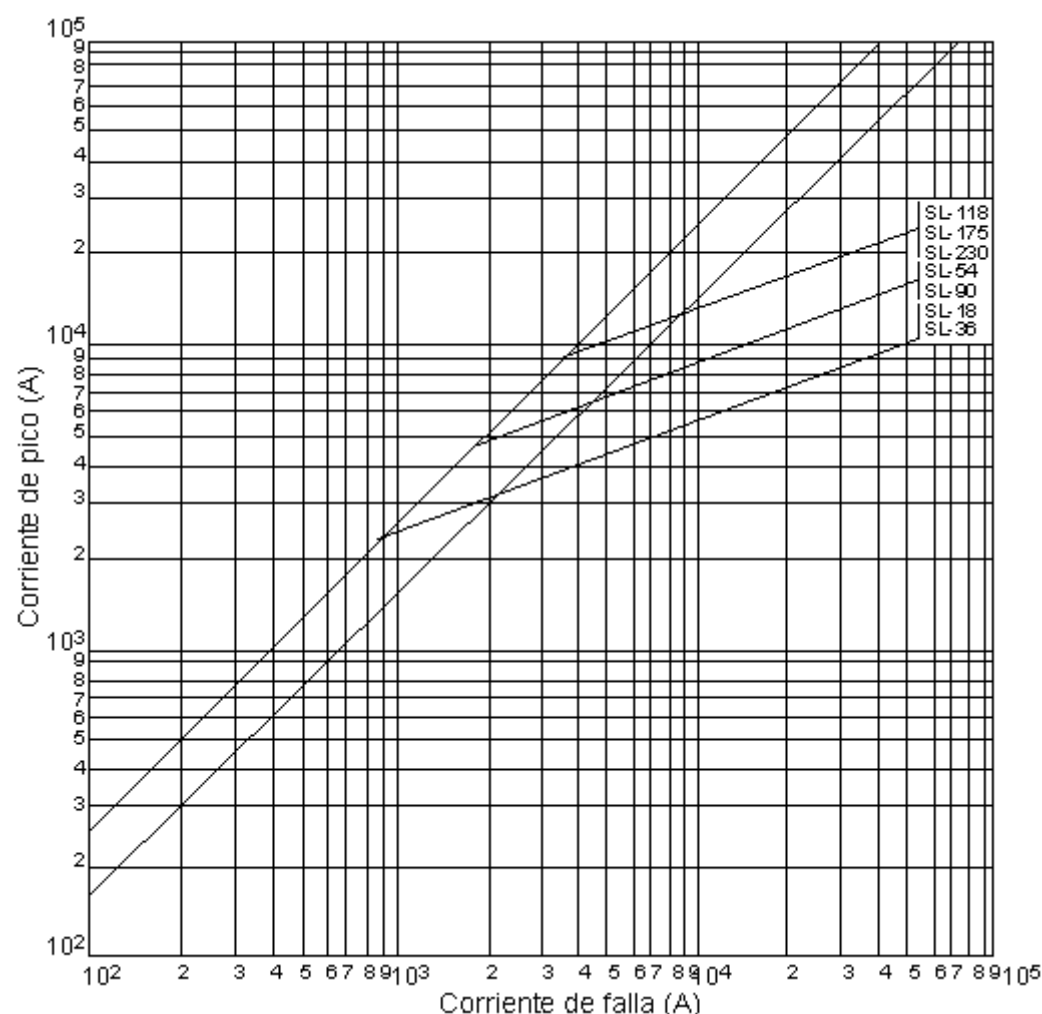


FIGURA 12.28. Características de corriente de paso libre para fusibles limitadores de corriente (Sistemas 3ϕ - 15 kV y 1ϕ - 8.3 kV) (CHANCE K-MATE).

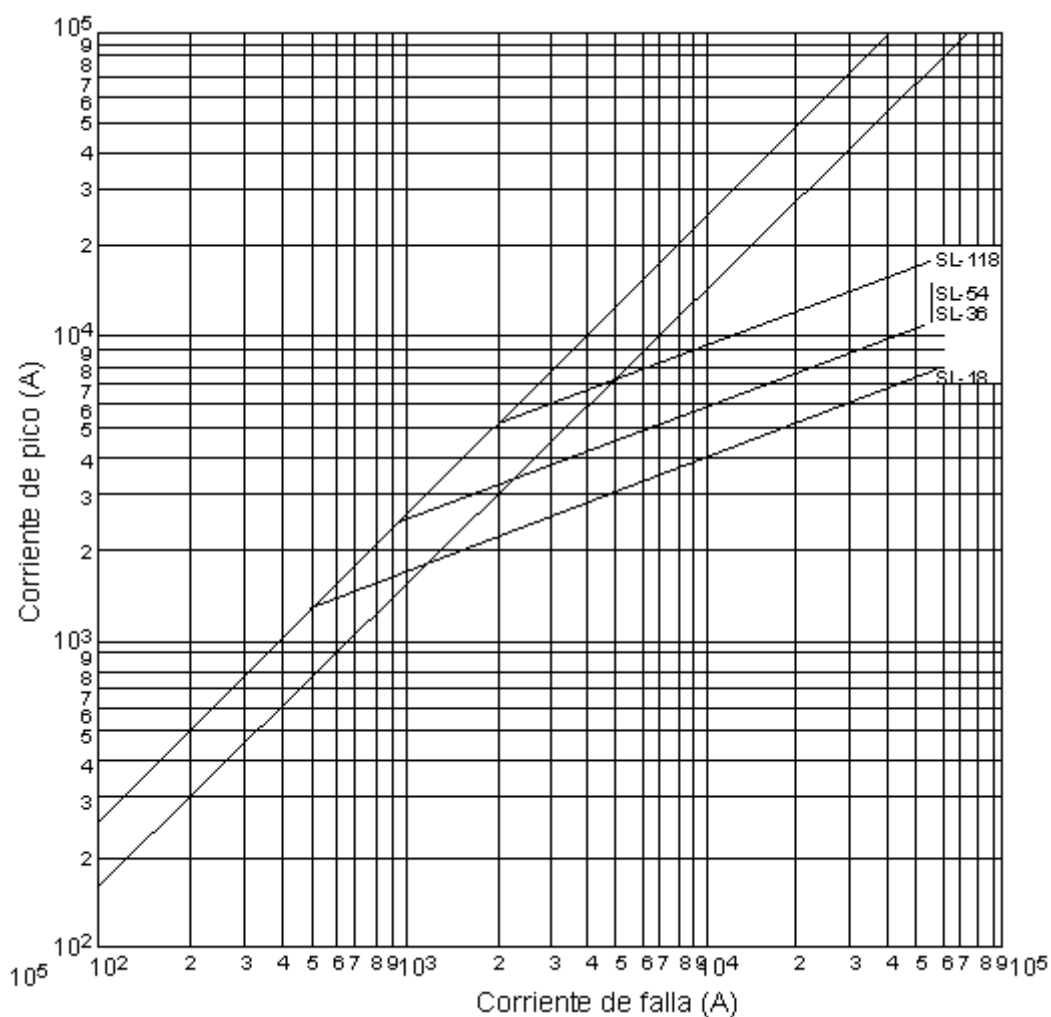


FIGURA 12.29. Características de corriente de paso libre para fusibles limitadores de corriente (Sistemas 3 ϕ - 25 kV, 1 ϕ -15.5 kV, 3 ϕ -35 kV y 1 ϕ -22kV) (CHANCE K-MATE).

Tomando como ejemplo que la tensión máxima de operación del sistema sea de 20 kV y la tensión mínima de chispeo del apartarrayos de 45 kV, se tiene:

$V_{\text{máx arco}} = 54 \text{ kV}$ de la figura 12.30.

$V_{\text{chispeo}} = 45 \text{ kV}$

Comparando estos valores: $54 < \sqrt{2} \times 45 = 63,63$

Por tanto, la operación del fusible no dañará a los pararrayos.

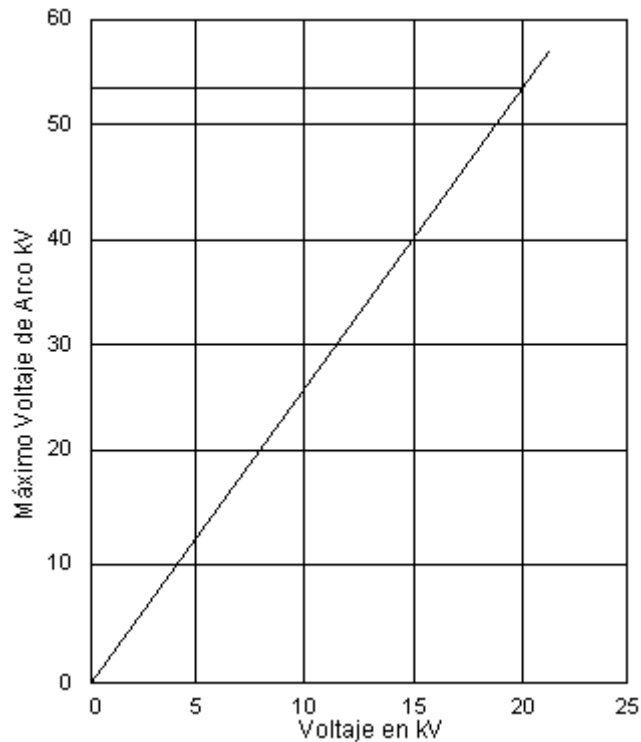


FIGURA 12.30. Coordinación de fusibles limitadores con pararrayos.

Los fusibles de rango total causan fusión del elemento bajo operación normal a una temperatura ambiente elevada.

En las figuras 12.31 y 12.32 se muestran las características $t - I$ de los fusibles limitadores de corriente K – Mate de la Chance para 8.3 kV. y en las figuras 12.33 y 12.34 para 15.5 y 22 kV.

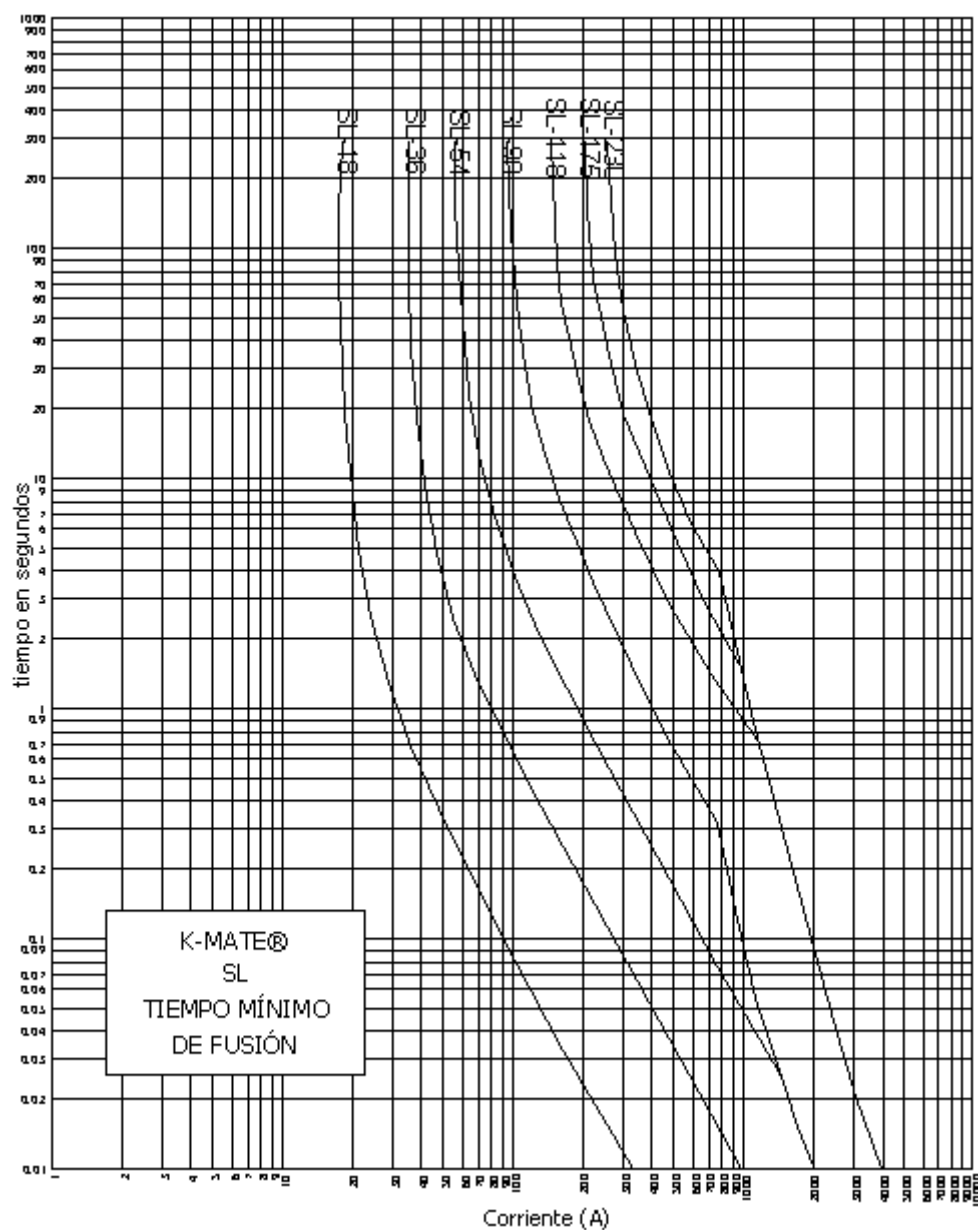


FIGURA 12.31. Curvas características $t - I$ de fusión mínima para fusibles limitadores de corriente CHANCE K-MATE de 8.3 kV.

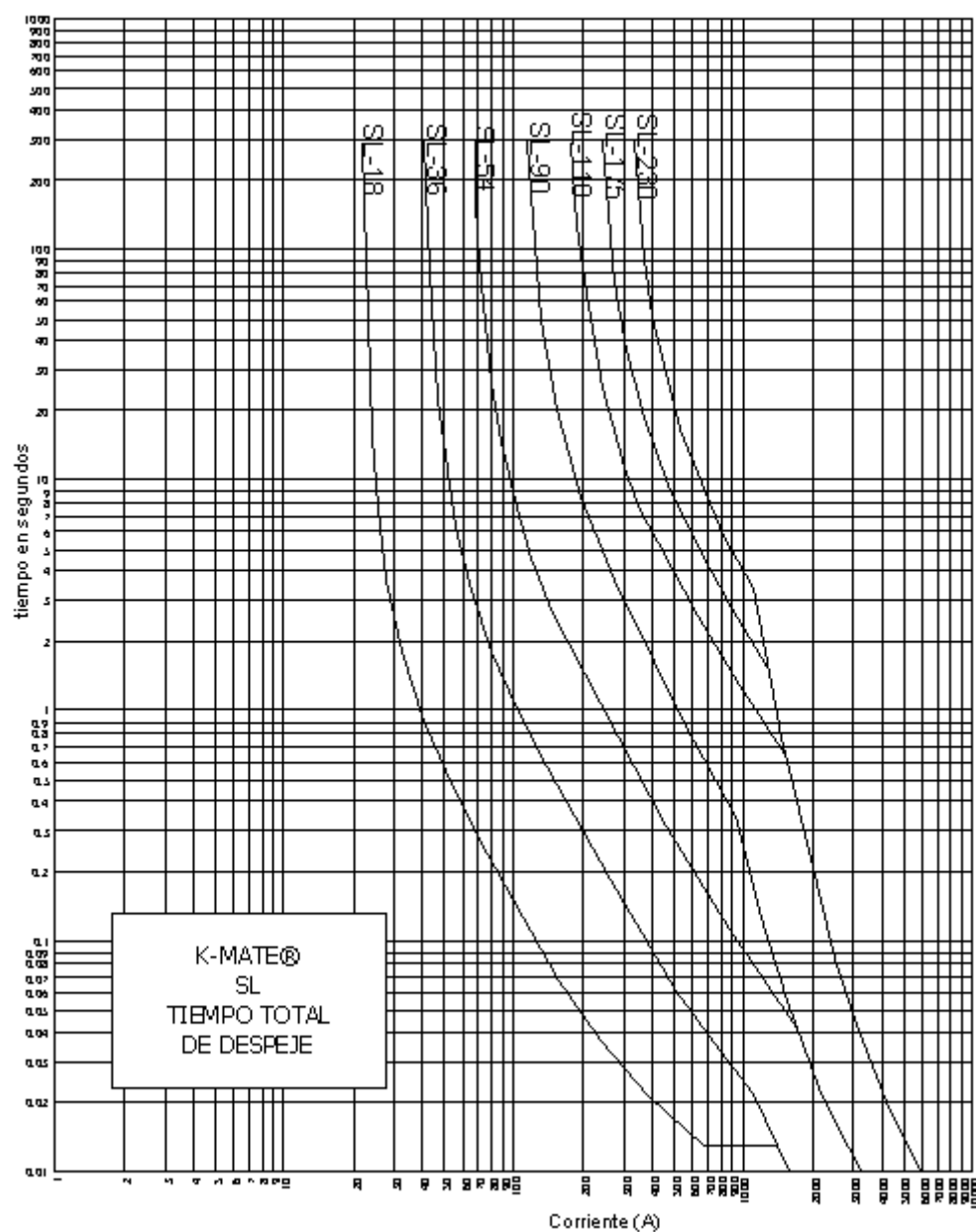


FIGURA 12.32. Curvas características $t - I$ de despeje total para fusibles limitadores de corriente CHANCE K-MATE DE 8.3 kV.

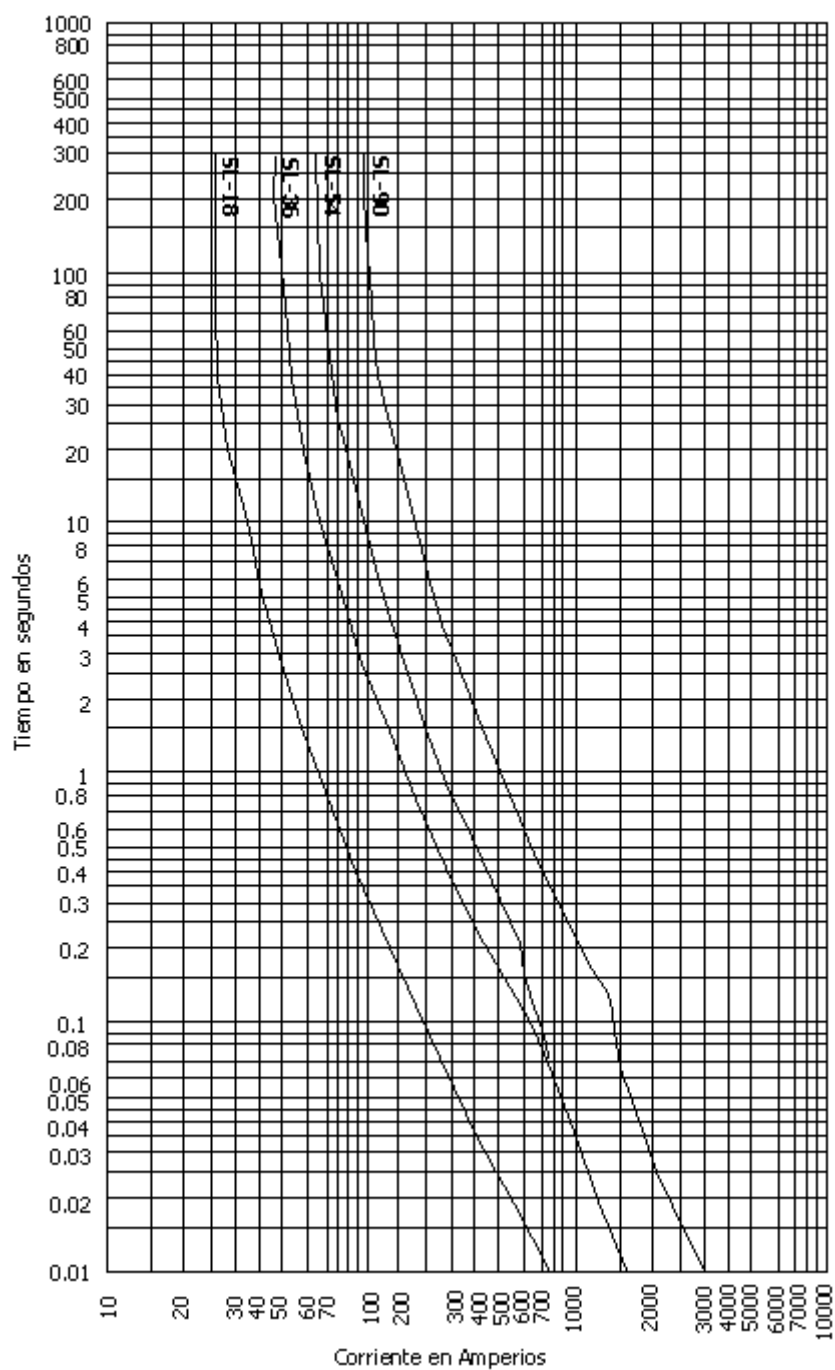


FIGURA 12.33. Curvas características $t - I$ de fusión mínima para fusibles limitadores de corriente CHANCE K-MATE de 15.5 y 22 kV.

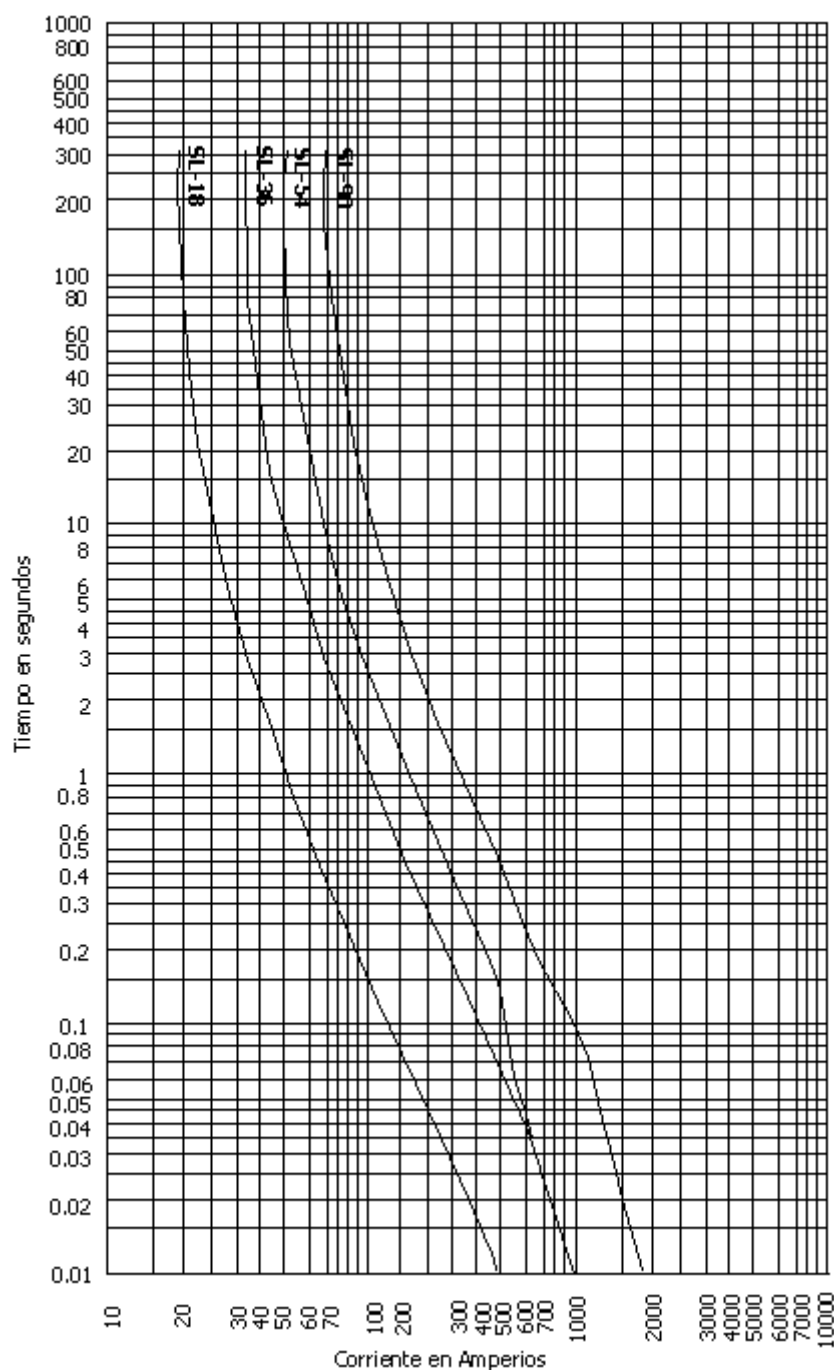


FIGURA 12.34. Curvas características $t - I$ de despeje total para fusibles limitadores de corriente CHANCE K-MATE DE 15.5 y 22 kV.

12.6 FUSIBLE ELECTRÓNICO

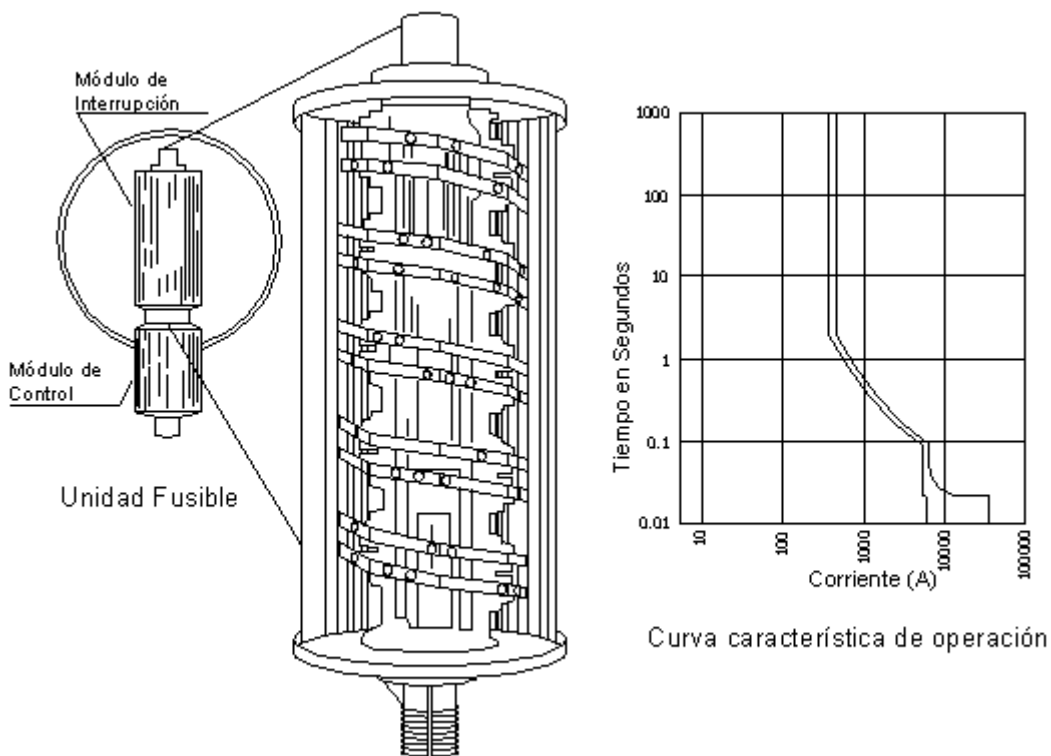


FIGURA 12.35. Fusible electrónico.

El fusible electrónico en media -tensión se caracteriza por conducir corrientes nominales hasta de 600 amperios y capacidad interruptiva de 40 kA simétricos. Ofrece una variedad de curvas especiales I-t ajustables de tipo inverso, ideales para circuitos de potencia, de distribución, subestaciones, protección primaria de transformadores y alimentadores de plantas industriales.

Los fusibles de este tipo son de operación más rápida que los interruptores de potencia para fallas de cortocircuito. En la actualidad se han diseñado en varios tipos de tensiones nominales, desde 4.16 kV hasta 25 kV, de servicio interior. La unidad está formada por un módulo de control y un módulo de interrupción, como se muestra en la figura 12.35,

El módulo de control está previsto de un transformador de corriente y circuitos electrónicos que sensan la intensidad de corriente. El módulo de interrupción opera en respuesta a una señal del módulo de control debido a una sobrecorriente y está formado por dos secciones dispuestas coaxialmente, como se muestra en la figura 12.35.

La sección principal de circulación de corriente consiste de un tubo de cobre plateado, localizado en el centro que conduce la corriente en condiciones normales de operación. En paralelo con la sección principal se encuentra conectada la sección limitadora de corriente, formada por dos cintas de cobre sumergidas en arena sílica.

A diferencia de los fusibles limitadores de corriente, los elementos fusibles del módulo de interrupción no llevan corriente continuamente; por tanto, no se sujeta a la protección caprichosa que puede introducirse cuando los elementos fusibles de corriente tradicionales se exponen a cargas cíclicas o sobrecorrientes continuas que alteren la curva I-t.

12.7 FUSIBLE EN VACÍO

El diseño y la operación de este fusible son muy parecidos al del fusible de expulsión, ya que también utiliza un elemento fusible de corta longitud y tiene una relación de las ondas de corriente y de tensión semejantes a las de un fusible limitador. La principal diferencia consiste en que está contenido en una unidad completamente sellada y no presenta expulsión de gases. La interrupción se presenta cuando la rigidez dieléctrica que existe entre los contactos llega a un valor relativamente alto después de que la onda de corriente alcanza su cero natural. El diseño del fusible es el del típico interruptor de vacío, en el que se aplica un movimiento rotatorio a los electrodos para cortar el arco e interrumpir satisfactoriamente altas corrientes de cortocircuito. La ventaja principal del fusible de vacío es que es un dispositivo de alta capacidad interruptiva que no expulsa gases durante su operación y se puede instalar en un gabinete muy compacto.

12.8 FACTORES DE SELECCIÓN PARA ELEMENTOS FUSIBLE Y CORTACIRCUITOS

12.8.1 Para selección de cortacircuitos.

Los valores nominales para cortacircuitos de distribución son listados en las tablas 12.2 y 12.3. Los datos requeridos para facilitar la selección de los cortacircuitos de un sistema de distribución son:

- La seguridad.
- La economía.
- La localización
- Uso preferente.
- Voltaje del sistema.
- Tipo de sistema.
- Relación X/R.
- Corriente de falla máxima presentada.
- Corriente de carga.
- Régimen continuo de corriente.
- Capacidad de interrupción.

12.8.1.1 Selección de la corriente nominal.

$I_{\text{nominal continua}} \geq \text{Corriente de carga continua máxima.}$

En la determinación de la corriente de carga del circuito se deben considerar la corriente de sobrecarga del circuito, la corriente de sobrecarga normal incluyéndose los armónicos sostenidos

12.8.1.2 Selección de voltajes nominales (fusibles de expulsión).

El voltaje nominal es determinado por las siguientes características:

1. Voltaje $f - t$ o $f - f$ máximo del sistema.
2. Sistema de puesta a tierra.
3. Circuitos 1f o 3f.

$\text{Voltaje de restauración} < \text{Voltaje máximo nominal del cortacircuito.}$

12.8.1.3 Reglas de selección.

1. En sistemas subterráneos: $V_{\text{régimen máximo}} \geq V_{f - f \text{ máximo del sistema}}$
2. En sistemas 3f efectivamente puestos a tierra:

- a) Para cargas 1f de derivaciones de líneas:

$V_{\text{de régimen máximo fusible}} \geq \text{Voltaje } f - t \text{ del sistema.}$

- b) Para aplicaciones 3f:

Las reglas dictan el uso de voltajes nominales $f - f$.

Sin embargo, las fallas que producen condiciones donde cortacircuitos 1f puedan interrumpir voltajes $f - f$ son raras en estos sistemas. Existe entonces la tendencia a emplear cortacircuitos que tienen voltajes nominales duales como 7.8 / 13.5 kV y 15 / 26 kV.

La tabla 12.7 lista los voltajes nominales recomendados para varios sistemas.

Selección de voltajes nominales (FLC):

$V_{\text{nominal máximo}} \geq V_{\text{máximo } f - f \text{ del sistema para 3 f}}$

$V_{\text{nominal máximo}} \geq V_{\text{máximo } f - t \text{ del sistema para 1 f}}$

Selección de los valores nominales de interrupción:

$I_{\text{interrupción nominal simétrico fusible}} \geq I_{\text{de falla máxima posible calculada sobre el lado de carga del fusible.}}$

TABLA 12.7. Recomendaciones para la correcta aplicación de cortacircuitos en los diferentes voltajes de sistemas de distribución.

Voltaje nominal del sistema	Voltaje nominal de cortacircuitos cuando es usado	
	línea a tierra	en la línea
2.400 Delta	---	5.200
2.400/4.160 Y aterrizado	5.200	5.200
2.400/4.160 Y no aterrizado	---	5.200
4.800 Delta	---	5.200
7.200 Delta	---	7.800
4.800/8.320 Y aterrizado	5.200	5.200
4.800/8.320 Y no aterrizado	5.200	7800/13.500
12.000 Delta	---	15.000
7.200/12.470 Y aterrizado	7.800	7.800/13.500
7.200/12.470 Y no aterrizado	---	7.800/13.500
13.200 Delta	---	15.000
7.620/13.200 Y aterrizado	7.800	7.800/13.500
7.620/13.200 Y no aterrizado	---	7.800/13.500
13.800 Delta	---	15.000
7.960/13.800 Y aterrizado	7.800	7.800/13.500
7.960/13.800 Y no aterrizado	---	7.800/13.500
14.400 Delta	---	15.000
14.400/24.900 Y aterrizado	27.000	15.000/26.000
19.900/34.500 Y aterrizado	27.000	38.000

EJEMPLO 1

Para el circuito subterráneo en Δ de la figura 12.36

Cortacircuitos para A (línea):

5.2 kV - 100 A

I nom interrupción simétrica = 400 A

Tipo encerrado.

Cortacircuitos para B (transformador):

5.2 kV 50 A

I nom interrupción simétrica = 1600 A

Tipo encerrado

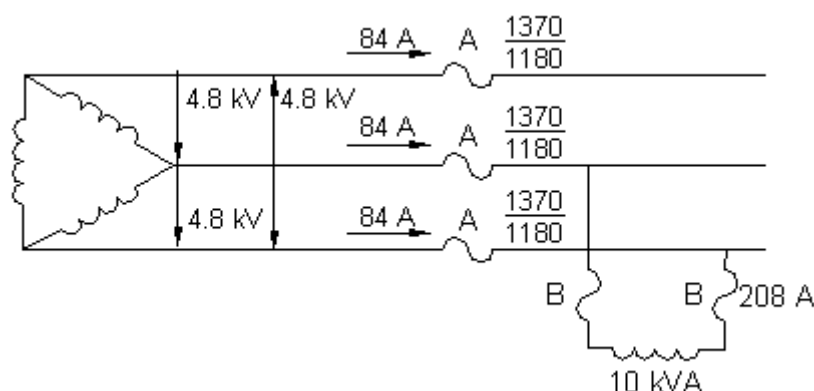


FIGURA 12.36. Circuito subterráneo en Δ .

EJEMPLO 2

Para un circuito como se muestra en la figura 12.37 y aterrizado.

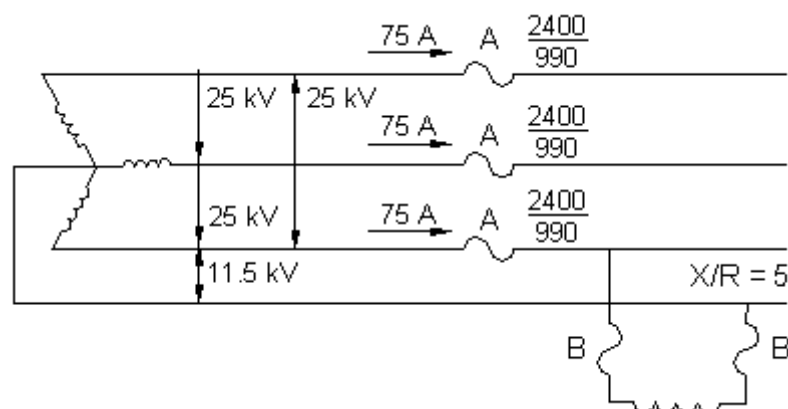


FIGURA 12.37. Circuito en Y aterrizado.

Cortacircuitos para A (línea):

15/26 kV - 100 A (Ver tablas 12.2 Y 12.3)

I nom interrupción simétrica = 2800 A

Cortacircuitos para B (transformador):

15 kV - 100 A (Ver tablas 12.2 y 12.3).

I nom interrupción simétrica = 2800 A (3000 A).

12.8.2 Aplicación de los eslabones fusible.

12.8.2.1 Para fusibles en líneas con propósito de seccionamiento.

Se deben considerar los siguientes aspectos:

1. Corrientes nominales y de sobrecarga del circuito incluyendo armónicos prolongados.
2. Corrientes transitorias del circuito: I de magnetización de transformadores.
I de arranque de motores.
I inrush de capacitores.
I de puesta en marcha en frío.
3. Características de Burn-down de los conductores (quema).
4. Coordinación con otros dispositivos de protección.

12.8.2.2 Para protección de equipos.

Se deben considerar los siguientes factores:

1. Capacidad de sobrecarga de corto tiempo de los equipos.
2. Corrientes transitorias tales como las descritas en 12.8.2.1.
3. Importancia relativa de protección del equipo versus aprovisionamiento del servicio continuado.
4. Coordinación con otras protecciones.

12.8.3 Variables de operación de los fusibles.

12.8.3.1 Precarga.

A causa de corrientes de carga previas, la precarga incrementa la temperatura del fusible causando que el tiempo de fusión sea reducido para todos los valores de la corriente de falla.

12.8.3.2 Temperatura ambiente.

Cuando aumenta por encima de 25°C el tiempo de fusión decrece y cuando la temperatura ambiente disminuye, el tiempo de fusión aumenta.

12.8.3.3 Calor de fusión.

Calor adicional requerido para convertir un sólido a su temperatura de fusión en un líquido a la misma temperatura.

12.8.4 Reglas de aplicación (para coordinación).

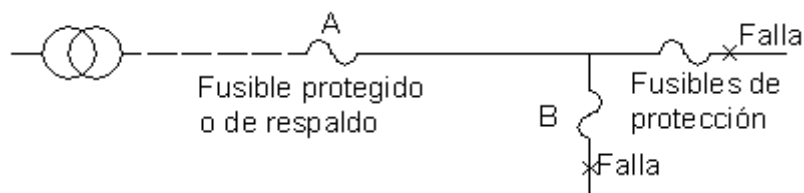


FIGURA 12.38. Localización de los fusibles de protección y protegido.

La figura 12.38 proporciona la definición convencional de dispositivos de protección basados en la localización.

- Una regla esencial para aplicación de fusibles establece que el tiempo de despeje máximo del fusible de protección no excederá el 75% del tiempo de fusión mínimo del fusible protegido, lo que asegura que el fusible de protección despejará la falla antes de que el fusible protegido se dañe. El factor del 75% compensa los efectos de las variables de operación.
- Otra regla sostiene que la corriente de carga en el punto de aplicación no debe exceder la capacidad de corriente continua del fusible.

La capacidad continua de corriente es aproximadamente 150% del valor nominal para fusibles T y K con elementos fusibles de estaño y aproximadamente 100% para fusibles H y N y fusibles K de plata.

La tabla 12.4 lista las corrientes de régimen continuo que los fusibles H, N, T y K transportarán sin sobrecalentarse cuando son instalados en cortacircuitos de tamaño apropiado.

12.9 PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN CON FUSIBLES

La principal función en la protección de transformadores es la desconexión de estos del sistema de distribución, reduciendo daños y disturbios al mínimo.

Los tipos de protección pueden abarcar los siguientes aspectos:

- Protección contra sobrecarga, requerida debido a la elevación de temperatura causada por las sobrecorrientes de gran duración que pueden deteriorar el aislamiento de los devanados.
- Protección contra cortocircuito para prevenir efectos electrodinámicos y térmicos causados por cortocircuitos externos al transformador.
- Protección contra fallas internas, para minimizar el daño dentro del transformador fallado y aislarlo del resto del sistema.

12.9.1 Factores a considerar.

Idealmente los fusibles deben:

Remover el transformador fallado del sistema de distribución.

Prevenir fallas disruptivas en el transformador.
 Proteger el transformador de sobrecargas severas.
 Resistir sobrecargas de corto tiempo no dañinas.
 Resistir corrientes de puesta en marcha de cargas en frío.
 Resistir corrientes Inrush.
 Resistirse a daño por sobretensiones inducidas.
 Coordinarse con el próximo dispositivo de protección, aguas arriba.

12.9.2 Criterios de selección de fusibles.

12.9.2.1 Consideraciones de daño del tanque del transformador.

Al ocurrir fallas dentro del transformador, se producen altas presiones internas por la descomposición del aceite y puede causar rotura del tanque o soplado de la tapa acompañado de incendio.

Los fusibles limitadores de corriente proporcionan mejor protección y es práctica común limitar el uso de fusibles de expulsión a puntos donde la corriente de falla es menor o igual a 3000 A. Las curvas de daño de los equipos y materiales son proporcionadas por los fabricantes; sin embargo para el caso del transformador se puede tomar el criterio establecido en la "Guía de duración de corrientes de transformadores" P784/D4 de la norma ANSI C 57.12.00 para transformadores autoenfriados en aceite de 1 a 500 kVA. Véase Tabla 12.8.

TABLA 12.8. Valores $I - t$ para definir las curvas de daño y la curva de energización (inrush) en transformadores de 1 a 500 kVA.

Evento (Daño o corriente)	Número de veces la corriente nominal	Tiempo en segundos
Daño térmico	2	2.000
	3	300
	4	100
	5	50
	6	35
	7	25
	8	20
	9	15
	10	12.5
	15	5.8
Daño mecánico	20	3.3
	25	2.0
	30	1.5
Corriente inrush	40	0.8
	50	0.5
	25	0.01
Corriente de carga fría	12	0.10
	6	1.00
	3	10.00

Esta curva indica la vida útil del transformador, la cual disminuye al alcanzar dichos valores de corriente y tiempo.

12.9.2.2 Corriente de energización o puesta en servicio (inrush).

Al energizar un transformador se presenta la corriente de excitación o Inrush cuyas magnitudes y duraciones son determinadas por el flujo residual del núcleo del transformador y por el punto de la onda de voltaje que coincida al cerrar el circuito (cuando ocurre la energización). Esto sucede al energizar el transformador y cuando por alguna razón se abate momentáneamente la tensión en el lado de la fuente.

El criterio que generalmente se usa puede apreciarse en la tabla 12.8 y una curva Inrush puede observarse en la figuras 12.41 a 12.44, construida con los datos de la tabla 12.8.

12.9.2.3 Corrientes de puesta en marcha en frío.

El fusible debe resistir las corrientes de reenergización del transformador después de una salida. El valor de estas corrientes y su duración dependen del tipo de sistema y de las cargas conectadas al transformador.

Esta corriente alta es causada por la pérdida de diversidad (que se produce al energizar súbitamente el transformador con cierto tipo de carga y que había experimentado previamente una interrupción larga) y por las corrientes de arranque de motores.

El criterio empleado complementa la curva Inrush y puede apreciarse en la tabla 12.8 con cuyos datos se construyen las curvas de las figuras 12.41 a 12.44 donde se muestran las curvas Inrush, arranque en frío y daño de un transformador monofásico de 50 kVA, 12.47/ 7.2 kV y también incluyen los 2 puntos de la corriente Inrush. La curva del fusible debe estar siempre a la derecha de la curva Inrush y de puesta en marcha en frío y no de cruzarla especialmente en la región por debajo de 0.1 s.

12.9.2.4 Daño térmico del transformador

Las figuras 12.41 a 12.44 muestran la curva de daño térmico de un transformador monofásico de 50 kVA 12.47/ 7.2 kV construida con base en los datos de la tabla 12.8. No es una curva de falla del transformador y fue establecida para una elevación de 55°C a la cual puede operar sin sufrir pérdida de vida útil.

Al seleccionar el fusible se debe verificar que las curvas t-I se encuentren entre la curva de daño del transformador que se va a proteger desplazada a la derecha y las curvas de energización (Inrush) y de carga fría desplazadas a la izquierda.

12.9.3 Filosofía de protección con fusibles.

La función básica del fusible es interrumpir cualquier falla por sobrecorriente que afecte al transformador o al sistema de alimentación del lado primario, teniéndose que coordinar con la protección del lado secundario para complementar la protección del equipo.

Las compañías electrificadoras han establecido la siguiente práctica para asegurar la protección efectiva del transformador de tal manera que el fusible quede bien seleccionado: con la filosofía de baja relación de fusión, los fusibles son seleccionados tan pequeños como sea posible para proveer máxima protección contra sobrecarga.

La relación de fusión está definida como:

$$\text{Relación de fusión} = \frac{\text{Corriente de fusión mínima del fusible}}{\text{Corriente de plena carga del transformador}} = 2 \text{ a } 4 \quad (12.13)$$

y da la corriente a plena carga del transformador que causa operación del fusible, pero relaciones de fusión tan bajas como 1 y tan altas como 15 son usadas algunas veces.

Existen ventajas y desventajas de ambas relaciones de fusión (altas y bajas) que deben ser consideradas para establecer una filosofía de protección con fusibles, la figura 12.39 muestra en forma gráfica el efecto que la relación de fusión tiene sobre la continuidad del servicio, sobre los costos de repotenciación de fusibles, sobre las fallas de los transformadores debido a sobrecarga y sobre la coordinación de otros fusibles del sistema.

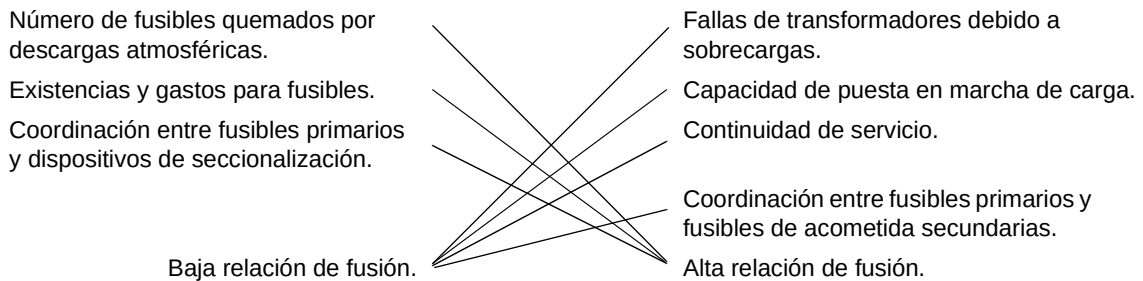


FIGURA 12.39. Efecto de la relación de fusión.

La capacidad del transformador para soportar fallas sin que se dañe es una función de la energía desarrollada durante aquella, la cual es proporcional al cuadrado de la corriente multiplicado por el tiempo y por la impedancia R del arco.

La magnitud de esta energía (Ecuación 12.13) queda determinada por la característica de energía de paso libre que el fusible permite que se genere.

Los fusibles de expulsión que no limitan la energía disponible de falla debido a que pueden interrumpir la corriente de falla hasta su paso por cero, tienen valores altos de la energía de paso libre.

Estos valores se pueden calcular en forma aproximada con la siguiente ecuación:

$$i^2 t = K \times 10^{-3} I^2 \quad (12.14)$$

donde:

I = Valor RMS de la corriente de falla.

K = Factor que es función de la relación X/R del circuito dado por la figura 12.40.

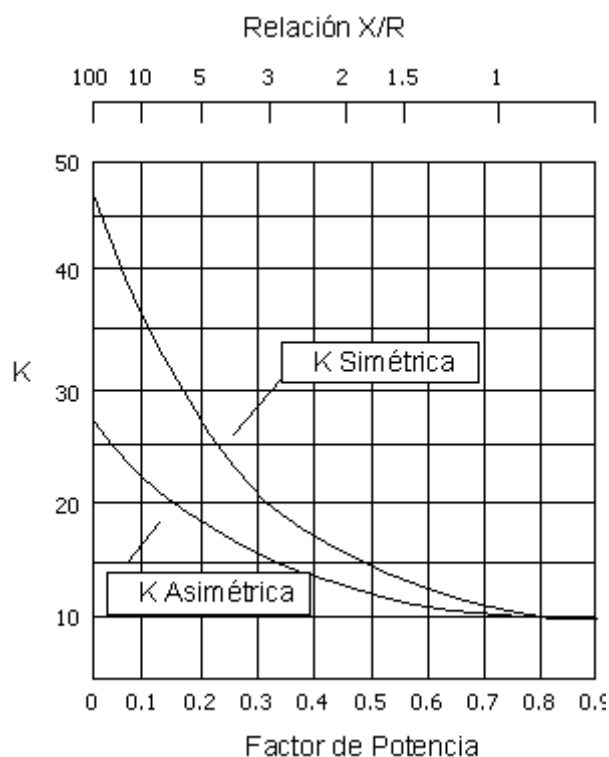


FIGURA 12.40. Factor dependiente de la relación X/R y del factor de potencia.

En contraste, los fusibles limitadores de corriente reducen drásticamente la energía de entrada al limitar el pico de la corriente y forzar la corriente a cero, por la creación de una tensión de arco que es sustancialmente mayor que la tensión de cresta del sistema en estado estable.

En la tabla 12.9 se presenta un resumen de las características I-t de los FLC para proteger transformadores, en la cual no se consideró la inmunidad contra el efecto de las sobre tensiones inducidas por rayos.

TABLA 12.9. Características requeridas de los fusibles.

Tiempo de fusión	Corriente de fusión en pu. de la I nominal del transformador	Protección contra
1 hora	2.2 pu. (2 a 2.5 pu.)	Sobrecarga y fallas secundarias de baja magnitud.
100 segundos	> 3 pu. < 6 pu.	Arranque de motores, sobrecarga de corta duración.
10 segundos	> 6 pu. < 11 pu.	Arranque de motores (50 a 75: In), sobrecarga de corta duración.
1 segundo	> 10 pu. < 35 pu.	Arranque de motores, todo tipo de fallas.
0.1 segundos	> 12 pu.	Corriente de magnetización.
0.01 segundos	> 25 pu.	Corriente de magnetización.
	> 74 A	Impulso de rayo, 2 kA.
	> 370 A	Impulso de rayo, 10 kA.
	> 740 A	Impulso de rayo, 20 kA.
0.001 segundos	> 230 A	Impulso de rayo, 2 kA.
	> 1150 A	Impulso de rayo, 10 kA.
	> 2300 A	Impulso de rayo, 20 kA.
Máxima energía $I^2 t$ de paso libre: (Transformadores de 50 a 75 kVA tipo pedestal)	$1 \times 10^5 (A^2 \cdot S)$ para transformadores clase 35 kV. $3 \times 10^5 (A^2 \cdot S)$ para transformadores clase 25 kV. $5 \times 10^5 (A^2 \cdot S)$ para transformadores clase 15 kV.	

El grado de inmunidad está dado por la relación de rapidez (ecuación 12.7). Un fusible con una relación de rapidez de 6 a 7 asegura un buen grado de protección e inmunidad contra las corrientes de magnetización transitorias.

Un buen grado de inmunidad contra impulsos de rayo se puede asegurar para transformadores de 50 kVA 15 kV, 100 kVA-25 kV y 100 kVA-34.5 kV, lo cual se logra con fusibles que tienen una relación de rapidez igual a 6.

Para capacidades mayores se utilizan fusibles secundarios con las siguientes relaciones de rapidez: de 12 para 15 kV, de 18 para 25 kV y de 23 para 34.5 kV.

En la tabla 12.10 se presentan las capacidades nominales de los fusibles y las relaciones de rapidez que se recomiendan para la protección de transformadores.

TABLA 12.10. Relación de rapidéz para protección de transformadores.

kVA del transformador		Tensión nominal (kV)					
		15 kVA		25 kVA		35 kVA	
1 ϕ	3 ϕ	Fusión (1 hora)	R.R.	Fusión (1 hora)	R.R.	Fusión (1 hora)	R.R.
10	30	3.2 15*	6 $\pm$ 12 6	1.6 15*	6 $\pm$ 18 6	1.1 12*	6 $\pm$ 23 6
25	75	8 15*	6 $\pm$ 8 6	4 15*	6 $\pm$ 15 6	2.7 12*	6 $\pm$ 14 6
50	150	15	6	8 15*	6 $\pm$ 13 6	5.5 12*	6 $\pm$ 10 6
100	300	32	6	15*	6	12	6
167	500	54	6	25	6	20	6
250	750	80	6	40	6	40	6
333	1000	110	6	50	6	40	6
500	1500	150	6	80	6	80	6
R.R = Relación de rapidéz= $\frac{\text{corriente de fusión para 0.1 s}}{\text{corriente de fusión para 300 s}}$ * Se requiere protección secundaria. Valores de I fusión en A.							

12.9.4 Efecto de las descargas atmosféricas.

Durante tormentas con descargas se experimentan numerosas salidas por quema de fusibles en transformadores y con daño en transformadores. Estudios han revelado que la quema de fusibles se debe principalmente a corrientes transitorias Inrush producidas por la saturación del núcleo del transformador por transitorios de voltaje inducidos.

La experiencia ha mostrado que el uso de fusibles lentos tipo T con una relación de fusión mínima de 3 reduce enormemente el número de operaciones del fusible en arcos de alto nivel.

12.9.5 Características del sistema de suministro.

- Tipo de red (aérea o subterránea)
- Tensión nominal
- Nivel básico de aislamiento
- Capacidad de interrupción en el punto de alimentación.

12.9.6 Ejemplos.

- La figura 12.41 muestra las curvas t-I de despeje máximo y de fusión mínima de un fusible 8T sobrepuesta a las curvas de daño Inrush del transformador y bien ajustadas entre estas 2 curvas.

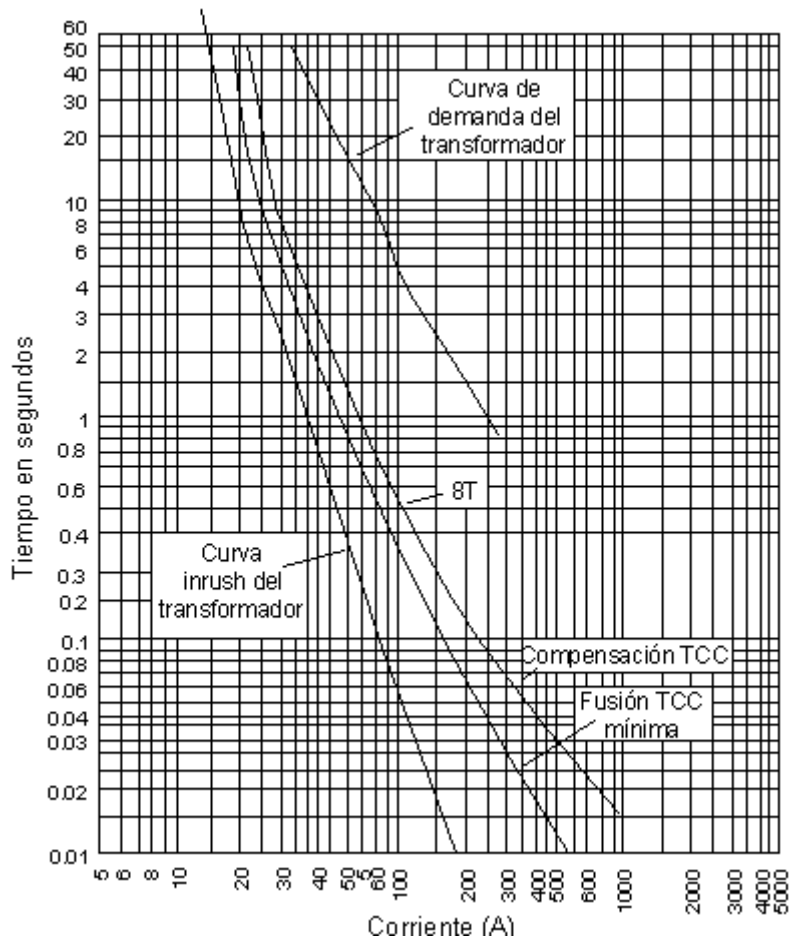


FIGURA 12.41. Protección del transformador de 50 kVA - 1 φ con fusible 8T.

La parte superior de las curvas del fusible y de daño del transformador convergen y son asintóticas a 1800 s (aproximadamente con 20 A).

La relación de fusión es $\frac{20}{6,94} \cong 2,8$

- La figura 12.42 muestra un fusible 10 K con relación de fusión 3.4 (23.6/6.94). La curva t-I de fusión mínima va muy pegada a la curva Inrush ya que el fusible 10 K es más rápido que el fusible 8T.
- La figura 12.43 muestra el FLC 12 LC, relación de fusión $20/6.94 = 2.9$. Para FLC el punto de corriente a 4 h sobre el tiempo de despeje máximo de la curva t-I es usado para determinar la relación de fusión.

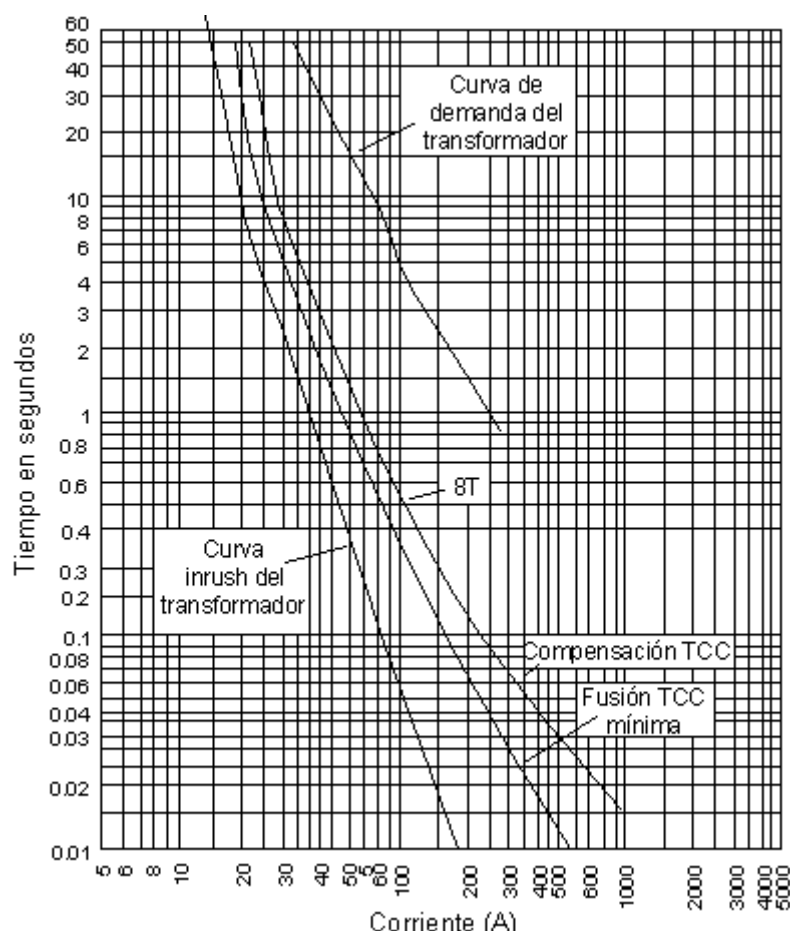


FIGURA 12.42. Protección del transformador de 50 kVA - 1 ϕ con fusible 10 K

- La figura 12.44 muestra un fusible de expulsión 8T y un FLC en serie (Combinación que ha alcanzado amplio uso). El fusible de expulsión sólo opera con sobrecargas y bajas corrientes de falla. Por encima de 500 A el FLC opera y proporciona la limitación de energía para prevenir falla disruptiva del transformador.

12.9.7 Fusibles primarios de transformadores.

Existen dos tipos diferentes de protección para transformadores con fusibles primarios:

- El esquema es protegido removiendo aquellos transformadores que fallan o tienen bajas impedancias a cortocircuitos en el lado secundario.
- El transformador es protegido contra sobrecargas y fallas de alta impedancia en el secundario también contra fallas internas.

La selección del fusible depende del grado de protección de sobrecarga deseado y las prácticas varían ampliamente entre compañías electrificadoras.

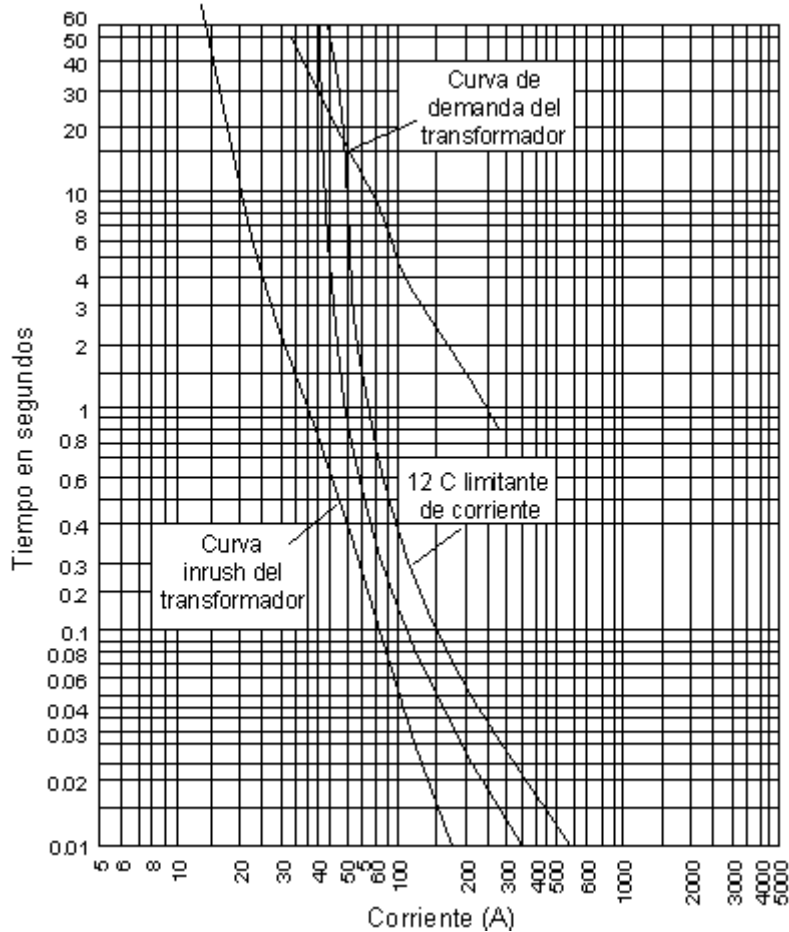


FIGURA 12.43. Protección del transformador de 50 kVA - 1 ϕ con fusible limitador de corriente de 12 A.

Los transformadores autoprotegidos tienen este tipo protección usando un breaker automático secundario para proveer protección de sobrecarga y de falla secundaria mientras un fusible interno en el primario remueve el transformador de la línea en caso de falla. El fusible interno es dimensionado para que se queme sólo cuando se dañe en transformador.

La protección de sobrecarga puede establecerse en base a los siguiente:

- A 300 s la sobrecarga permitida es tres veces los kVA nominales.
- A 10 s la sobrecarga permitida es 13.7 veces los kVA nominales.
- A 4 s la sobrecarga permitida que es 25 veces los kVA nominales.

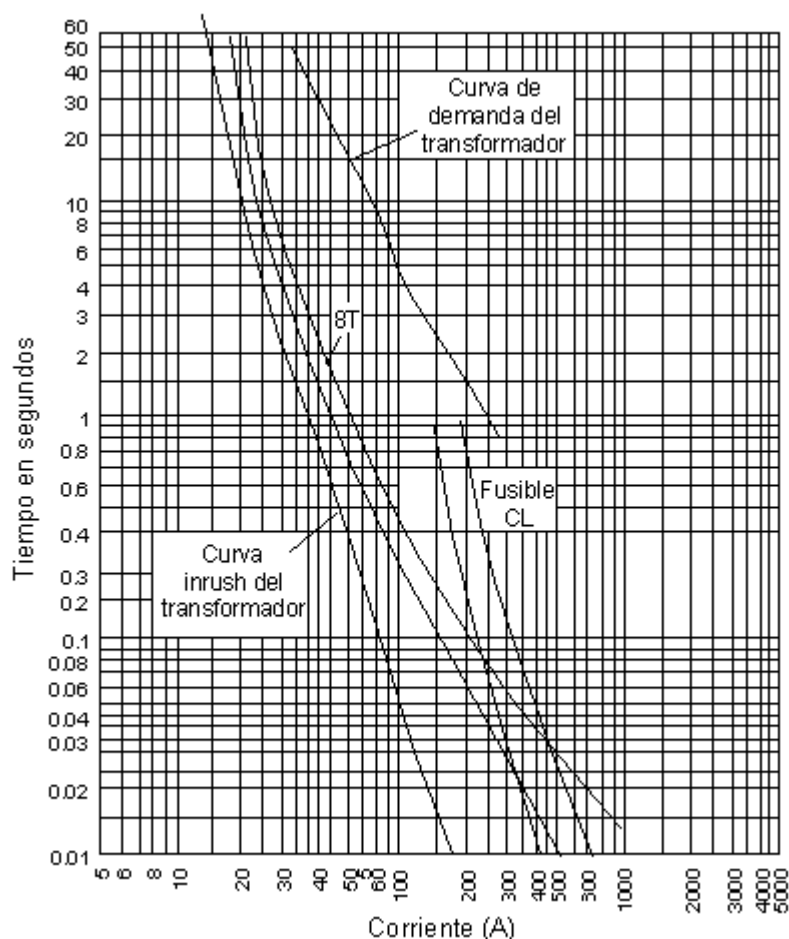


FIGURA 12.44. Protección del transformador de 50 kVA - 1 ϕ con fusible BT en serie con fusible limitador de corriente.

Las relaciones de fusión del transformador guían la selección del tamaño de los fusibles primarios. A causa de que los fusibles primarios no pueden distinguir entre sobrecargas de corto tiempo, fallas secundarias de alta impedancia y condiciones de sobrecarga de larga duración, la selección del fusible debe ser un compromiso. Los fusibles externos son seleccionados para proveer protección de sobrecarga cuando la corriente de carga excede un predeterminado múltiplo de la corriente a plena carga para 300s. Este múltiplo (la relación de fusión) conforme con la política de operación de la compañía puede variar de 1 a 15.

La mayoría de las empresas de energía han establecido un programa de fusibles usando relaciones que reflejan sus prácticas y su filosofía de protección. Un programa típico basado en relaciones de fusión de 2 a 3 se muestran en las tablas 12.11 y 12.12 para fusibles N, T, K y que incluye algunos fusibles H de alta descarga para protección de pequeños transformadores.

Los mismos principios generales son aplicados a FLC para protección de transformadores, pero consideraciones adicionales deben ser dadas a la corriente inrush. Esto pone límite a las relaciones de fusión más pequeñas alcanzables con este tipo de fusible. Las tablas 12.13 y 12.14 dan el programa de protección recomendado en base a FLC para transformadores monofásicos y para transformadores trifásicos tipo seco OISC.

Las tablas 12.15, 12.16 y 12.17 dan la aplicación de FLC de la CHANCE.

12.9.8 Protección con fusibles del secundario de transformadores pequeños.

Los transformadores convencionales pequeños (pequeña potencia) y alta relación de transformación tienen valores muy bajos de corriente a plena carga.

Un transformador de 3KVA-7200V sólo tiene 0.42 A sobre el lado primario. Los fusibles primarios pueden no proteger tales transformadores contra sobrecargas y fallas. Será necesario mejorar la protección con ayuda de fusibles secundarios.

Los fusibles primarios de alta descarga de un pequeño transformador no siempre protegen cargas del 300% como lo indican las tablas 12.11 y 12.12.

La figura 12.45 ilustra el uso de fusibles secundarios para proteger transformadores de distribución pequeños.

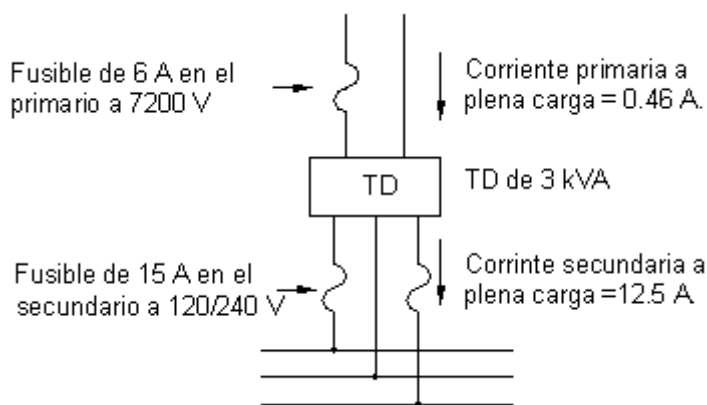


FIGURA 12.45. Protección de transformadores de pequeña capacidad.

Con frecuencia en el secundario van interruptores termomagnéticos en lugar de fusibles, el interruptor termo magnético debe seleccionarse de acuerdo con la capacidad corriente en el lado secundario y criterio de sobrecarga establecido, de tal forma que para lograr la coordinación deben referirse todos valores de corriente al lado primario, vigilando que sean cubiertos todos los puntos de la curva de daño del transformador. (ver figura 12.46).

TABLA 12.11. Programa de aplicación de fusibles N y H para transformadores de distribución (protección entre 200 y 300 % de la carga nominal).

Tamaño del transformador (kVA)	Sistema Primario conectado en Delta						Sistema Primario conectado en Estrella					
	Figura A Conexión F - F 1 Unidad		Figura B Conexión F - F - F 2 Unidades		Figura C Conexión F - F - F 3 Unidades		Figura D Conexión F - N 1 Unidad		Figura E Conexión F - F - N 2 Unidades		Figura F Conexión F - F - F 3 Unidades	
	2400 Δ		2400 / 4160 Y		4800 Δ		4800 / 8320 Y					
	Figura A y B		Figura C		Figura D, E y F		Figura A y B		Figura C		Figura D, E y F	
3	1.25	2H	2.16	3H	1.25	2H	0.625	1H	1.08	1H	0.625	1H
5	2.08	3H	3.61	5H	2.08	3H	1.042	1H	1.085	3H	1.042	1H
10	4.17	8	7.22	15	4.17	8	2.063	3H	3.61	5H	2.083	3H
15	6.25	10	10.8	20	6.25	10	3.125	5H	5.42	8	3.125	5H
25	10.42	20	18.05	30	10.42	20	5.21	8	9.01	20	5.21	8
37.5	15.63	25	27.05	40	15.63	25	7.81	15	13.5	20	7.81	15
50	20.8	30	36.1	60	20.8	30	10.42	20	18.05	30	10.42	20
75	31.25	50	54.2	85	31.25	50	15.63	25	27.05	40	15.83	25
100	41.67	60	72.2	100	41.67	60	20.83	30	36.1	60	20.83	30
167	69.4	100	119.0	150	69.4	100	34.7	50	60.1	100	34.7	50
250	104.2	150	180.5	200	104.2	150	52.1	85	90.1	150	52.1	85
333	138.8	200	238.0		138.8	200	69.4	100	120.1	150	69.4	100
500	208.3		361.0		208.3		104.2	150	180.5	200	104.2	150

Tamaño del transformador (kVA)	7200 Δ		7200 / 12470 Y		7620 / 13200 Y		12000 Δ	
	Figura A y B		Figura C		Figura D, E y F		Figura D, E y F	
3	0.416	1H	0.722	1H	0.416	1H	0.394	1H
5	0.694	1H	1.201	1H	0.694	1H	0.656	1H
10	1.389	2H	2.4	5H	1.389	2H	1.312	2H
15	2.083	3H	3.61	5H	2.083	3H	1.97	3H
25	3.47	5H	5.94	10	3.47	5H	3.28	5H
37.5	5.21	8	9.01	20	5.21	8	4.92	8
50	6.94	10	12.01	20	6.94	10	6.56	10
75	10.42	20	18.05	30	10.42	20	9.84	20
100	13.89	20	24.0	40	13.89	20	13.12	20
167	23.2	40	40.1	60	23.2	40	21.8	30
250	34.73	50	59.4	100	34.73	50	32.8	50
333	46.3	60	80.2	150	46.3	60	43.7	60
500	69.4	100	120.1	150	69.4	100	65.6	100

Tamaño del transformador (kVA)	13200 Δ		14400 Δ		14400 / 24900 Y	
	Figura A y B		Figura C		Figura D, E y F	
3	0.227	1H	0.394	1H	0.208	1H
5	0.379	1H	0.656	1H	0.347	1H
10	0.757	1H	1.312	2H	0.694	1H
15	1.14	1H	1.97	3H	1.04	1H
25	1.89	3H	3.28	5H	1.74	2H
37.5	2.84	5H	4.92	8	2.61	3H
50	3.79	8	6.56	10	3.47	5H
75	5.68	8	9.84	20	5.21	8
100	7.57	15	13.12	20	6.94	10
167	12.62	20	21.8	30	11.6	20
250	18.94	30	32.8	50	17.4	30
333	25.23	40	43.7	60	23.1	40
500	37.88	60	65.6	100	34.7	50

TABLA 12.12. Programa de aplicación de fusibles K, T y H para transformadores de distribución (protección entre 200 y 300 % de la carga nominal).

Tamaño del transformador (kVA)	Sistema Primario conectado en Delta						Sistema Primario conectado en Estrella					
	Figura A Conexión F - F 1 Unidad		Figura B Conexión F - F - F 2 Unidades		Figura C Conexión F - F - F 3 Unidades		Figura D Conexión F - N 1 Unidad		Figura E Conexión F - F - N 2 Unidades		Figura F Conexión F - F - F 3 Unidades	
	2400 Δ		2400 / 4160 Y		4800 Δ		4800 / 8320 Y					
	Figura A y B		Figura C		Figura D, E y F		Figura A y B		Figura C		Figura D, E y F	
3	1.25	2H	2.16	3H	1.25	2H	0.625	1H	1.08	1H	0.625	1H
5	20.8	3H	3.61	5H	2.08	3H	1.042	1H	1.085	3H	1.042	1H
10	4.17	6	7.22	10	4.17	6	2.063	3H	3.61	5H	2.083	3H
15	6.25	8	10.8	12	6.25	8	3.125	5H	5.42	6	3.125	5H
25	10.42	12	18.05	25	10.42	12	5.21	6	9.01	12	5.21	6
37.5	18.03	20	27.05	30	15.63	20	7.81	10	13.5	15	7.81	10
50	20.8	25	36.1	50	20.8	25	10.42	12	18.05	25	10.42	12
75	31.25	40	54.2	65	31.25	40	15.63	20	27.05	30	15.83	20
100	41.67	50	72.2	80	41.67	50	20.83	25	36.1	50	20.83	25
167	69.4	80	119.0	140	69.4	80	34.7	40	60.1	80	34.7	40
250	104.2	140	180.5	200	104.2	140	52.1	65	90.1	100	52.1	65
333	138.8	140	238.0		138.8	140	69.4	80	120.1	140	69.4	80
500	208.3	200	361.0		208.3	200	104.2	140	180.5	200	104.2	140

Tamaño del transformador (kVA)	7200 Δ				7200 / 124700 Y				7620 / 13200 Y				12000 Δ			
	Figura A y B		Figura C		Figura D, E y F		Figura A y B		Figura C		Figura D, E y F		Figura A y B		Figura C	
3	0.416	1H	0.722	1H	0.416	1H	0.394	1H	0.250	1H	0.432	1H	0.416	1H	0.722	1H
5	0.694	1H	1.201	1H	0.694	1H	0.656	1H	0.417	1H	0.722	1H	0.656	1H	1.201	1H
10	1.389	2H	2.4	5H	1.389	2H	1.312	2H	0.833	1H	1.44	2H	1.312	2H	2.4	5H
15	2.083	3H	3.61	5H	2.083	3H	1.97	3H	1.25	1H	2.16	3H	1.97	3H	3.61	5H
25	3.47	5H	5.94	8	3.47	5H	3.28	5H	2.083	3H	3.61	5H	3.28	5H	5.94	8
37.5	5.21	6	9.01	12	5.21	6	4.92	6	3.125	5H	5.42	6	4.92	6	9.01	12
50	6.94	8	12.01	15	6.94	8	6.56	8	4.17	6	7.22	10	6.56	8	12.01	15
75	10.42	12	18.05	25	10.42	12	9.84	12	6.25	8	10.8	12	9.84	12	18.05	25
100	13.89	15	24.0	30	13.89	15	13.12	15	8.33	10	14.44	15	13.12	15	24.0	30
167	23.2	30	40.1	50	23.2	30	21.8	25	13.87	15	23.8	30	21.8	25	40.1	50
250	34.73	40	59.4	80	34.73	40	32.8	40	20.83	25	36.1	50	32.8	40	59.4	80
333	46.3	50	80.2	100	46.3	50	43.7	50	27.75	30	47.5	65	43.7	50	80.2	100
500	69.4	80	120.1	140	69.4	80	65.6	80	41.67	50	72.2	80	65.6	80	120.1	140

Tamaño del transformador (kVA)	13200 Δ				14400 Δ				14400 / 24900 Y				20000 / 34000 Y			
	Figura A y B		Figura C		Figura D, E y F		Figura A y B		Figura C		Figura D, E y F		Figura A y B		Figura C	
3	0.227	1H	0.394	1H	0.208	1H	0.361	1H	0.208	1H			0.361	1H	0.394	1H
5	0.379	1H	0.656	1H	0.347	1H	0.594	1H	0.347	1H			0.594	1H	0.656	1H
10	0.757	1H	1.312	2H	0.694	1H	1.20	2H	0.694	1H	0.50	1H	1.20	2H	1.312	2H
15	1.14	1H	1.92	3H	1.04	1H	1.80	3H	1.04	1H	0.75	1H	1.80	3H	1.92	3H
25	1.89	3H	3.28	5H	1.74	2H	3.01	5H	1.74	2H	1.25	2H	3.01	5H	3.28	5H
37.5	2.84	5H	4.92	6	2.61	3H	4.52	6	2.61	3H	1.875	2H	4.52	6	4.92	6
50	3.79	6	6.56	8	3.47	5H	5.94	8	3.47	5	2.50	3H	5.94	8	6.56	8
75	5.68	6	9.84	12	5.21	6	9.01	12	5.21	6	3.75	5H	9.01	12	9.84	12
100	7.57	8	13.12	15	6.94	8	12.01	15	6.94	8	5.00	6	12.01	15	13.12	15
167	12.62	15	21.8	25	11.6	12	20.1	25	11.6	12	8.35	10	20.1	25	21.8	25
250	18.94	25	32.8	40	17.4	20	30.1	40	17.4	20	12.5	15	30.1	40	32.8	40
333	25.23	30	43.7	50	23.1	30	40.0	50	23.1	30	16.65	20	40.0	50	43.7	50
500	37.88	50	65.6	80	34.7	40	60.0	80	34.7	40	25.00	30	60.0	80	65.6	80

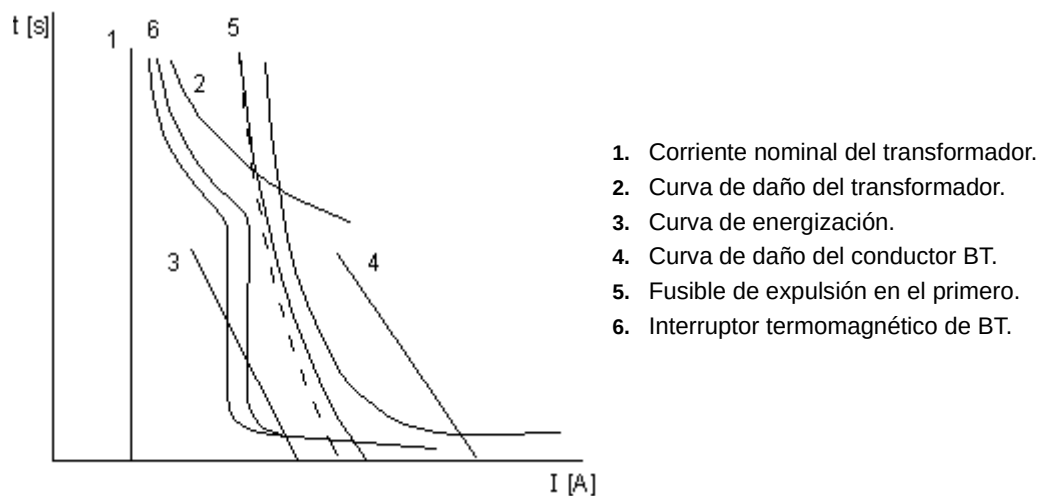


FIGURA 12.46. Coordinación de protección del transformador de distribución.

12.10 PROTECCIÓN DE BANCOS DE CAPACITORES CON FUSIBLES

Así como en los transformadores, la función principal de los fusibles del capacitor es proteger al sistema de distribución de los capacitores fallados y de las fallas que ocurren dentro del banco de capacitores. A diferencia de los transformadores, el fusible del capacitor no puede prevenir la falla. Cuando un capacitor falla, el fusible debe removerlo del sistema antes de que ocurra rotura del tanque. El fusible debe también operar antes de que lo hagan los dispositivos de protección aguas arriba.

12.10.1 Características de los capacitores.

Como los capacitores son considerados dispositivos de corriente constante, ellos están sujetos a sobrecorriente en la operación real de un sistema. Dichas sobrecorrientes son causadas por la sobrecapacitancia, operación a un voltaje más alto que el nominal, y por las corrientes armónicas del sistema.

Las normas permiten operación con un 10% de sobrevoltaje a un 15% de sobrecapacitancia. Estos dos factores incrementan la corriente nominal en un 25%. Las corrientes armónicas dependen de las condiciones del sistema y son difíciles de predecir. Generalmente, se permite de un 5% a un 15% sobre la corriente nominal.

TABLA 12.13. Protección de sobrecarga de transformadores tipo seco y OISC(1) (Aplicación monofásica).

Transformadores (kVA)	Voltaje nominal monofásico en los terminales del transformador (kV)																			
	2.4		4.16		4.8		7.2-7.96		12-12.47		13.2-14.4		19.9		24.9		34.5			
	Voltaje recomendado del fusible (kV)																			
	4.3		4.3		5.5		5.5		8.3		15.5		15.5		23		27		38	
	Corrientes nominales de fusibles recomendados (2)										Columna A = 140-200% Columna B = 200-300%									
	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B
1 1/2		18		18		6		6		1 1/2		1 1/2		1 1/2		6		6		6
3		18		18		6		6		1 1/2		1 1/2		1 1/2		6		6		6
5	(3)	18	(3)	18	(3)	6	(3)	6	(3)	1 1/2	(3)	1 1/2	(3)	1 1/2		6		6		6
7 1/2		18		18		6		6		1 1/2		1 1/2		1 1/2		6		6		6
10		18		18		6		6		3		1 1/2		1 1/2	(3)	6	(3)	6	(3)	6
15		18		18		6		6		3		3		1 1/2		6		6		6
25		18		18		10		8		6		3		3		6		6		6
37 1/2		25		18		18		12		10		6		6		6		6		6
50	25	45	18	25		20		18		12		8		6		6		6		6
75	45	75	25	35	25	30		25		18		10		10		8		6		6
100	50	100	35	50	30	50	25	40		25		12		12		10		8		6
150	100	150	45	100	50	75	40	65	25	40	18	25	18	20		12		10		8
167	100	150	50	100	50	75	50	75	30	50	20	30	18	25	12	18		12		10
200	130	200	65	130	75	100	50	75	30	65	25	40	20	30	12	20	12	15		12
250	150	200	75	150	75	130	65	100	40	80	30	50	25	40	18	25	15	20		12
333	200	(4)	130	200	100	150	100	150	65	100	30	65	30	50	25	40	20	30		15
500			150		150		130		100	160	50	100	50	80	30		30	50	20	30
750			200						130	200	80	130	80	130	40		40	60	30	50
1000									200		100	200	100	160			60	100	40	60
1250									200	(4)	130	200	130	160			80	100	50	80
1500											200		160				80		60	100
1667											200		160			100			60	100
2000											200		164	(4)		100			80	100
2500																			100	
3000																			100	(4)

Notas relativas a las tablas 12.11 y 12.12

1. Temperatura ambiente 40° C.
2. No usar fusible menor que el recomendado para prevenir quema de fusibles o inrush de transformadores.
3. Los fusibles permiten un 300 % de carga en exceso.
4. Los fusibles permiten menos del 140 % de carga.

TABLA 12.14. Protección de sobrecarga de transformadores tipo seco y OISC. (Aplicación trifásica).(1).

Transformadores (kVA)	Voltaje nominal monofásico en los terminales del transformador (kV)																					
	2.4		4.16		4.8		7.2-7.96		8.32		12.47		13.2-14.4		20.8		22.9-24.9		34.5			
	Voltaje recomendado del fusible (kV)																					
	4.3		4.3		5.5		5.5		8.3		8.32		12.47		15.5		23		27		38	
	Corrientes nominales de fusibles recomendados (2)											Columna A = 140-200% Columna B = 200-300%										
	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B
15		18		18	(3)	6		(3)	6		1 1/2		1 1/2	(3)	1 1/2		(3)	1 1/2		6		6
22.5	(3)	18		(3)	18		6		6		3		3		1 1/2		1 1/2		6		6	
30		18			18		8		6		4 1/2		4 1/2		3	(3)	3		(3)	6		6
45		18			18		10		10		6		6		3		3			6		6
75	25	35			18	12	20	12	18		10		10		6		6			6	(3)	6
100	35	50			25	20	25	18	25	12	18		12		10		8			6		6
1125	45	65			25	25	30	18	30	12	18		12		10		10			6		6
150	50	100	25	45	25	40	25	40	18	25		18		12		12			8		8	
200	65	100	45	65	30	50	30	50	20	30	18	25		18	12	18		10		10		8
225	75	130	45	75	40	65	40	65	25	40	20	30		18	12	20		10		10		8
300	100	200	50	100	50	75	50	75	30	50	25	50	20	25	18	25		12		12		10
500	200			100	150	100	150	75	130	50	100	50	80	30	50	30	50	20	25	18	25	
750	200	(4)	130	200	130		130		80	130	65	130	40	80	40	80	25	40		25	40	18
1000				200		150	(4)	150		100	160	100	160	65	100	65	100	30		30	50	25
1500									160	200	130	200	100	160	80	160	40			50	80	30
2000									200		200			130	200	130	160			60	100	40
2500										200	(4)			160	200	160				80		50
3000														200		160				100		60
3500														200		160	(4)			100	(4)	80
3750														200						100	(4)	80
4000														200								
5000																						100

TABLA 12.15. Guía de selección de fusibles limitadores K-Mate SL para transformadores trifásicos.

Transformadores (kVA)		Diseño máximo para 8.3 kV - Combinación de fusible SL				
		V f-t / V f-f nominal del sistema				
1 ϕ	3 ϕ	6.93 kV/12.0 kV	7.2 kV/12.47 kV	7.62 kV/13.2 kV	7.97 kV/13.8 kV	8.32 kV/14.4 kV
5	15	18	18	18	18	18
10	30	18	18	18	18	18
15	45	18	18	18	18	18
25	75	18	18	18	18	18
37.5	112.5	36	36	36	36	36
50	150	36	36	36	36	36
75	225	36	36	36	36	36
100	300	54	54	54	54	54
167	500	54	54	54	54	54
250	750	90	90	90	90	90
333	1000	90	90	90	90	90
500	1500	118	18	118	118	118
667	2000	175	175	175	175	175
833	2500	175	175	175	175	175
1000	3000	230	230	230	230	230
1250	3750	---	---	---	230	230

TABLA 12.16. Guía de selección de fusibles limitadores K-Mate SL para transformadores monofásicos.

Conectados a transformadores 1 ϕ (kVA)	Diseño máximo para 15.5 kV - Combinación de fusible SL				
	V f-t nominal del sistema				
	9.58 kV	12.0 kV	13.2 kV	13.8 kV	14.4 kV
25	18	18	18	18	18
37.5	18	18	18	18	18
50	18	18	18	18	18
75	18	18	18	18	18
100	18	18	18	18	18
167	36	36	36	36	36
250	54	36	36	36	36
333	90	54	54	54	54
500	---	90	90	90	90
667	---	---	90	90	90

TABLA 12.17. Guía de selección de fusibles limitadores K-Mate SL para transformadores monofásicos.

Conectados a transformadores 1 ϕ (kVA)	Diseño máximo para 22 kV - Combinación de fusible SL				
	V f-t nominal del sistema				
	16.6 kV	17.1 kV	19.9 kV	20.9 kV	22 kV
25	18	18	18	18	18
37.5	18	18	18	18	18
50	18	18	18	18	18
75	18	18	18	18	18
100	18	18	18	18	18
167	18	18	18	18	18
250	36	36	36	36	36
333	36	36	36	36	36
500	54	54	54	54	54
667	90	90	90	90	90
833	90	90	90	90	90

Cuando un capacitor es energizado, existe una corriente (inrush) inicial de corta duración, una corriente senoidal de alta frecuencia amortiguada cuyas características dependen del tamaño del capacitor y de la impedancia de la fuente de suministro. El I^2t del fusible de ser más grande que el de la corriente inrush.

La I^2t de la corriente inrush puede ser calculada con buena exactitud usando la siguiente relación:

$$I^2t = 2,65I \cdot I_{SC} \cdot \sqrt{1 + k^2} \quad A^2s \quad (12.15)$$

donde

I_{SC} = corriente de falla trifásica en el punto de ubicación del banco de capacitores kA.

I = corriente de línea del banco de capacitores A.

k = relación X/R de la corriente de falla.

Una unidad de capacitores consiste de un número de grupos serie de paquetes conectados en paralelo. Una falla en el capacitor usualmente comienza con la rotura de un paquete que luego cortocircuita este grupo.

La corriente del capacitor aumenta a medida que el voltaje de los grupos serie permanece. Este voltaje aumentado eventualmente conducirá a una falla del dieléctrico de otro paquete causando otro incremento de corriente y de voltaje a través de los grupos que permanecen buenos. Este proceso continuará hasta que todos los grupos hayan fallado y el capacitor quede totalmente inutilizado.

El proceso puede tomar horas o tiempos más largos durante el cual la corriente escala en pasos discretos. Es deseable que el fusible del capacitor opere antes de que todos los grupos serie hayan fallado, puesto que los grupos que permanecen buenos limitarán la corriente de falla y la posibilidad de rotura del tanque será minimizada. Cuando esto no es posible, en efecto de una corriente de falla alta que fluye a través de un capacitor fallado debe ser considerada.

Se han establecido curvas de rotura del tanque por parte fabricantes de capacitores como la que se muestra en la figura 12.47. Obviamente, la curva del fusible se ubicaría hacia la izquierda de la curva de rotura. Para aplicaciones donde la falla excede los 5000 A, los fusibles de expulsión en muchos casos son inapropiados y son requeridos los fusibles limitadores de corriente.

12.10.2 Reglas fundamentales de protección con fusibles.

Los factores previos discutidos permiten establecer las siguientes reglas para la protección de capacitores con fusibles.

1. El fusible debe llevar continuamente del 120% al 165% de la corriente nominal del capacitor, pero el 135% en el más comúnmente usado.
2. El fusible debe interrumpir las corrientes de falla de 60 Hz que se presentan, inductivas y capacitivas.
3. El fusible debe resistir las corrientes transitorias inrush sin daño.
4. El fusible debe operar antes de que la rotura del tanque ocurra.

12.10.3 Tipos de protección con fusibles.

Se emplean dos métodos que: protección individual y protección por grupos. Con protección individual cada capacitor tiene su propio fusible, mientras que con la protección por grupo un número capacitores en paralelo son protegidos por un fusible. La protección individual es usada en bancos de capacitores grandes instalados en subestaciones.

Fusibles especiales de expulsión y limitadores de corriente, diseñados para facilitar su montaje en el banco son utilizados. La protección por grupos es empleada en bancos de capacitores más pequeños instalados en postes (muy usados en sistemas de distribución). Los fusibles estándar montados sobre rack de capacitores es normalmente usado.

La efectividad de la protección proporcionada por el fusible del grupo disminuye a medida que número de capacitores por fase aumenta, puesto que fusible más grande requerido no operará hasta que todos grupos serie en el capacitor fallado hayan fallado y la corriente de falla total del sistema fluya a través del capacitor fallado.

Los fusibles del grupo seleccionados para transportar el 135% de la corriente nominal del banco de capacitores generalmente resistirán las corrientes inrush. La excepción se hace cuando otro banco es ubicado dentro de una longitud de 100 pies. Luego, cuando un banco es suicheado o cuando el banco adyacente es energizado, la corriente inrush del banco adyacente incrementará bastante la corriente inrush total.

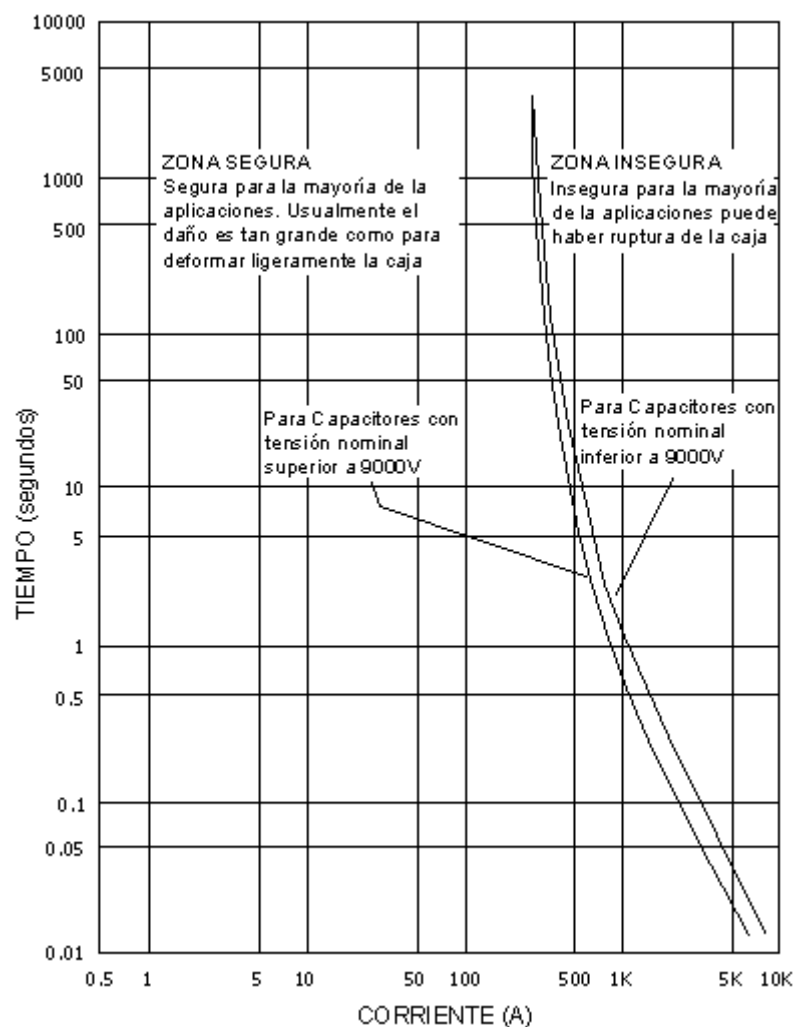


FIGURA 12.47. Características de rotura de capacitores tipo cinta.

Los bancos de capacitores están conectados al sistema de distribución en delta o en estrella. Con la configuración estrella el neutro puede estar aterrizado o flotante. Cuando está aterrizado, la corriente de falla a través del capacitor fallado es la corriente de falla línea-tierra del sistema. Para la conexión delta, la corriente falla línea-tierra del sistema fluirá a través del capacitor fallado. En sitios de alta corriente de falla, los fusibles limitadores de corriente pueden ser requeridos para prevenir daño del tanque.

Si el neutro de un banco conectado en Y no es aterrizado, la corriente de falla es limitada a tres veces la corriente nominal de línea y la exigencia sobre el capacitor fallado y los fusibles del grupo es reducida. El fusible debe ser lo suficientemente pequeño para detectar esta corriente de falla. Mientras que los capacitores fallados estén en el circuito, el desplazamiento del neutro causa un voltaje alrededor de los capacitores en las fases no falladas para incrementar el voltaje a 1.73 veces su voltaje nominal. La operación bajo estas condiciones resultará en una falla del capacitor en corto tiempo. La regla general para seleccionar los fusibles es exigir que el fusible opere dentro de cinco minutos al 95% de la corriente de falla.

12.11 PROTECCIONES DE DERIVACIONES

12.11.1 Protección de derivaciones laterales con fusibles.

Los fusibles usados en derivaciones laterales sirven para dos propósitos: proteger los conductores de daño térmico en la zona comprendida desde el fusible hasta próximo dispositivo de protección aguas abajo (sí es usado) o al del final de la línea. Ellos también proporcionan seccionalización que en la mayoría de las aplicaciones indica la selección del fusible.

Los factores que determinan la corriente nominal del fusible y las características t-I son:

- a) Parámetros del circuito: corriente máxima de carga, voltaje del circuito, corriente de falla disponible, tamaño y tipo del conductor de línea.
- b) Características t-I de daño térmico del conductor.
- c) Dispositivo de protección aguas abajo y aguas arriba.

Si el objetivo es la protección del conductor, sus características t-I de daño deben ser consideradas. Esta información debe ser suministrada por los fabricantes de conductores y por el IPCEA (The Insulated Power Cable Engineers Association). Las curvas dan los tiempos requeridos para que las corrientes de falla calienten los conductores a una temperatura que causará el daño deseado. Las curvas de los fusibles deben ser más rápidas que las curvas de daño de los conductores para corrientes de falla superiores a la máxima disponible.

El fusible de la derivación lateral, ya sea que se seleccionen para protección del conductor o para seccionalización se deben coordinar con los dispositivos de protección aguas abajo y aguas arriba.

12.11.2 Protección de transiciones (derivación subterránea a partir de una red aérea).

Los fusibles que se instalan para proteger las acometidas subterráneas que arrancan de una red aérea se deben seleccionar con base en las corrientes de puesta en servicio del circuito.

Esta corriente está formada por 2 componentes: una es la suma de todas las corrientes de magnetización (inrush currents) y la otra es la corriente de carga fría (cold load pickup). La corriente de magnetización puede ser muy alta para un solo transformador, pero cuando se tienen varios en un circuito se presenta una reducción.

Si la corriente magnetización tiende a un valor muy grande, la consiguiente caída de tensión en el sistema reduce la corriente de magnetización. Por ejemplo, si se energizan simultáneamente 10 transformadores de 50 kVA, conectados en un circuito subterráneo que se alimenta de un circuito aéreo, se tiene una capacidad instalada de 500 kVA, que representan una carga de 10000 kVA (20 veces el valor nominal) en el momento en que se energiza. En esta situación el circuito de distribución encuentra una apreciable caída de tensión durante este período y reduce significativamente la corriente de magnetización.

Otro factor aún más importante que la corriente magnetización que interviene en la selección del fusible para proteger acometidas aéreo-subterráneas es el efecto de la corriente de carga fría. Esta se presenta al reenergizar un circuito, después de una interrupción, con cargas conectadas al circuito, listas para volver a funcionar. Algunas de estas cargas, como motores, pueden tener corrientes de magnetización de 5 a 15 veces su valor nominal durante varios segundos. El fusible de la acometida debe ser capaz de soportar seis veces la corriente normal del circuito durante 1 segundo y tres veces la corriente normal durante 10 segundos.

Para proteger transformadores de distribución en acometidas con fusibles limitadores de corriente se puede aplicar dos técnicas diferentes:

- Un fusible limitador de rango completo por fase.
- Un fusible limitador de rango parcial en serie con uno de expulsión por fase.

Con el arreglo de un fusible limitador de rango completo por fase se puede interrumpir bajas y altas corrientes de cortocircuito. Esta opción presenta la desventaja de que por lo general el fusible de rango completo es más caro que la combinación de un rango parcial y uno de expulsión. Como la mayoría de los casos el fusible de expulsión es el que opera, puede resultar antieconómico disponer de un fusible de rango completo que opere ante todas las corrientes de cortocircuito. Con la segunda opción se tiene la desventaja de que al operar el de expulsión es fácil que el personal de campo no cambie el fusible correcto y se pierda entonces la coordinación adecuada del arreglo.

12.12 INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS (CON RECIERRE)

12.12.1 Definición.

Dispositivo de apertura o cierre mecánico capaz de soportar tanto la corriente operación normal como las altas corrientes durante un tiempo específico, debido a fallas en el sistema. Pueden cerrar o abrir en forma manual o automática por medio de relevadores. Deben tener alta capacidad interrupción de corriente y soportar altas corrientes en forma continua. Su operación automática se hace por medio de relevadores que son los encargados de censar las condiciones de operación de la red; situaciones anormales tales como sobrecargas o corrientes de falla ejercen acciones de mando sobre el interruptor, ordenándole abrir.

Las señales de mando del relevador hacia el interruptor pueden ser enviadas en forma eléctrica, mecánica, hidráulica o neumática.

12.12.2 Apagado del arco.

Se lleva a cabo por medio de: aceite, vacío, SF₆, soplo de aire, soplo de aire-magnético.

12.12.3 Mecanismos de almacenamiento de energía.

Le permite cerrar hasta cinco veces antes de que la energía sea interrumpida totalmente.

Este mecanismo puede ser de los siguientes tipos:

- Neumático (aire comprimido).
- Hidráulico (nitrógeno comprimido).
- Neumático-hidráulico (combinación).
- Mecanismo de resorte.

12.12.4 Valores nominales para interruptores de alimentadores de distribución.

TABLA 12.18. Valores nominales de interruptores.

Tensión nominal del sistema kVrms	Tensión nominal máxima kVrms	Corriente nominal a 60 Hz A, rms	Corriente de SC a tensión nominal kArms	Tiempo nominal de interrupción ciclos	Capacidad de interrupción máxima simétrica kA, rms	Capacidad de recierre 1.6xIcs kA, rms
7.2	8.25	800	20	5	20	32
14.4	15.5	800	12.5	5	12.5	20
14.4	15.5	1.200	20	5	20	32
14.4	15.5	2.000	20	5	20	32
14.4	1.55	1.200	25	5	25	40
14.4	15.5	2.000	25	5	25	40
14.4	15.5	1.200	40	5	40	67
14.4	15.5	3.000	63	8	63	101
34.5	38	1.200	31.5	5	20	32
34.5	38	1.200	31.5	5	31.5	50
34.5	38	2.000	31.5	5	31.5	50
34.5	38	1.200	40	5	40	64
34.5	38	2.000	40	5	40	64

En la tabla 12.18 se resumen los valores nominales de interruptores empleados en sistemas de distribución.

Para interruptores de 1200 A y menores al ciclo de operación establecido CO-15-CO (significa por ejemplo que el interruptor puede cerrar con una falla simétrica de 20 kA, abrir, permanecerá abierto durante 15s, cerrar nuevamente y volver a abrir sin daño).

Si se hace necesario que el interruptor recierre más veces o que los intervalos sean más cortos, será necesario consultar el catálogo del fabricante o bien, emplear la norma ANSI 37.07 que muestra tablas y ecuaciones que permiten calcular la reducción en capacidad para los intervalos nuevos establecidos así:

$$D = d_1(n-2) + d_1\left(\frac{15-t_1}{15}\right) + d_1\left(\frac{15-t_2}{15}\right) + \dots \quad (12.16)$$

$$R = 100 - D \quad (12.17)$$

donde

D = factor de reducción en % .

d_1 = factor de cálculo = 3 para kA de 0 a 18.

d_1 = factor de cálculo = $\frac{1}{6}$ (kA) para kA de 18 a 75.

n = número de operaciones.

t_n = tiempo para el intervalo enésimo.

R = capacidad de recierre en %

Por ejemplo: para un interruptor de 15 kV y 20 kA en el siguiente ciclo de recierres: 0 + 0s + C0 + 5s + C0 , su capacidad deberá ser reducida en el siguiente %.

$$d_1 = \frac{20}{6} = 3,3 \quad D = 3,3(3-2) + 3,3\left(\frac{15-0}{15}\right) + 3,3\left(\frac{15-5}{15}\right)$$

$$n = 3 \quad D = 8,8 \%$$

$$t_1 = 0 \quad R = 100 - 8,8 = 91,2\%$$

$$t_2 = 5$$

Por lo tanto, la capacidad interruptor será: $20 \times 0,912 = 18,24$ kA . Que será la máxima corriente asimétrica de cortocircuito que pueda soportar el equipo. Cuando se trate corrientes de falla asimétrica, también debe ser consideradas.

La figura 12.48 muestra los factores de multiplicación en función de la relación X/R del circuito donde se va a instalar el interruptor, por ejemplo, para un interruptor con un ciclo de apertura de 3 y un ciclo de recierre de sus contactos de 2 y suponiendo una corriente de falla de disponible de 18 kA para X/R = 30, se tendrá $18 \times 1,15 = 20,70$ kA.

El tiempo requerido para que el interruptor abra sus contactos y extinga el arco una vez que este recibe la señal de apertura se ha estandarizado en cinco ciclos, aunque en algunos interruptores modernos en vacío o SF6, esto se logra en 3 ciclos; este tiempo debe sumarse al del relevador para determinar el tiempo total de

apertura de los contactos del interruptor, el cual es importante para la coordinación y para el equipo.

El interruptor debe ser capaz de cerrar corrientes hasta 1.6 veces su capacidad nominal; este valor corresponde a un circuito con una relación $X/R = 20$. En caso de que el circuito tenga valores mayores, deberá seleccionarse interruptores de mayor capacidad interruptiva.

Dado que las normas de diseño y especificación de fusibles, interruptores y restauradores se basan en onda no simétrica completa, es necesario para estos casos utilizar los parámetros de asimetría o factores de multiplicación.

En los últimos años se ha incrementado en forma significativa el empleo de interruptores SF6 y vacío en niveles de tensión de distribución, debido principalmente a su confiabilidad, bajo mantenimiento ya que su costo se ha reducido en los últimos años.

El SF6 es un gas no inflamable con características únicas para usarse en interrupción de energía eléctrica. Su rigidez dieléctrica es varias veces mayor que la del aire a la misma presión, y a una presión de 2 bares es igual a la del aceite (por lo que es un excelente aislante). Es un gas electronegativo (gran afinidad por los electrones libres y capacidad para interrumpir corrientes muy superiores a la del aire y muchos gases). La pérdida de gas debida a la disociación durante la interrupción de corriente es despreciable pues se construyen totalmente sellados con una vida útil de hasta 20 años.

12.12.5 Diferencias entre SF6, aceite y aire.

En la figura 12.49 se observa la diferencia relativa que hay entre el SF6, el aceite y el aire. El principio de extinción del arco en vacío ha sido muy usado en equipos de potencia, se efectúa en un ambiente inerte y necesita poco mantenimiento. No se producen productos de descomposición. El interruptor de vacío resulta útil para protección de redes aéreas por la cantidad de fallas transitorias que se presentan, pues al tener una rápida recuperación dieléctrica se permiten ciclos de recierre como 0-3s-CO-15s-CO-15s-CO-15s-CO.

12.12.6 Características generales de los relevadores.

Los relevadores censan o detectan las condiciones de operación de la red y ordenan el cierre o apertura de los interruptores. En sistemas de distribución existen dos tipos: De sobrecorriente (electromecánicos y de estado sólido) y de recierre. Reciben señal de los transformadores de corriente.

En un relevador tipo disco de inducción (figura 12.50) el disco está montado sobre un eje de rotación cuyo movimiento se ve restringido por un resorte. El contacto móvil está sujeto al eje. El par mecánico de operación es producido por un electro imán. Un imán de amortiguamiento provoca arrastre sobre el disco una vez que éste comienza a moverse. Esta característica proporciona la respuesta t-I deseada. La escala de tiempo señala la posición inicial de los contactos móviles cuando el relevador esta desenergizado. Su ajuste controla el tiempo necesario en el relevador para cerrar los contactos.

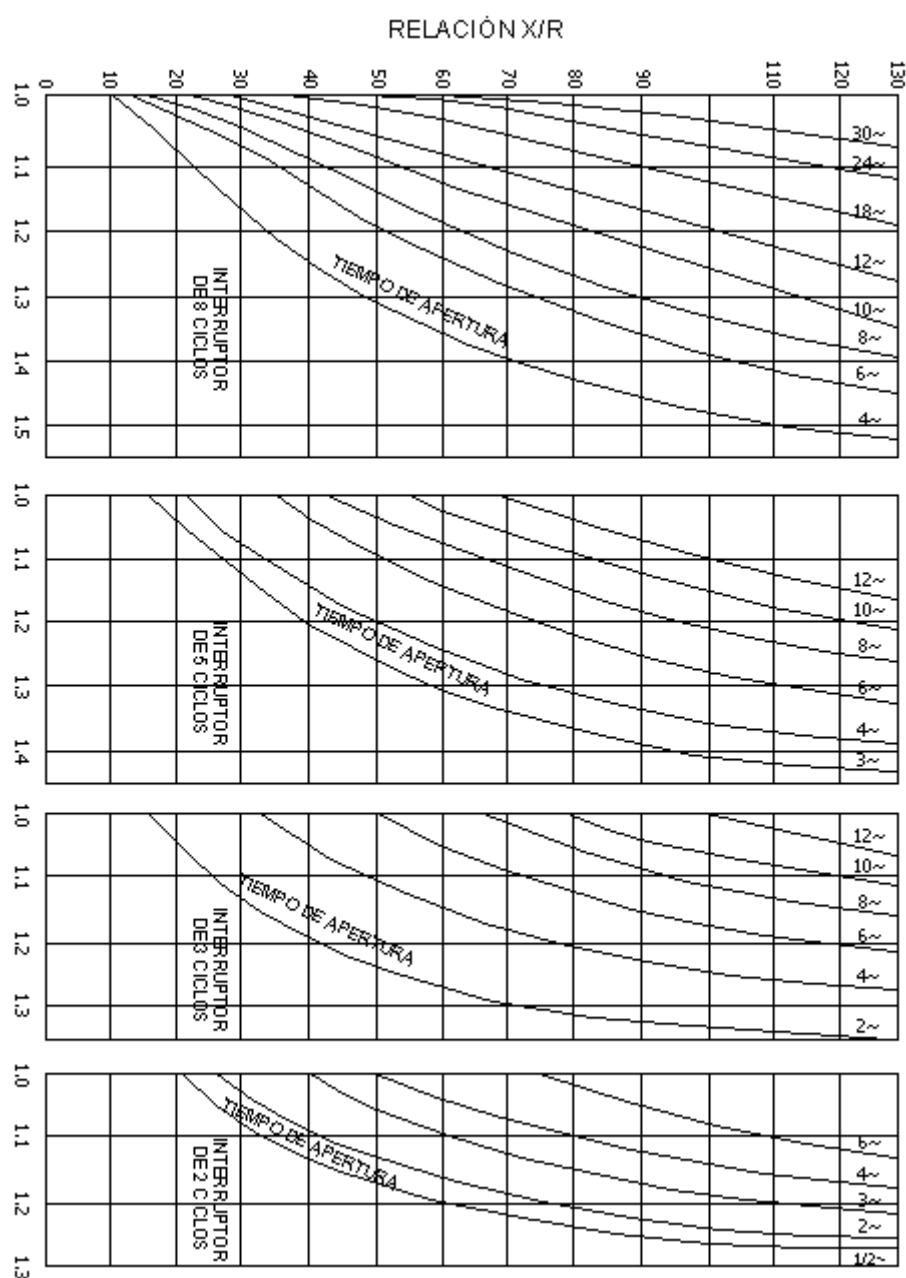


FIGURA 12.48. Factores de multiplicación E / X (A).

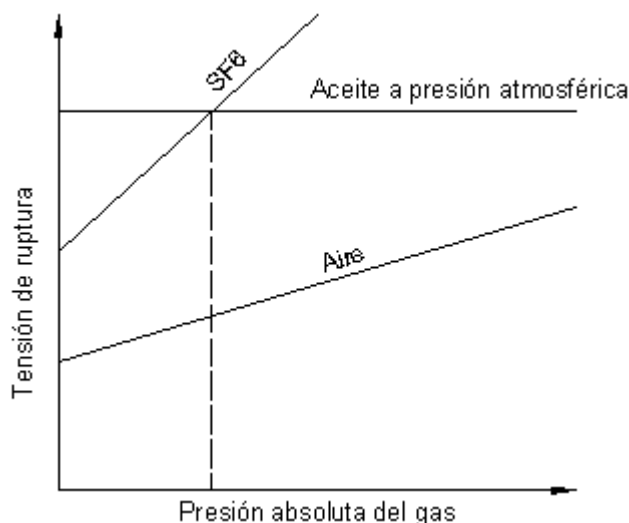


FIGURA 12.49. Diagrama de las tensiones de ruptura del dieléctrico del aire, aceite y SF6.

Todo relevador de sobrecorriente tipo inducción posee una característica t-I de tiempo inverso (o sea que opera lentamente ante valores bajos de sobrecorriente y conforme la sobrecorriente aumenta el tiempo de operación disminuye). Existe un límite de velocidad a la cual el disco puede desplazarse de manera que si la corriente continúa incrementándose, la curva de tiempo del relevador tenderá a alcanzar un valor constante. Mediante algunas modificaciones al diseño electromagnético se logra obtener diversas curvas t-I en los relevadores.

Un relevador auxiliar autocontenido es incorporado dentro de la caja del relevador de tiempo para compartir la corriente que debe manejar el contacto móvil, además de accionar una bandera indicadora. Así mismo, al relevador de tiempo se le incorpora un relevador de disparo instantáneo, ajustado para valores más elevados respecto a los que reconoce la unidad que opera con retardo de tiempo. Dicha unidad está diseñada para responder ante altas corrientes de cortocircuito mientras que la unidad con retardo de tiempo responde perfectamente a sobrecorrientes por sobrecarga y ante bajas corrientes de cortocircuito.

Es importante destacar tres tiempos en la operación de los relevadores, ellos son:

- Para la unidad con retardo de tiempo: el tiempo de disparo.
- Para la unidad instantánea: un tiempo de disparo menor al anterior debido a muy altas corrientes de cortocircuito.
- Para la unidad con retardo de tiempo: El tiempo de restablecimiento (o sea el tiempo que transcurre hasta que el contacto móvil regresa a su posición normal u original).

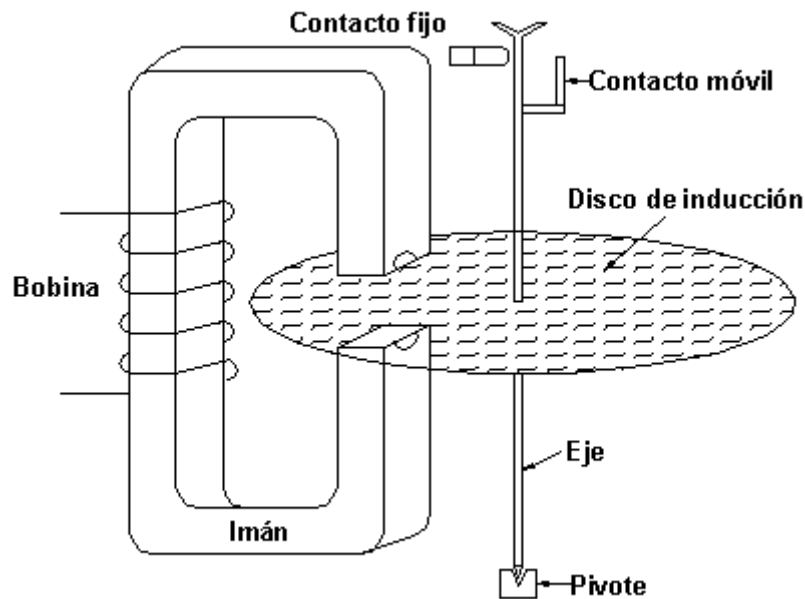


FIGURA 12.50. Relevador de sobre corriente tipo inducción.

Los códigos de identificación NEMA de los relevadores son los siguientes:

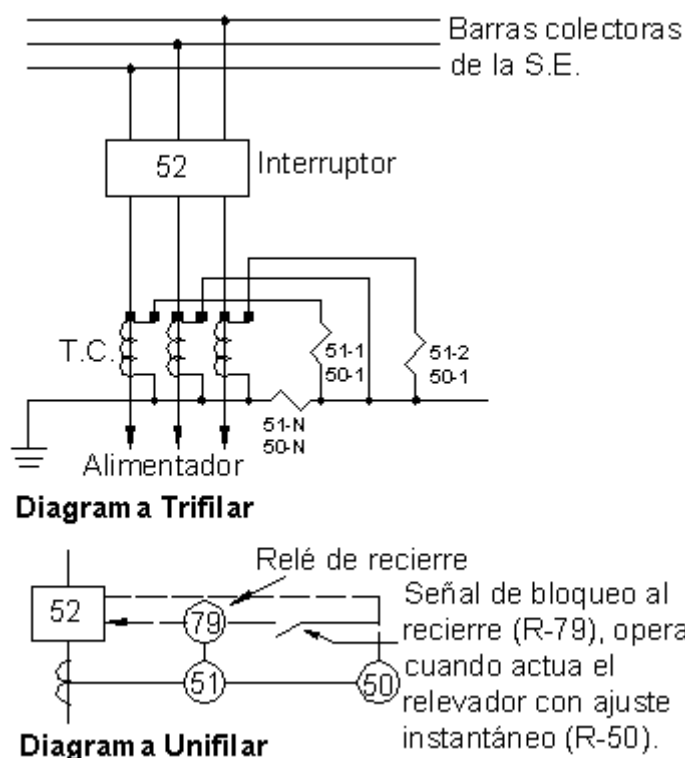
50-1 y 50-2: Relevadores de sobrecorriente entre fases, cuya respuesta es instantánea ante magnitudes de corriente elevadas.

51-1: relevadores de sobrecorriente entre fases (ajuste de tiempo), para censar sobre corrientes (cuyo valor se atenúa por la impedancia de la línea) hacia el punto más alejado de la SE, o bien para detectar sobrecargas.

50-N: relevador de sobrecorriente a tierra (instantánea)

51-N: Relevador de sobrecorriente a tierra (unidad de tiempo) para detectar cortocircuito a tierra, desbalanceo de carga, discontinuidad de una o dos fases, proporcionar respaldo a los relevadores por falla entre fases por la ubicación residual que guarda respecto a ellos; detección de fallas a tierra a través de una impedancia.

En la figura 12.51 se ilustra el esquema típico de protección de un alimentador de distribución en donde se observa la ubicación del relevador de recierre (79- NEMA); este debe quedar bloqueado siempre que los relevadores con ajuste instantáneo actúen. Este relevador hace posible efectuar hasta tres operaciones antes de ordenar la apertura definitiva de la línea con el objeto de mantener la continuidad del servicio, eliminando de esta manera las fallas transitorias.



Los ajustes se pueden resumir como sigue:

Recierre	Intervalo de tiempo
1	0 seg. (instantáneo)
2	15 seg.
3	30 seg.

FIGURA 12.51. Esquema típico de protección de un alimentador de distribución.

En la figura 12.52 se muestra una familia de curvas. La curva seleccionada puede moverse horizontalmente por medio del TC y sus taps y verticalmente por medio del ajuste de tiempo.

En la figura 12.53 aparecen las diferentes curvas en el plano t-I para todas las características o ajustes posibles. En general, para fines de protección de sistemas de distribución, se usa la característica muy inversa y extremadamente inversa dado que la magnitud de la corriente de falla está en función de su localización a lo largo del alimentador.

Estos ajustes en los relevadores ofrecen una buena coordinación en restauradores y fusibles.

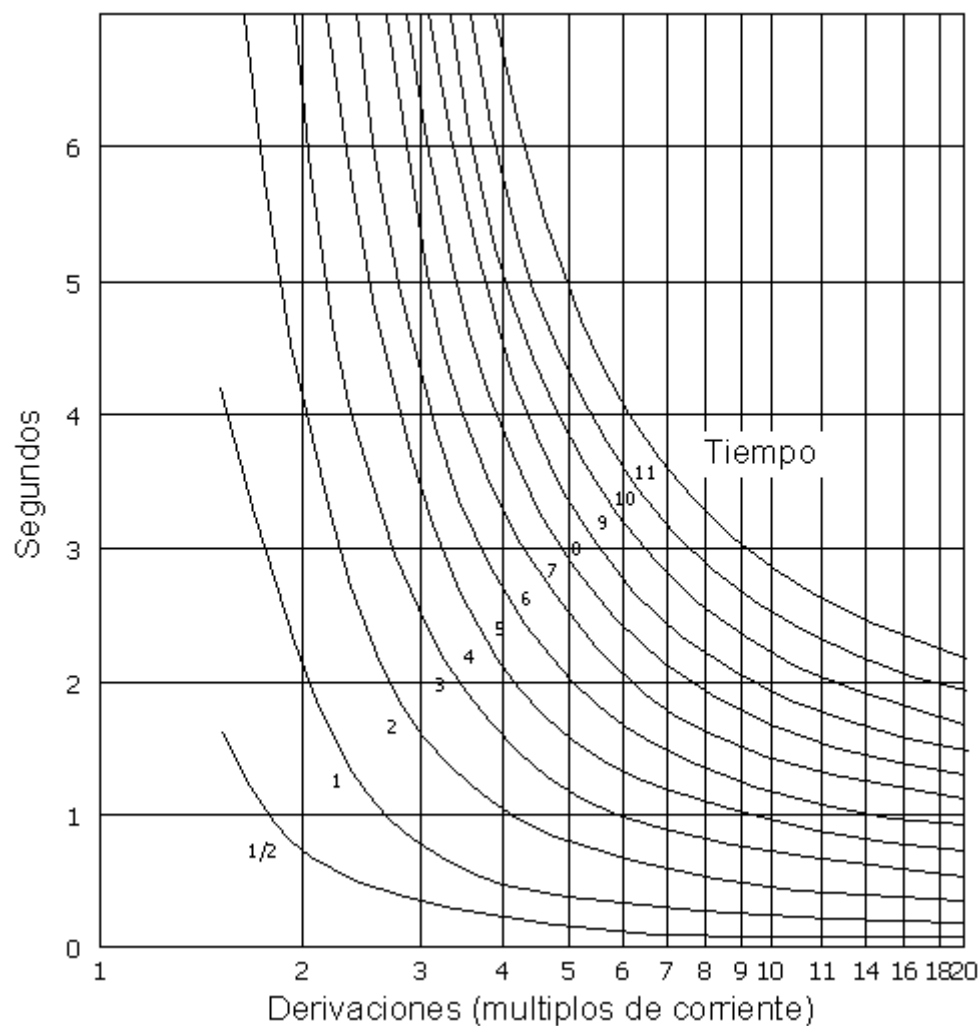


FIGURA 12.52. Familia de curvas del relé de sobrecorriente.

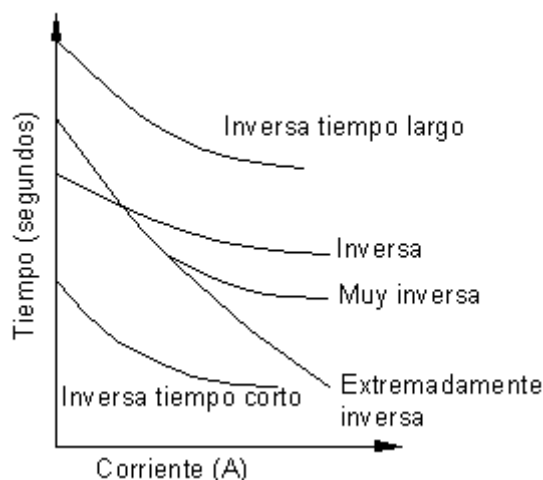


FIGURA 12.53. Características de operación de los relevadores.

La relación de los TC debe ser tal que la corriente nominal de operación (incluyendo la de emergencia) no exceda su capacidad nominal, por ejemplo, si la corriente pico de carga en un alimentador es de 400 A, la relación del TC debe ser mayor o igual a 400:5 hasta un 50% o sea 600:5.

La selección del tap determina la corriente mínima de operación del relevador en amperios del secundario:

Los rangos típicos y sus derivaciones asociadas son:	Rango	Derivaciones
	0.5 - 2.5	0.5 - 0.6 - 0.8 - 1.2 - 1.5 - 2.0 - 2.5
	1.5 - 6.0	1.5 - 2 - 2.5 - 3 - 3.5 - 4.5 - 6
	7 - 16	4 - 5 - 6 - 7 - 8 - 10 - 12 - 16

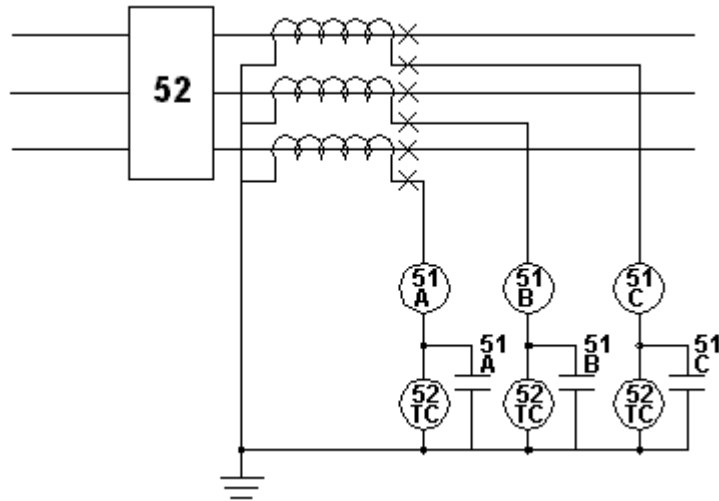
Los circuitos de los relevadores se dividen en 2 categorías:

Circuito sensor de las condiciones del alimentador (Ver figura 12.54).

Circuito para control del interruptor (Ver figura 12.55).

El circuito de la figura 12.54 está formado esencialmente por transformadores de corriente tipo bushing, relevadores de sobrecorriente de fase instantánea (50) y de tiempo (51) y relevadores de sobre corriente de tierra instantáneos y de tiempo 50/51 N.

El circuito de control del interruptor de la figura 12.55 es una combinación de un circuito de CA y uno de CD y consisten en bobinas de cierre (52 cc), de apertura (52TC), de relevadores (52a, aa, b y bb) para control de contactos auxiliares del interruptor y un esquema con bobinas 52X y 52Y que prevengan una operación de bombeo, que consiste en que el interruptor vuelva a cerrar contra falla si se ha ordenado abrir y el interruptor de control de cierre está aún en posición cerrada.



12.12.7 Calibración del relé de sobrecorriente.

En resumen, el procedimiento de ajuste es el siguiente:

1. Al seleccionar la relación del TC, la derivación se ajusta de tal manera que opere para un valor entre 2.0 y 2.5 veces la corriente máxima de carga. Por ejemplo, si se desea que un relevador opere para 550 A usando un TC de 400:5, la derivación será:

$$\text{Derivación} = \frac{\frac{550}{400}}{5} = 6,88$$

Debiendo escoger la derivación 7 que dará una salida mínima de:

$$MT = 7 \times \frac{400}{5} = 560 \text{ A}$$

Otro de los ajustes que se requieren es el de tiempo, el cual selecciona la posición vertical de la curva.

Los ajustes varían de 1/2 a 11.

La selección de la derivación para el elemento instantáneo es:

$$I_{Tmin} = CT_r \times \text{Derivación}$$

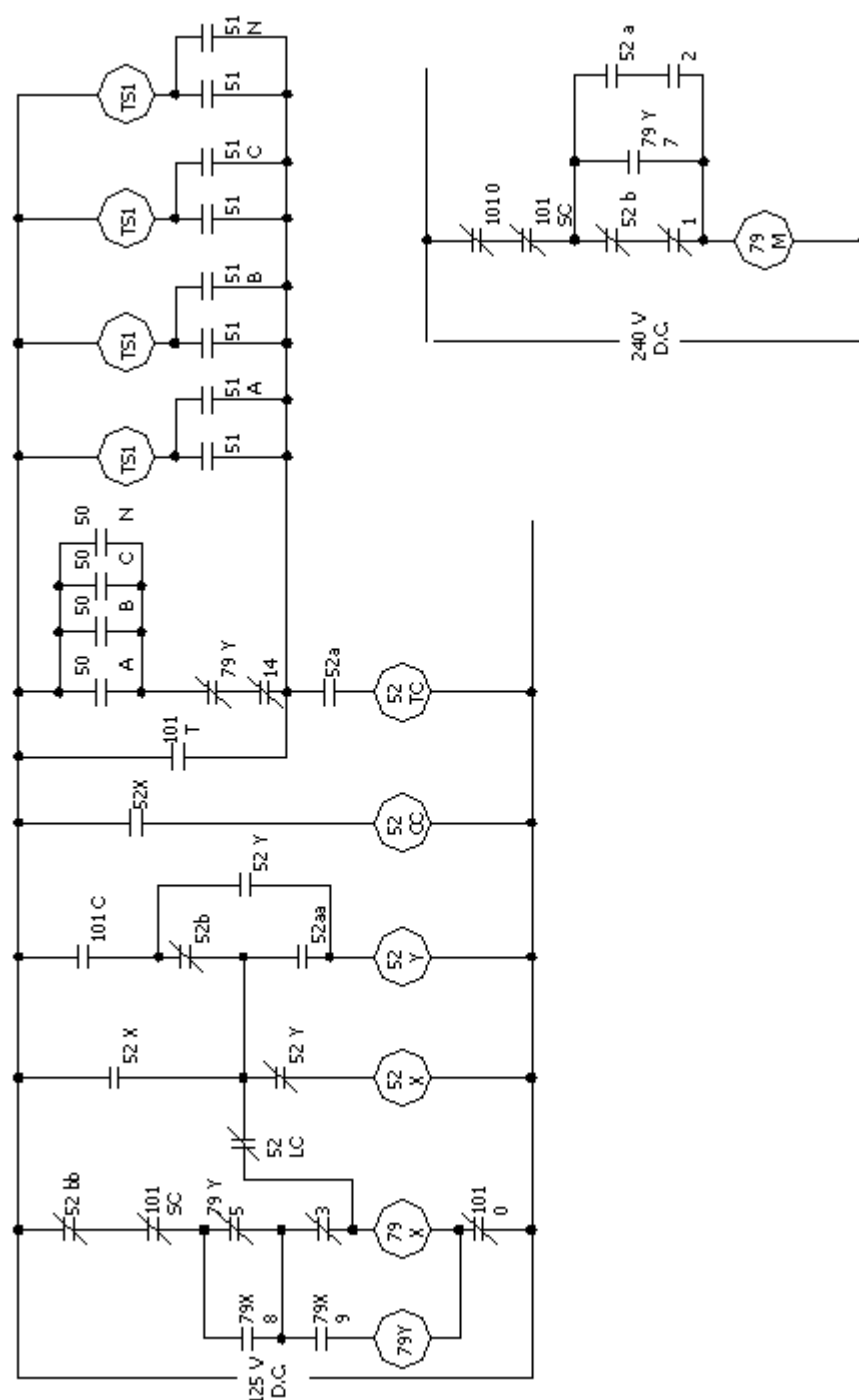


FIGURA 12.55. Circuito para el control del interruptor.

Por ejemplo para encontrar la derivación adecuada para una apertura instantánea de 2000 A con un TC de 800:5

$$\text{Derivación} = \frac{\frac{2000}{\frac{800}{5}}}{5} = 12,5$$

Los relevadores de recierre son de dos tipos: de motor síncrono y electrónico.

El recierre puede efectuarse hasta tres veces antes de que el interruptor abra definitivamente. El tiempo se cuenta a partir de la primera apertura. La figura 12.56 muestra una serie de recierres establecidos a 2,15 y 45 s.

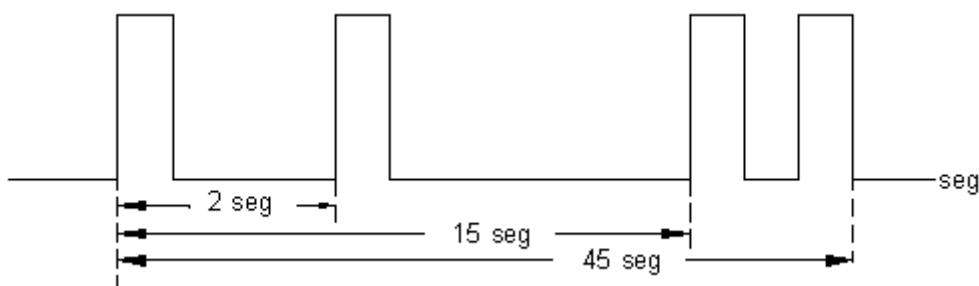


FIGURA 12.56. Recierres de un interruptor.

2. Calcular la magnitud que las fallas trifásicas y de fase a tierra a la salida del alimentador para fijar el ajuste en la unidad instantánea.
3. Calcular la magnitud de las fallas trifásicas y de fase a tierra del alimentador para fijar el ajuste de la unidad de tiempo.

Esta última cantidad es importante para determinar la sensibilidad del ajuste en la protección ante fallas hacia el punto más alejado, particularmente cuando se prevé la posibilidad de que la falla de fase a tierra ocurra a través de una impedancia; es decir, que se trate de una falla de alta impedancias (40 ohmios)

4. Corriente de sobrecarga máxima permisible.
5. Las curvas de ajuste del relevador en el plano t-I deben ubicarse a la izquierda de las curvas de daño según el conductor del que se trate (ACSR, Cu, ALD).
6. Relación de transformación, clase de precisión y magnitud de las corrientes que pueden soportar los TC.

12.13 RESTAURADORES (AUTOMATIC CIRCUIT RECLOSERS)

12.13.1 Definición.

El restaurador es un aparato que al detectar una condición de sobrecorriente interrumpe el flujo, y una vez que ha transcurrido un tiempo determinado cierra sus contactos nuevamente, energizando el circuito protegido. Si la condición de falla sigue presente, el restaurador repite la secuencia de cierre-apertura un número de veces más (4 como máximo). Después de la cuarta operación de apertura, queda en posición Lockout (abierto definitivamente).

El proceso de apertura y cierre se explica más adelante (incluye dos operaciones rápidas y dos operaciones retardadas que permiten coordinar el recloser con otros dispositivos de protección) ver figura 12.57.

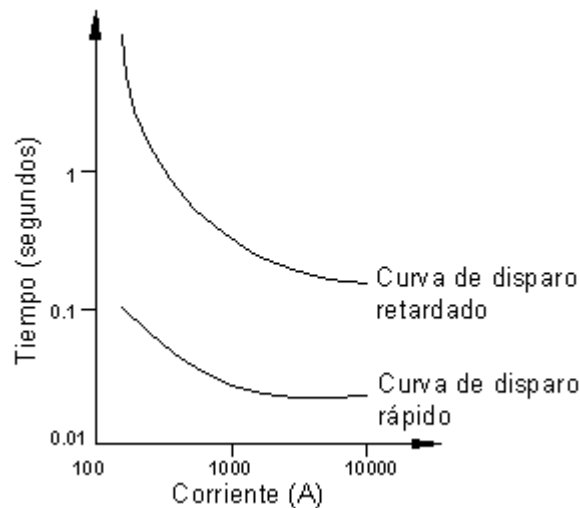


FIGURA 12.57. Curvas características t-I de un restaurador.

Si el restaurador se calibra para abrir después de su cuarta operación de apertura, pero la falla es transitoria y se elimina después de su primera, segunda o tercera operación, el restaurador se restablece a la posición original y queda listo para llevar a cabo otro ciclo de operaciones, pero si el restaurador es sometido a una falla de carácter permanente y pasa por un ciclo completo de recierres y aperturas hasta quedar abierto, entonces se debe cerrar manualmente (una vez realizada la reparación de la falla) para volver a energizar la sección de la línea que protege.

Los restauradores modernos tienen apertura y cierre tripolar de control electrónico y con interrupción en aceite, SF6 y vacío.

En el diseño de esquemas de protección con restauradores se deben considerar las características de las redes e instalaciones de los clientes como:

1. Prevenir que fallas transitorias se conviertan en permanentes.
2. El suministro se debe reanudar tan pronto como sea posible para disminuir los inconvenientes a los usuarios.
3. El tiempo de apertura debe ser tal que permita al dieléctrico recobrar sus propiedades aislantes, evitando que el arco se reinicie en el punto de falla.
4. El tiempo que la línea esté desenergizada debe ser tal que los motores de inducción sigan girando durante el período de interrupción.
5. Se debe proporcionar un elemento de detección de fallas a tierra en el restaurador.
6. La duración de la interrupción debe ser lo suficientemente grande para asegurar que los controles de los motores síncronos los desconecten antes de que se restablezca el servicio.

12.13.2 Tipos de restauradores.

1. **Restaurador de bobina serie:** detecta la sobrecorriente por medio de una bobina solenoide serie. La energía de disparo se obtiene la bobina serie y esta a su vez del circuito primario. La fuerza para cerrar los contactos se obtiene de resortes que se cargan después de una operación de disparo.
2. **Restauradores de bobina paralela:** detectan la sobre corriente por medio de TC montados internamente, o por medio de relevadores.

La energía para el disparo no se obtiene directamente del circuito primario sino de una batería que se puede cargar del circuito primario por medio de TC o de TP. La fuerza para abrir los contactos se obtiene de resortes cargados durante la operación de recierre. La fuerza para cerrar los contactos se obtiene de resortes cargados por un motor, de una alimentación del primario o de una bobina solenoide.

12.13.3 Lugares más lógicos de instalación.

- En la SE que alimenta los circuitos primarios.
- Sobre la troncal para seccionarla e impedir que salga de servicio todo un alimentador cuando se presenta una falla en extremo del mismo.
- En puntos donde se tienen las derivaciones importantes.

12.13.4 Factores de aplicación de restauradores.

1. Tensión del sistema.
2. Máxima corriente de falla en el punto donde se instale en restaurador.
3. Máxima corriente de falla en la zona que protege el restaurador.
4. Coordinación con otros dispositivos de protección.
5. Sensibilidad de fallas a tierra.

12.13.5 Diferentes secuencias de operación de restauradores.

1. 2 operaciones instantáneas (disparo y recierre) continuadas por dos operaciones diferidas de disparo antes de la apertura definitiva (posición lockout).
2. 1 operación instantánea más tres operaciones diferidas.
3. 3 operaciones instantáneas más una operación diferida.
4. 4 operaciones instantáneas.
5. 4 operaciones diferidas.

Las características instantáneas y diferidas de un recloser son una función de sus valores nominales desde 5 A a 1120 A para los de bobina serie y desde 100 a 2240 A para los restauradores con bobina paralela.

El valor de puesta en marcha mínimo para todos los valores nominales se ajusta usualmente para disparar instantáneamente a dos veces la corriente nominal.

Lo restauradores deben ser capaces de interrumpir corrientes de falla asimétricas relacionadas con sus asimétricas nominales.

12.13.6 Valores nominales de corriente asimétrica.

Los valores nominales de corriente asimétrica pueden determinarse multiplicando la corriente nominal simétrica por un factor que es función de la relación X/R del circuito. Son las siguientes:

X/R	Factor de asimetría
2	1.06
4	1.20
8	1.39
10	1.44
12	1.48
14	1.51
25	1.60

El factor de simetría está dado por:

$$\text{Factor de asimetría} = \frac{\text{corriente de falla asimétrica rms}}{\text{corriente de falla simétrica rms}} \quad (12.18)$$

a 0.5 s después de iniciada la falla para las diferentes relaciones X/R de circuito

En un sentido, un recloser cumple la misma tarea, así como la combinación de un interruptor, relevador de sobre corriente y relevador de recierre.

Fundamentalmente, un recloser contiene: una cabina de interrupción y los contactos principales relacionados en la operación en aceite, un mecanismo de control para disparo y recierre, un integrador operador y un mecanismo lockout (bloqueo).

12.13.7 Clases de reclosers: monofásicos y trifásicos.

Los monofásicos son más confiables que los trifásicos. Si el circuito primario trifásico está conectado en Y se pueden usar los dos. Si el circuito primario trifásico está conectado en delta, el uso de 2 recloser monofásicos es adecuado para proteger el circuito contra fallas monofásicas y trifásicas.

Los monofásicos se usan para proteger líneas monofásicas (ramas o derivaciones de un sistema trifásico) y también para aislar cargas monofásicas.

Los trifásicos se usan donde la desconexión de las tres fases es requerida para cualquier falla permanente. También se usa para prevenir fallas monofásicas de grandes motores.

12.13.8 Tipos de control: hidráulico o electrónico.

El sistema de control censa las sobrecorrientes, selecciona tiempo de operación, tiempo de disparo y funciones de recierre.

1. **Control hidráulico integrado:** es usado en todos los reclosers monofásicos y en capacidades nominales pequeñas de reclosers trifásicos, se construye como una parte integral del recloser. Con este tipo de control, una sobre corriente es causada por una bobina de disparo que es conectada en serie con la línea.

Cuando la sobrecorriente fluye a través de la bobina, un émbolo es atraído en la bobina para abrir los contactos del recloser. La corriente mínima de disparo para este tipo de recloser es dos veces la nominal del recloser.

2. **Control electrónico:** es más flexible, más fácilmente ajustado y más seguro. Permite cambios de tiempo, niveles de corrientes de disparo y las secuencias de operación del recloser sin desenergizar o UNTANKING el recloser. La corriente de línea es censada por TC especiales en el recloser. El nivel mínimo de disparo es independiente del valor nominal del recloser.

12.13.9 Tipos de aislamiento.

Los reclosers usan aceite para la interrupción de corriente y el mismo aceite para el aislamiento básico.

El vacío también proporciona la ventaja de una frecuencia de mantenimiento más baja.

El SF6 se ha introducido últimamente y se está generalizado su uso.

12.13.10 Características nominales de los reclosers.

En la tabla 12.19 se resumen dichas características. El restaurador debe tener una tensión nominal igual o mayor que la tensión del sistema. La capacidad de interrupción del restaurador debe ser igual o mayor que la máxima corriente de cortocircuito en el punto donde se instala el restaurador. La capacidad nominal de conducción del restaurador se debe seleccionar de tal manera que sea igual o mayor que la corriente de carga del circuito.

TABLA 12.19. Características nominales de los reclosers.

Marca	Capacidad (A)	kV Nominal	Número de fases	Interrupción de cortocircuito Amperios
GE	50 - 280	14.4	1 y 3	125 - 4.000 A
	100	24	1 y 3	200 - 2.500 A
	50 - 560	2.4 - 14.4	1	125 - 10.000
	100	24.9	1	300 - 8.000
Mc Graw	100 - 560	2.4 - 14.4	3	200 - 20.000
	560	24.9	3	3.000 - 12.000
	560	34.5	3	16.000

La bobina puede seleccionarse de tal manera que su capacidad nominal iguale la corriente de carga real, la corriente de carga futura o la corriente nominal de alimentador. El valor mínimo de disparo, que es una propiedad de la bobina serie, es el doble de la capacidad nominal de conducción de bobina y debe ser al menos el doble de la corriente máxima de carga esperada. En restauradores con control electrónico, la corriente mínima de disparo es seleccionada independientemente de la capacidad nominal de conducción del restaurador, aunque por lo regular no excede el doble de ese valor.

Por lo general se usa un valor de corriente de disparo igual cuando menos al doble de la corriente máxima de carga. La mínima corriente de falla que se podría tener en el extremo de un alimentador se debe revisar para determinar si el restaurador detectará e interrumpirá esta corriente. Para asegurar que las interrupciones instantáneas y temporales se restrinjan a las zonas más pequeñas es vital asegurar una selección adecuada de los tiempos de retardo. Por lo general las características tiempo-corriente y la secuencia de operación de un restaurador se seleccionan para coordinar los dispositivos de protección el lado de la fuente.

Los restauradores tienen dos curvas características tiempo-corriente: una de tiempo rápido y otra de tiempo lento. La primera operación debe de ser tan rápida como sea posible para eliminar fallas transitorias antes de que ocurra un daño en la línea. Si la falla es permanente, la operación de tiempo retardado permite que el dispositivo más cercano al lugar de la falla interrumpa esa parte del circuito.

Las fallas que incluyen contacto con tierra por lo general son menos severas que las fallas trifásicas; sin embargo, las primeras son más comunes que las segundas y esto hace importante detectarlas y proteger los sistemas contra ellas.

En sistemas trifásicos con neutro aislado, una falla a tierra produce una corriente de falla de pequeña magnitud, posiblemente del orden de 1000 A. Instrumentos muy sensibles pueden detectar estas fallas y hacer sonar una alarma. En sistemas trifásicos con neutro conectado a tierra a través de una baja impedancia, una falla de fase a tierra puede producir corrientes de cortocircuito muy altas, con magnitudes que pueden ser del orden de la corriente de carga hasta muchos múltiplos de esa corriente. Las fallas de esa naturaleza comúnmente se detectan en cuestión de segundos o menos.

El método más conocido y confiable que se ha empleado para detectar corrientes de fallas de fase a tierra, en sistemas con neutro conectado a tierra, es por medio de transformadores de corriente en un sistema trifásico. Puesto que en un sistema trifásico la suma vectorial de las corrientes de las tres fases es muy cercana a 0, en condiciones normales el dispositivo de protección operará cuando la corriente resultante se incremente por efecto de una falla de fase a tierra.

12.14 SECCIONALIZADORES AUTOMÁTICOS

La incorporación de este tipo de dispositivos en alimentadores de distribución protegidos por interruptores o restauradores hace posible que las fallas puedan ser aisladas o seccionadas, confinando la zona del disturbio del alimentador a una mínima parte del circuito, y por tanto, afectar solamente a los usuarios conectados a esa derivación.

El seccionalizador nunca debe ser instalado en las troncales o derivaciones importantes.

12.14.1 Definición.

Un seccionalizador es un dispositivo de apertura de un circuito eléctrico que abre sus contactos automáticamente mientras el circuito está desenergizado por la operación de un interruptor o un restaurador. Debido a que este equipo no está diseñado para interrumpir corrientes de falla, se utiliza siempre en serie con un dispositivo interrupción.

Así mismo, como no interrumpe corrientes de falla no tiene características t-I, lo que constituye una de sus mayores ventajas y facilita su aplicación en los esquemas de protección.

12.14.2 Modos de operación del seccionalizador.

El seccionalizador detecta la corriente que fluye en la línea y cuenta el número de veces que opera el dispositivo de interrupción cuando trata de aislar una falla. Esto lo hace en dos pasos: primero, cuando detecta una corriente mayor que un valor previamente fijado se prepara para contar el número de operaciones del dispositivo de interrupción, y posteriormente, cuando se interrumpe la corriente que circula por el o ésta disminuye abajo de cierto valor, empieza el conteo. Si se registra un número de interrupciones predeterminado, en un lapso de tiempo, el seccionalizador abre después que ha operado el interruptor. Cuando ocurre una falla dentro de la zona de influencia de un seccionalizador, la corriente de falla es detectada tanto por el interruptor como por el seccionalizador, preparándose este último para contar el mínimo de recierres del interruptor. Cuando este último opera se desenergiza la línea y, por tanto, la corriente en el seccionalizador es 0, registrando en su memoria una operación del interruptor.

Si la falla es de carácter temporal, es probable que la aisle en la operación rápida del interruptor. Puesto que ningún dispositivo ha completado su secuencia de operaciones, los controles del restaurador y el seccionalizador regresan a su estado original, preparándose para otra secuencia de operación. Si la falla es permanente, el restaurador continúa con su programa inicial de operaciones. El seccionalizador cuenta cada operación de disparo, y después que el restaurador ha efectuado su penúltimo disparo completa su conteo, abre y aísla la falla. El dispositivo de respaldo energiza el resto del sistema al efectuar el último recierre y su control

queda listo para repetir su secuencia de recierres. Si bien los seccionalizadores no están diseñados para interrumpir corrientes de falla, bajo estas circunstancias se puede efectuar el cierre de sus contactos sin daño alguno; asimismo, tiene capacidad de interrumpir corrientes de carga sin que exista peligro de daño en su aislamiento cuando se establezca el arco ocasionado al abrir sus contactos.

Lo anteriormente descrito se pueda resumir así:

1. Si la falla es despejada mientras el dispositivo de recierre que está abierto, el contador del seccionizador se reseteará a su posición normal después de que el circuito es recerrado, y queda preparado para iniciar nuevos conteos en caso de que ocurra otra falla.
2. Si la falla persiste cuando el circuito es recerrado, el contador de corrientes de falla en el seccionizador, de nuevo se preparará para contar la próxima apertura del dispositivo de recierre.
3. Si el dispositivo de recierre es ajustado para ir a la posición lockout en la cuarta operación de disparo el seccionizador se ajustará para disparar durante el tiempo de apertura del circuito después de la tercera operación de disparo del dispositivo de recierre.
4. Al contrario de los fusibles tipo expulsión, un seccionizador proporciona coordinación (sin insertar una coordinación con curva t-I) con los dispositivos de respaldo asociados con las corrientes de falla muy altas y en consecuencia proporciona un punto de seccionamiento adicional en el circuito.
5. Los seccionizadores no tienen una curva característica tiempo-corriente, por lo cual son usados entre 2 dispositivos de protección que tienen curvas de operación que están muy juntas y donde un paso adicional de coordinación no es práctico.
6. Son comúnmente empleados sobre ramales donde las corrientes de falla elevadas son evitadas coordinando con fusibles.
7. Ya que los seccionizadores no interrumpen corrientes de falla, también son usados en lugares donde las corrientes de fallas son elevadas y los restauradores pequeños no podrían ser adecuados en términos de valores de su capacidad interruptiva. Por su capacidad de corriente de carga también sirve como un dispositivo seccionador económico.

12.14.3 Requerimientos para aplicación de seccionizadores.

1. Deben ser usados en aceite con otro dispositivo de protección pero no entre 2 reclosers.
2. El dispositivo de protección de respaldo tiene que ser capaz de censar la corriente de falla mínima al final de la zona de protección del seccionizador.
3. La corriente mínima de falla tiene que ser más grande que la corriente actuante mínima del seccionizador.
4. Bajo ninguna circunstancia debe excederse los valores nominales momentáneos y de corto tiempo del seccionizador.

-
5. Si hay 2 o más dispositivos de respaldo conectados en serie con cada uno de los otros localizados adelante de un seccionalizador hacia la fuente, el primero y el segundo dispositivo de respaldo deberán ser ajustados para 4 y 3 operaciones de disparo, respectivamente y el seccionador deberá ser ajustado para abrir durante el segundo tiempo muerto del circuito para una falla más allá del seccionalizador.
 6. Si hay dos seccionalizadores conectados en serie con cada uno de los otros y localizados después de un dispositivo de protección de respaldo que esta cerrado a la fuente, el dispositivo de respaldo se ajustará a la posición lockout después de la cuarta operación, el primero y el segundo seccionalizador se debe ajustar para abrir después de la tercera y segunda operación de respaldo, respectivamente.

12.14.4 Ventajas de los seccionalizadores.

1. Con respecto a los fusibles, ofrece flexibilidad, seguridad y conveniencia puesto que después de una falla permanente la capacidad de cierre en falla del seccionalizador simplifica enormemente la prueba del circuito, y si la falla está aún presente, la interrupción tiene lugar con seguridad en el recloser de respaldo.
2. No es necesario reemplazar eslabones fusible, así que la línea puede ser probada y el servicio restaurado con mayor velocidad y conveniencia. También la posibilidad de error en la selección del tamaño y tipo correcto del eslabón fusible, es eliminado.
3. Cuando se emplean como reemplazo de cortacircuitos fusible, no muestran las dificultades posibles de coordinación experimentadas con otros cortacircuitos fusibles debido al inadecuado dimensionamiento en el reemplazo de fusibles.
4. Como no usa característica t-I, puede aplicarse entre 2 dispositivos de protección que tienen curvas de operación que están muy juntas. Esta es una característica vital en un punto donde un paso adicional en la coordinación no es práctico o posible.
5. Pueden ser usados en el arranque de derivaciones donde la coordinación con fusibles previenen magnitudes de falla altas.
6. Cuando es empleado para sustituir reclosers, ellos tienen un costo inicial más bajo y demanda menos mantenimiento.
7. Pueden emplearse para interrupción o suicheo de cargas dentro sus características nominales.

12.14.5 Desventajas de los seccionalizadores.

1. Cuando son empleados como sustitutos de seccionadores fusible son inicialmente mucho más costosos y demandan más mantenimiento, pues la rata de fallas es más alta.
2. Los seccionalizadores tipo seco e hidráulicamente controlados tienen algunos problemas con el tiempo de memoria. En un seccionalizador estándar, el tiempo de restablecimiento después de una falla transitoria depende del número de conteos y de tiempo de memoria seleccionado. Puede tener rango de 5 a 22 minutos. Los tiempos correspondientes de restablecimiento para recloser están desde 10 a 180 segundos. Lo seccionalizadores tipo seco e hidráulicamente controlados no proporcionan una selección de los tiempos de memoria. El tiempo de memoria es esencialmente una función de la viscosidad del aceite el cual a su vez depende de la temperatura.

Consecutivamente, un tiempo de memoria largo puede resultar en descoordinación durante las fallas temporales. Las áreas con alto nivel isoceràunico son particularmente susceptibles. El tiempo de memoria del seccionizador debe ser suficientemente largo tal que el seccionizador retendrá sus conteos a través de toda la secuencia de disparo y recierre del interruptor de respaldo. El tiempo de memoria de los seccionizadores tipo seco e hidráulicos varía con la temperatura, y esta variable debe ser incluida en el proceso de cálculo. La consideración no está incluida aquí ya que el proceso depende del tipo y del fabricante de un seccionizador individual.

3. Inrush: este ha sido un gran problema para algunos seccionizadores puesto que estos son muy rápidos y ven las corrientes inrush como corrientes de falla. Así que, esto puede ser problema de operación.

Los seccionizadores debe ser capaces de permanecer con sus contactos cerrados cuando se presenta una falla, lo mismo que soportar los requerimientos térmicos y mecánicos a que son sometidos durante el flujo de corriente de falla hasta que un dispositivo de interrupción despeje la falla.

12.14.6 Tipos de seccionizadores.

12.14.6.1 Seccionizadores hidráulicos.

El control se emplea en seccionizadores monofásicos y trifásicos pequeños. En la figura 12.58 se muestra un corte del mecanismo de control de un seccionizador monofásico o de una fase de un seccionizador trifásico con control hidráulico. El mecanismo incluye una bobina solenoide, un émbolo de solenoide, pistón de corte, un resorte y dos válvulas de control.

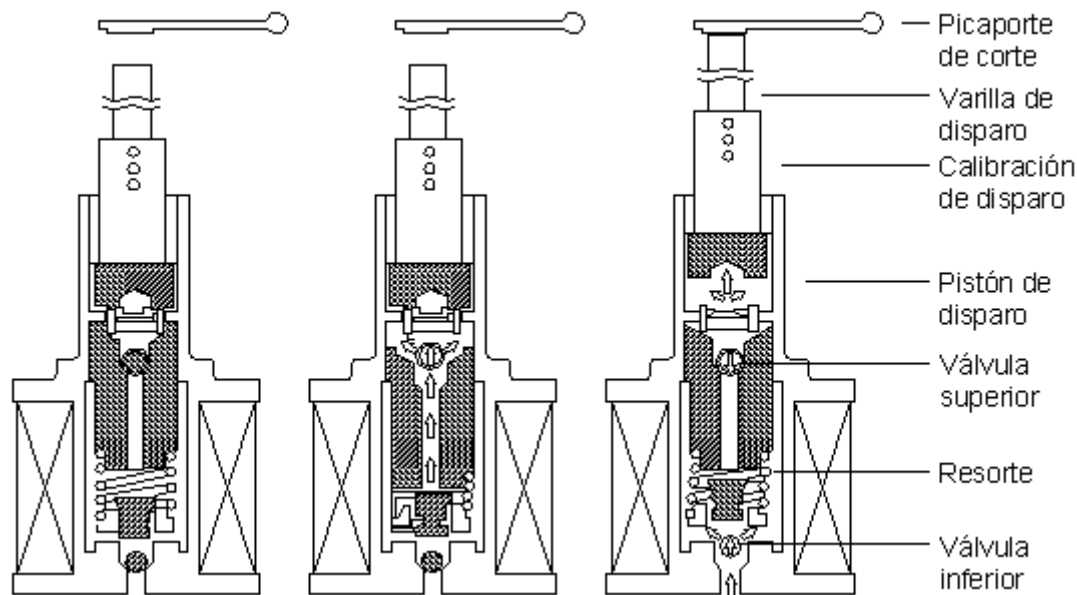


FIGURA 12.58. Seccionador de control hidráulico.

El seccionalizador empieza a desarrollar su ciclo de operación cuando detecta una corriente mayor de un valor predeterminado. En la figura 12.58 se muestra el control hidráulico en su condición normal. El elemento móvil del control es el núcleo de un electroimán que funciona como una bomba. Cuando fluye una corriente nominal a través de la bobina, la presión de un resorte mantiene el núcleo al final de su carrera.

Cuando la corriente que fluye por la bobina del solenoide llega a su valor de operación, el campo magnético resultante jala hacia abajo el núcleo del electroimán, como se indica en la figura 12.58. Este movimiento hacia abajo cierra la válvula check instalada en la base del mecanismo y envía un chorro de aceite hacia arriba a través del émbolo. La presión de chorro de aceite abre la válvula sheck en la parte superior del pistón y permite el paso del flujo de aceite. El pistón se mantiene en la parte más baja de la cámara hasta que la corriente que pasa por la bobina decae a un valor menor que el de operación (generalmente es del 40%).

En una operación de conteo la corriente que fluye por la bobina se interrumpe cuando el dispositivo de respaldo interrumpe la sobrecorriente. Con la bobina desenergizada se pierde el campo magnético y el núcleo del electroimán regresa a su posición original por la acción del resorte comprimido. El movimiento hacia arriba del núcleo del electroimán cierra la válvula check y la parte superior es forzada a introducirse en la cámara ocupada por el pistón; esto eleva el pistón y el seccionalizador registra en su conteos una operación del interruptor. Si ha sido calibrado para más de un conteo, se repite la secuencia con cada sobrecorriente hasta que el pistón llega al brazo de apertura de los contactos.

Después de cada conteo el pistón empieza a regresar lentamente a su posición original, lo cual determina el tiempo de memoria durante el cual "recuerda" el conteo previo. Si la falla es temporal y se aísla antes de que abra, el pistón regresa a su posición original. Si se completa el conteo programado dentro el período dicho pistón abre, siendo necesario operarlo manualmente para volver a poner en servicio el circuito.

12.14.6.2 Seccionalizadores electrónicos.

Este control es usado en equipos grandes; son más flexibles, fácilmente ajustados y más exactos que el control hidráulico. El control electrónico permite cambiar el nivel de la corriente mínima actuante, número de interrupciones del dispositivo de respaldo necesarios para que el seccionalizador abra sus contactos y el tiempo que retiene en memoria un conteo sin desenergizar el seccionalizador. Una amplia cantidad de accesorios son aprovechados para modificar su operación básica para resolver diferentes problemas de aplicación.

El control electrónico reemplaza a la bobina serie y al resto del mecanismo de recuento de los seccionalizadores hidráulicos. El circuito está ubicado sobre una placa de circuito impreso. La corriente que fluye a través del seccionalizador es detectada por transformadores de corriente tipo aislador con una relación de 1000: 1. La corriente secundaria circula a través del transformador y las redes rectificadas. Esta entrada rectificada pasa a través de un relevador que carga capacitores de transferencia y la energía va a los circuitos de recuento y de memoria. Cuando la cantidad preseleccionada de interrupciones ha sido obtenida, un circuito de descarga es energizado para operar una bobina de corte mediante un capacitor de energía. Si la falla es permanente, el seccionalizador abrirá después de la cantidad predeterminada de interrupciones, y si la falla es temporal, el circuito retendrá el recuento en su "memoria" electrónica hasta un tiempo preseleccionado y olvidará gradualmente el recuento.

Sobre la placa del circuito impreso están ubicados los ajustes 2 o 3 recuentos hasta la apertura y para 30, 45 y 90 segundos de tiempo de memoria. La selección de 7 diferentes corrientes mínimas se hace sobre una placa terminal en el gabinete del operador. Los seccionadores electrónicos pueden ser cerrados manualmente o por medio de un motor eléctrico.

Los seccionadores hidráulicos y eléctricos tienen una teoría similar de operación. La figura 12.59 ilustra como va dispuesto un seccionizador en un circuito de distribución.

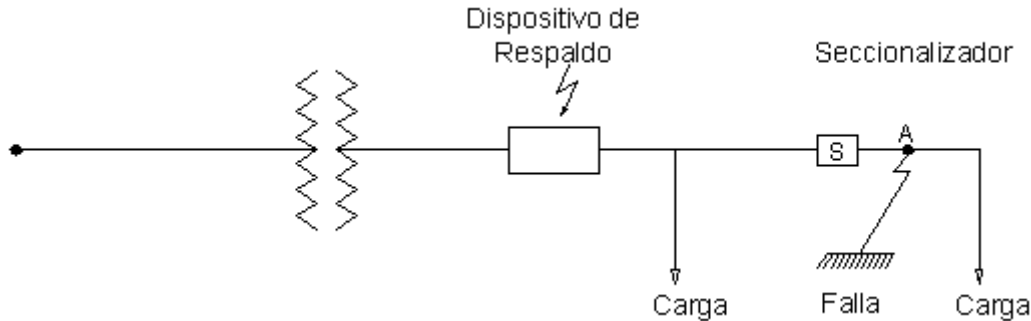


FIGURA 12.59. Instalación de un seccionizador.

Cuando fluye una sobrecorriente por el seccionizador causada por una falla en el punto A y esta corriente está por encima de la corriente mínima actuante, se activa para comenzar a contar; el émbolo de la bobina serie es jalado en un seccionizador hidráulico, o un relevador de función electrónica es energizado.

12.14.7 Conteos.

Un seccionizador podría activarse para conteo durante condiciones sin falla. Esto podría suceder, por ejemplo, con una corriente arranque de un motor en caso que ésta sobrepase la corriente mínima actuante. El seccionizador completa un conteo cuando:

- El dispositivo del lado de alimentación interrumpe la corriente de falla que fluye por el seccionizador. Realmente el conteo se completa cuando la corriente a través del seccionizador cae abajo del 40% de la corriente mínima actuante.
- Cuando la corriente elevada que existe durante estas condiciones cae abajo del valor dado en el punto anterior.
- Cuando un dispositivo del lado de carga del seccionizador interrumpe la corriente de falla, si la corriente de carga remanente está abajo del valor límite señalado arriba. Esto se debe a si antes de que el dispositivo del lado de la carga del seccionizador interrumpa la falla, la corriente está presente activándolo a contar. Al interrumpir el dispositivo del lado de la carga fluye una corriente remanente y si esta es menor del 40% de la corriente mínima actuante se ha cumplido la condición del inciso a), que hace que el seccionizador complete un conteo.

Después de un intervalo de restauración el dispositivo de respaldo deberá recerrar. Si la falla fuera temporal, no deberán existir sobrecorrientes y ambos dispositivos regresarán a su estado inicial, olvidando los conteos de interrupciones hechos. De esta forma el seccionalizador queda preparado para iniciar nuevos conteos en caso de que ocurra otra falla.

Si la falla fuera permanente, el dispositivo de respaldo restablecerá una sobrecorriente que será nuevamente despejada por dicho dispositivo, y entonces el seccionalizador habrá realizado un segundo conteo. Después de número preseleccionado de conteos (generalmente 3), el seccionalizador abrirá durante el intervalo de restauración del dispositivo de respaldo, aislando la sección de línea fallada. La falla será interrumpida y se restaurará el servicio en las secciones de líneas no falladas.

12.14.8 Términos que definen la operación.

Los seccionalizadores tienen asociado un grupo de términos, los cuales definen su operación, y son:

- a) **Corriente mínima actuante:** es la corriente requerida por el seccionalizador para iniciar una operación de conteo. En los hidráulicos la corriente mínima actuante será 160% del valor nominal de corriente de la bobina serie. Para los electrónicos la corriente mínima actuante es independiente del valor de corriente nominal y su valor se calcula al 80% de la corriente de operación mínima del dispositivo de respaldo.
- b) **Operación de conteo:** es cada avance del mecanismo de conteo hacia la apertura de los contactos del seccionalizador.
- c) **Conteo para operación:** Es el número de conteos necesarios para indicar la apertura de sus contactos y aislar al circuito.
- d) **Tiempo de memoria:** Es el tiempo que el seccionalizador retendrá en "memoria" un conteo. El tiempo de memoria es usualmente especificado con un valor mínimo y con una tolerancia positiva.
- e) **Tiempo de restablecimiento:** es el tiempo requerido después de que una o más operaciones de conteo se han realizado para que los mecanismos de conteo vuelvan a la posición inicial.

12.14.9 Valores nominales de los seccionalizadores.

La tabla 12.20 muestra los valores nominales de voltaje máximo, voltaje de impulso soportado, corriente continua y capacidad de interrupción de corriente para seccionalizadores, y en la tabla 12.21 se aprecian los valores de corriente nominal, corriente mínima actuante, corriente máxima asimétrica y valores de corriente de corto tiempo para seccionalizadores descritos en la tabla 12.20.

Los seccionalizadores deben ser capaces de permanecer con sus contactos cerrados cuando se presenta una falla, lo mismo que soportar las exigencias térmicas y mecánicas a que son sometidos durante el flujo de corriente de falla hasta que un dispositivo de interrupción de falla la despeje.

TABLA 12.20. Voltaje máximo nominal, voltaje de impulso nominal, corriente nominal, corriente de interrupción simétrica y características del funcionamiento de los seccionadores de línea.

Identificación		Voltaje máximo nominal kV RMS	Voltaje impulso nominal kV RMS	Prueba de nivel de aislamiento a baja frecuencia kV RMS		Corriente nominal en A (60 Hz)	
Línea N°	Clasificación de voltaje nominal kV RMS			1 minuto humedo	10 segundos seco	Nominal	Interrupción simétrica (abrir carga)
Seccionadores Monofásicos							
1	14.4	15.0	95	35	30	200	440
2	14.4	15.0	125	42	36	200	200
3	14.4	15.0	125	42	36	200	440
4	24.9	27.0	125	60	50	200	
Seccionadores Trifásicos							
5	14.4	15.5	110	50	45	200	440
6	14.4	15.5	110	50	45	400	880
7	14.4	15.5	110	50	45	600	1320
8	34.5	38.0	150	50	60	400	880

TABLA 12.21. Corriente continua nominal, corriente mínima actuante, corriente asimétrica, y capacidad de 1 y 10 segundos de un seccionizador.

Valores nominales de corrientes en amperios										
Línea 1 y 3 Seccionizadores monofásicos					Línea 2 y 4 Seccionizadores monofásicos Línea 5 Seccionizadores trifásicos			Línea 6,7 y 8 Seccionizadores trifásicos		
Corriente nominal (60 Hz)	Corriente mínima actuante RMS simétrica	Corriente máxima asimétrica	1 segundo RMS simétrica	10 segundos RMS simétrica	Corriente máxima asimétrica	1 segundo RMS simétrica	10 segundos RMS simétrica	Corriente máxima asimétrica	1 segundo RMS simétrica	10 segundos RMS simétrica
10	16	1.600	400	125	1.600	400	125			
15	24	2.400	600	190	2.400	600	190			
25	40	4.000	1.000	325	4.000	1.000	325			
35	56	6.000	1.500	450	6.000	1.500	450			
50	80	6.500	2.000	650	7.000	2.000	650			
70	112	6.500	3.000	900	8.000	3.000	900			
100	160	6.500	4.500	1.250	8.000	4.000	1.250			
140	224	6.500	4.000	1.800	8.000	4.000	1.800			
200	320	6.500	4.000	2.500	8.000	5.700	2.600			
400	+				9.000			15.000	10.000	3.500
600	+							15.000	10.000	3.500

12.15 COORDINACIÓN DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN EN SERIE

12.15.1 Principios de coordinación.

En los sistemas de distribución actuales, la coordinación de los dispositivos de protección debe hacerse en serie; también se le conoce como "cascada", debido a la que la mayoría de estos operan en forma radial. Cuando dos o más dispositivos de protección son aplicados en un sistema, el dispositivo más cercano a la falla del lado de alimentación es el dispositivo protector, y el siguiente más cercano del lado de la alimentación es el dispositivo "respaldo" o protegido.

El requerimiento indispensable para una adecuada coordinación consiste en que el dispositivo protector debe operar y despejar la sobrecorriente antes que el dispositivo de respaldo se funda (fusible) u opere al bloqueo (restaurador). Un ejemplo simple coordinación se muestra en la figura 12.60.

Cuando hay una falla en el punto 1, el fusible H es el dispositivo protector y el dispositivo C el de respaldo. Con respecto al dispositivo A, el dispositivo C es el dispositivo protector y debe interrumpir corrientes de falla permanente en el punto 2 antes que el dispositivo A opere a bloqueo. El dispositivo B es también un dispositivo protector para dispositivo A y opera en forma similar al dispositivo C para una falla en el punto 3. El dispositivo A opera a bloqueo solamente con fallas permanentes antes que los dispositivos B y C, como en el punto 4. Para una falla en el punto 6, el dispositivo E debe operar antes que el dispositivo D, previniendo con esto que el transformador salga de servicio, y con él el suministro de energía a las otras cargas en el secundario transformador; igualmente, para una falla en el punto 5 el fusible D es el protector.

Los cortes de energía causados por fallas permanentes se deben restringir a secciones pequeñas del sistema por tiempo más corto.

12.15.2 Coordinación fusible de expulsión-fusible de expulsión.

12.15.2.1 Método 1: usando curvas tiempo-corriente.

Es un método muy práctico para coordinación de fusibles tipo H, N, T o K. Un estudio típico se muestra de la figura 12.61 para parte de un sistema de distribución. Se usarán fusibles de estaño tipo T en todos los dispositivo de protección.

La figura 12.62 muestra las curvas de tiempo de fusión mínima y tiempo de despeje máximo para posibles fusibles que pueden ser usados en los puntos A, B y C del sistema.

El fusible 15T ratado para 23A (tabla 12.4) hará frente a una corriente de carga de 21A y provee un tiempo despeje máximo de 0.021 s para 1550 en el punto C (figura 12.62).

El tiempo de función mínimo no es un factor crítico si otros dispositivos no necesitan ser coordinados con el último fusible de la rama.

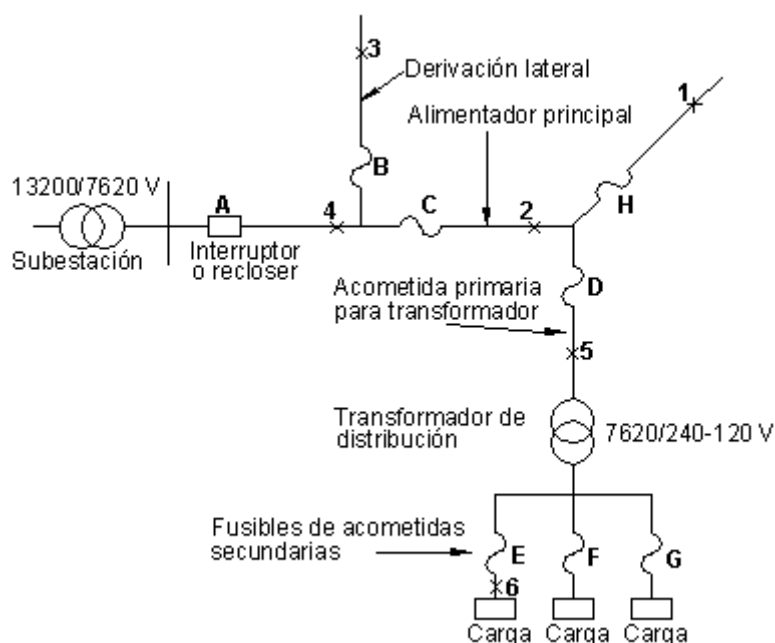


FIGURA 12.60. Coordinación de protecciones.

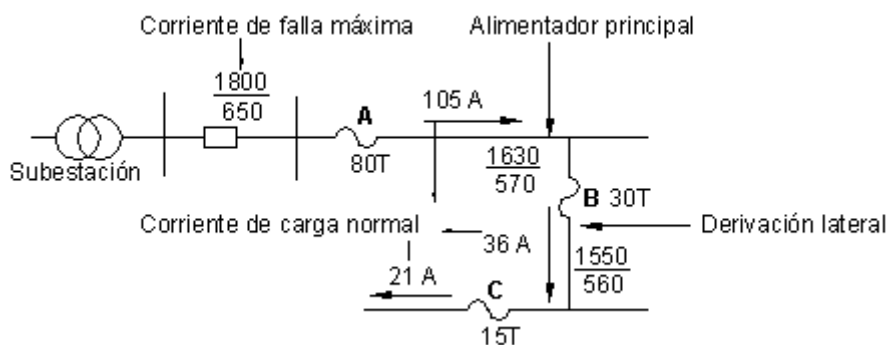


FIGURA 12.61. Ejemplo de coordinación fusible-fusible (de expulsión).

Aparece ahora con un nuevo fusible que llevará 36A continuos de carga, interrumpiendo 1630 A en el punto B y coordinado con el fusible 15T.

El fusible 20T no sirve puesto que puede transportar sólo 30 A (vea tabla 12.4). El siguiente fusible a seleccionar el 25T que puede llevar 38 A (tabla 12.4) continuamente, pero para el fusible 25T el tiempo mínimo de fusión es de 0.016 s a 1550 A.

Puesto que fusible 25T se quema antes de que el fusible 15T despeje la falla, la combinación no sirve para coordinación.

El tiempo mínimo de fusión del fusible 30T a 1550 A es de 0.031 s.

Para obtener buena coordinación se debe cumplir que la relación:

$$\frac{\text{Tiempo de despeje máx del fusible protector}}{\text{Tiempo de fusión mín del fusible protegido}} \times 100 < 75 \% \quad (12.19)$$

Que resulta ser menor al 75% que es el máximo para coordinación (no cumple)

Un fusible 80T interrumpirá satisfactoriamente 1800 A, transportando 105 A continuamente y coordinado con el fusible 30T en el punto B (vea tabla 12.4), por lo tanto:

$$\frac{\text{Tiempo de despeje máximo para 30T}}{\text{Tiempo de fusión mínimo para 80T}} \times 100 = \frac{0,051}{0,16} \times 100 = 32 \%$$

Este valor resulta ser menor del 75% y la coordinación es satisfactoria.

Los resultados de este estudio se presentan en la tabla 12.22.

TABLA 12.22. Resultados del estudio de coordinación

Localización del fusible protegido	Fusible protegido	Fusible protector	Corriente máxima de falla	Corriente de carga	Tiempo de despeje máximo del fusible de protección	Tiempo de fusión mínimo del fusible protegido	Porcentaje CT/MT
C	15T	---	---	21	---	---	---
*B	25T	15T	1550	36	0.021	0.0165	128 (0.021/0.165)
B	30T	15T	1550	36	0.021	0.031	68 (0.021/0.031)
A	80T	30T	1630	105	0.051	0.160	32 (0.0511/0.160)

* No hay coordinación para la combinación 25T-15T

12.15.2.2 Método 2: usando tablas de coordinación.

El uso de tablas de coordinación requiere que los fusibles sean operados dentro de su capacidad continua de corriente. Las tablas 12.23 a 12.27 listan los fusibles de protección, los fusibles protegidos y la corriente máxima de falla a la cual la protección es asegurada.

Repetiendo el ejemplo anterior de coordinación usando la tabla 12.24: para el fusible de protección 15T el fusible protegido 25T sólo coordina por encima de 730 A (no sirve).

La tabla 12.24 muestra que fusible 15T coordinará bien con fusible 30T por encima de 1700 A (mayor a 1630A) con una corriente de transporte de 45 A según tabla 12.4 (mayor a 36 A de corriente de carga).

La tabla 12.24 también muestra que el fusible 30T (como fusible de protección) se coordina con el fusible 80T (como fusible protegido) por encima de 5000 A (mayor a 1800 A) y una corriente de transporte continua de 120 A (tabla 12.4) mayor a 105 A de corriente de carga.

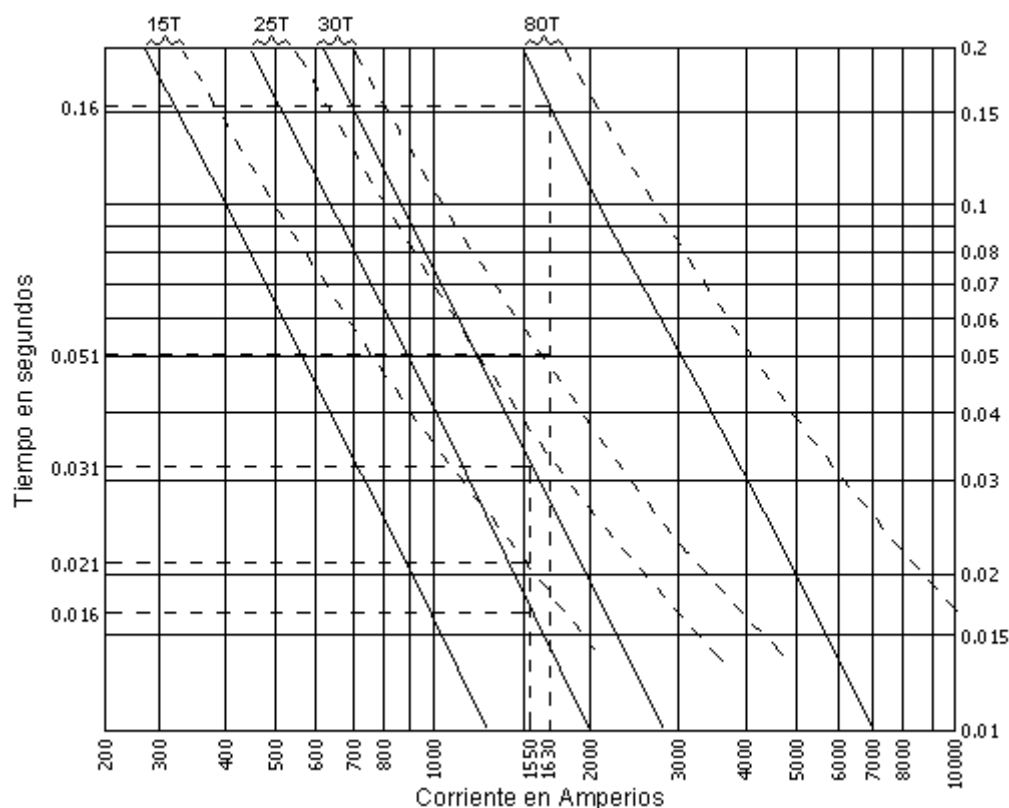


FIGURA 12.62. Curvas t-I para coordinación del circuito dado en la figura 12.61.

Obsérvese en la tabla 12.24 que el fusible 65T no se coordina con 30T puesto que la corriente de transporte continua es de 95 A, menor a 105 A de corriente de carga.

Las tablas 12.23 a 12.27 muestran los valores máximos de las corrientes de falla a las cuales los fusibles EEI, NEMA se coordinan (K con K, T con T, K con H, T con H y N con N). Estas tablas están basadas en las curvas de tiempo de despeje máximo para los fusibles de protección y el 75% de las curvas de tiempo fusión mínima para los fusibles protegidos.

12.15.2.3 Método 3: reglas prácticas o empíricas.

Se han formulado la siguiente reglas prácticas para coordinación de fusibles EEI-NEMA del mismo tipo y categoría. Por ejemplo usando T preferido con T preferido o K preferido con K no preferido.

1. Los fusibles K pueden satisfactoriamente coordinarse entre valores nominales adyacentes de la misma serie por encima de valores de corriente 13 veces el valor nominal de fusible protección.
2. Los fusibles T pueden satisfactoriamente coordinarse entre valores nominales adyacentes de la misma serie por encima de valores de corriente 24 veces el valor nominal del fusibles de protección.

TABLA 12.23. Coordinación entre fusibles tipo K (EEI-NEMA).

Rango del fusible de protección I nominal	Fusible protegido (amperios) I nominal													
	8 K	10 K	12 K	14 K	20 K	25 K	30 K	40 K	50 K	65 K	80 K	100 K	140 K	200 K
Corriente máxima de falla a la cual B protege a A														
6 k		190	350	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8 k			210	440	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
10 k				300	540	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
12 k					320	710	1050	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
15 k						430	870	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
20 k							500	1100	1700	2200	2800	3900	5800	9200
25 k								660	1350	2200	2800	3900	5800	9200
30 k									850	1700	2800	3900	5800	9200
40 k										1100	2200	3900	5800	9200
50 k											1450	3500	5800	9200
65 k												2400	5800	9200
80 k													4500	9200
100 k													2000	9100
140 k														4000

TABLA 12.24. Coordinación entre fusibles tipo T (EEI - NEMA).

Rango del fusible de protección I nominal	Fusible protegido I nominal													
	8 K	10 K	12 T	14 T	20 T	25 T	30 T	40 T	50 T	65 T	80 T	100 T	140 T	200 T
Corriente máxima de falla a la cual B protege a A														
6 T		350	680	920	1200	1500	2000	2450	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8 T			375	800	1200	1500	2000	2450	3200	4100	5000	6100	9700	15200
10 T				530	1100	1500	2000	2450	3200	4100	5000	6100	9700	15200
12 T					680	1280	2000	2450	3200	4100	5000	6100	9700	15200
15 T						730	1700	2500	3200	4100	5000	6100	9700	15200
20 T							990	2100	3200	4100	5000	6100	9700	15200
25 T								1400	2600	4100	5000	6100	9700	15200
30 T									1500	3100	5000	6100	9700	15200
40 T										1700	3800	6100	9700	15200
50 T											1750	4400	9700	15200
65 T												2200	9700	15200
80 T													7200	15200
100 T													4000	13800
140 T														7500

TABLA 12.25. Coordinación entre fusiles tipo K y tipo H de alta descarga (EEI-NEMA).

Rango del fusible de protección I nominal	Fusible protegido I nominal													
	8 K	10 K	12 K	15 K	20 K	25 K	30 K	40 K	50 K	65 K	80 K	100 K	140 K	200 K
	Corriente máxima de falla a la cual B protege a A													
1 H	125	280	380	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
2 H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
3 H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
5 H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8 H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200

TABLA 12.26. Coordinación entre fusibles tipo T y tipo H de alta descarga (EEI-NEMA).

Rango del fusible de protección I nominal	Fusible protegido I nominal													
	8 T	10 T	12 T	15 T	20 T	25 T	30 T	40 T	50 T	65 T	80 T	100 T	140 T	200 T
	Corriente máxima de falla a la cual B protege a A													
1 H	400	520	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
2 H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
3 H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
5 H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8 H	240	500	710	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200

TABLA 12.27. Coordinación entre fusibles tipo N

Rango del fusible de protección I nominal	Fusible protegido I nominal													
	8	10	14	20	25	30	40	50	60	75	85	100	150	200
	Corriente máxima de falla a la cual B protege a A													
5	22	150	280	400	490	640	1250	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
8			175	350	490	640	1250	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
10				200	370	640	1250	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
15					200	450	1250	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
20						175	1250	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
25							900	1450	2000	2650	3500	4950	8900	10000
30								1300	2000	2650	3500	4950	8900	10000
40									1300	2500	3500	4950	8900	10000
50										1700	3200	4950	8900	10000
60											2000	4950	8900	10000
75												3700	8900	10000
85													8900	10000
100													6000	10000
150														3000

Repitiendo el ejemplo anterior pero aplicando la regla:

El fusible 15T puede coordinarse con un fusible X por encima de $15 \times 24 = 360$ A. El fusible X tendrá que ser más grande que 25T. En este caso es 30T pues la corriente de falla 1630 A es menor a 1700 A que es la máxima corriente falla que puede despejar el fusible 30T.

Similares resultados se encuentran cuando se chequea el acomodamiento del fusible 30T, el cual puede coordinarse con un fusible Y por encima de $30 \times 24 = 720$ A, que es la corriente máxima de coordinación. Pero observando la tabla 12.22 se ve que la coordinación sólo puede darse por encima de 1500 A, además la corriente de falla es de 1800 A, esto indica que:

50T no sirve pues 1800 A es mayor a 1500 A.

65T que no sirve pues $I_{\text{nominal}} = 95$ A menor que 105 A que es la corriente de carga.

80T si sirve pues 5000 A es mayor a 1800 A y la $I_{\text{nominal}} = 120$ A que es mayor que 105 A que es la corriente de carga.

Donde las reglas empíricas pueden probar uso extremo son los sistemas donde la corriente de carga y la corriente de falla decrecen proporcionalmente a una rata razonablemente lineal a medida que los puntos de coordinación se mueven hacia afuera de la subestación.

Una coordinación confiable puede alcanzarse cuando la reglas empíricas se aplican a circuitos como los de la figura 12.63.

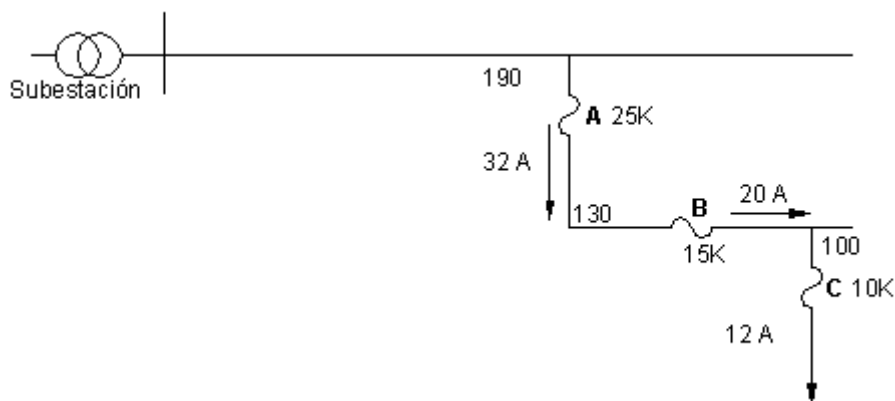


FIGURA 12.63. Porción de circuito para la aplicación de las reglas empíricas.

La corriente de carga de 12 A en el punto C sugiere un fusible 10K que según la tabla 12.4 es de 15 A de corriente nominal continua el cual se coordina con el siguiente fusible de la serie 15K por encima de $10 \times 13 = 130$ A y tienen corriente nominal de 23 A mayor que 20 A puesto que la corriente de falla en el punto B es de 130 A, los fusibles 10K y 15K se coordinarán satisfactoriamente.

Un fusible 25K se coordinará con un fusible 15K por encima de $15 \times 13 = 195$ A y la coordinación es alcanzada puesto que la corriente de falla en el punto A es de 190 A menor que 195 A.

12.15.3 Coordinación fusible limitador de corriente-fusible de expulsión.

Aquí se debe verificar que la I^2t de despeje total del FLC es menor que la I^2t de fusión mínima de fusible de expulsión.

El problema básico en el uso de FLC de rango completo es que sus características t-I son diferentes a la mayoría de los otros dispositivos y dificultan la coordinación. Una situación muy común de las empresas electrificadoras es el uso de fusibles de expulsión en derivación lateral y un FLC en un transformador como se muestra en la figura 12.64.

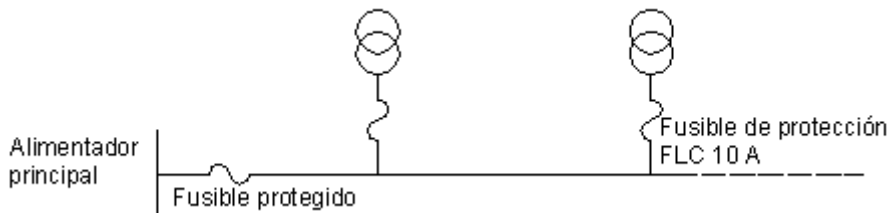


FIGURA 12.64. FLC protegiendo un fusible de expulsión.

Para una falla en el transformador se quiere que el FLC despeje la falla sin dañar el fusible de expulsión 65K (fusible protegido). Una gráfica de las características del fusible usando la regla del 75% es mostrada la figura 12.65

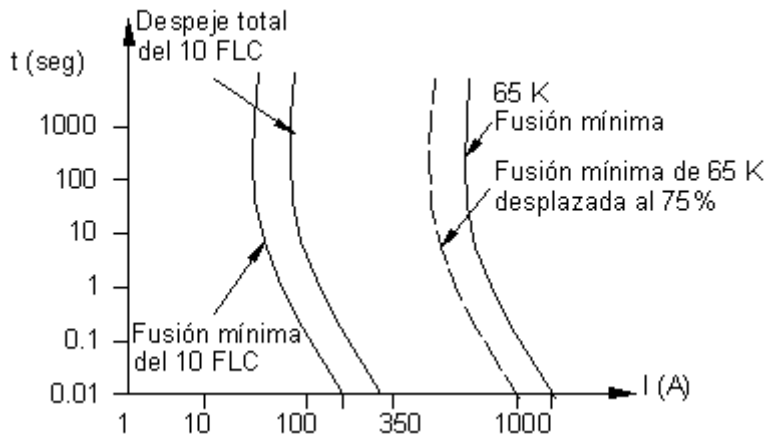


FIGURA 12.65. Coordinación entre FLC y fusible de expulsión.

Como puede verse, estos dos fusibles coordinan bien al menos por debajo de 0.01s y el FLC puede fundirse en menos de 0.01s y la coordinación completa por debajo de 350 A es asegurada.

Otro chequeo se hace comparando el I^2t de fusión mínima del fusible 65K con el I^2t de despeje total del fusible 10LC. Por ejemplo, el I^2t máximo total del 10LC es menor a $4400 A^2 \cdot seg$ mientras el I^2t de fusión

mínima del 65K es calculado en el punto 0.01 s por ejemplo $(3000)^2(0.01)$. Es evidente que el FLC 10LC siempre fundirá bien antes de que el fusible 65K lo haga y la coordinación por encima de los 5000A es asegurada.

Las tablas 12.28, 12.29, 12.30 y 12.31 muestran la coordinación adecuada cuando fusible limitador de corriente FLC actúa como fusible de protección y los fusibles K y T actúan como fusible protegido.

12.15.4 Coordinación fusible expulsión - FLC.

Por otro lado, cuando el FLC es el fusible protegido y el fusible de expulsión es el fusible protección, la coordinación es limitada.

Un lateral protegido con FLC se muestra en la figura 12.66.

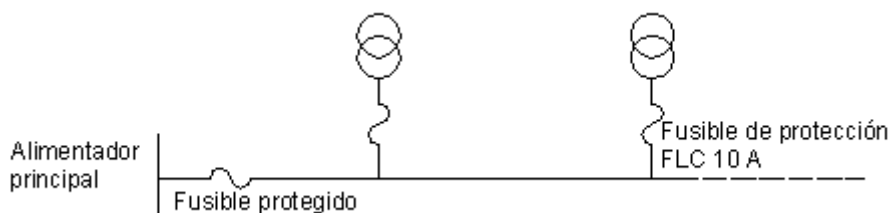


FIGURA 12.66. Fusible de expulsión protegiendo un FLC.

La coordinación es limitada porque el fusible de expulsión debe esperar la corriente 0 para interrumpir. Como resultado una corriente asimétrica puede fluir en el dispositivo por encima de 0.013s. Si graficamos esos fusibles (figura 12.67) se puede ver que la coordinación existe que sólo por debajo de los 500 A. Arriba de este nivel es probable que ambos fusibles operen.

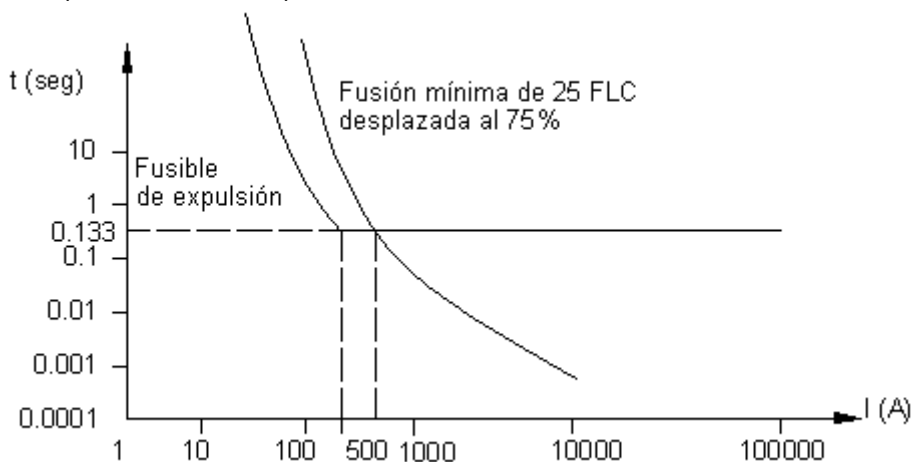


FIGURA 12.67. Coordinación fusibles de expulsión-FLC.

TABLA 12.28. Coordinación fusible de expulsión tipo K - FLC 8.3 kV.

Fusible de protección CHANCE K- MATE SL 8.3 kV	Corriente de falla máxima para coordinación - A. Sym.								
	Fusible protector - ANSI "K"								
	25	30	40	50	65	80	100	140	200
18	860	1000	1300	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
36			1100	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
54						1.200	50.000	50.000	50.000
90								50.000	50.000
118								610	50.000
175									1.200
230									970

TABLA 12.29. Coordinación fusible de expulsión tipo K - FLC 15.5-22 kV

Fusible de protección CHANCE K- MATE SL 15.5-22 kV	Corriente de falla máxima para coordinación - A. Sym.								
	Fusible protector - ANSI "K"								
	25	30	40	50	65	80	100	140	200
18	1750	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
36				650	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
54					50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
90							650	50.000	50.000

TABLA 12.30. Coordinación fusible de expulsión tipo T - FLC 8.3 kV.

Fusible de protección CHANCE K- MATE SL 8.3 kV	Corriente de falla máxima para coordinación - A. Sym.												
	Fusible protector - ANSI "K"												
	10	12	15	20	25	30	40	50	65	80	100	140	200
16		690	920	1150	2500	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
36					2500	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
54							770	6.250	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
90										50.000	50.000	50.000	50.000
118												1.000	50.000
175												660	50.000
230													50.000

TABLA 12.31. Coordinación fusible de expulsión tipo T - FLC 15.5-22 kV.

Fusible de protección CHANCE K- MATE SL 15.5-22 kV	Corriente de falla máxima para coordinación - A. Sym.										
	Fusible protector - ANSI "K"										
	15	20	25	30	40	50	65	80	100	140	200
18		50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
36				50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
54						50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
90								50.000	50.000	50.000	50.000

12.15.5 Coordinación FLC - FLC.

Se debe cumplir que el I^2t de interrupción del FLC de protección sea menor que el I^2t de fusión mínima del fusible protegido. Cuando un FLC es usado como fusible protección y como fusible protegido que verá coordinación con fusibles de características t-I similares (ver figura 12.68).

Como los FLC pueden operar en menos de 0.01s es necesario hacer un chequeo adicional para asegurar la coordinación. Todos los fabricantes de FLC lo determinan con pruebas y publican la I^2t de fusión mínima y el I^2t máximo total para propósitos de coordinación.

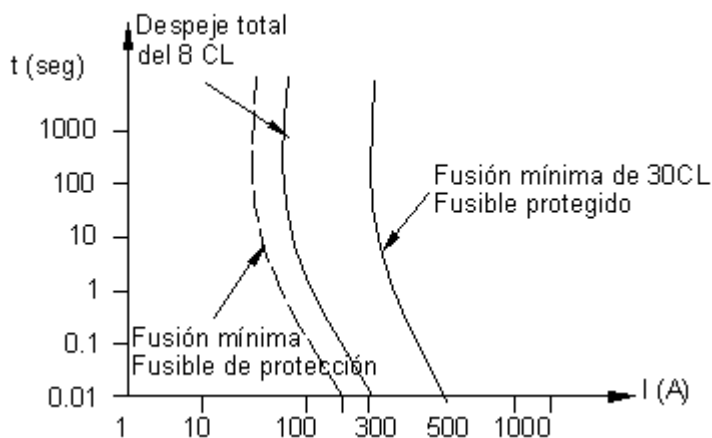


FIGURA 12.68. Coordinación FLC-FLC.

La tabla 12.32 da estos valores para FLC a 15.5 kV. También se observan en las figuras 12.22 a 12.25.

TABLA 12.32. Características de los FLC

Corriente nominal . (A)-	I^2t fusión mínima. $A^2 \cdot s$.	I^2t máximo total $A^2 \cdot s$.
6LC	150	1.280
8LC	230	2.500
10LC	520	3.200
12LC	1.160	9.800
15LC	1.540	12.000
20LC	2.690	16.500
25LC	4.560	25.000
30LC	4.560	16.000
40LC	10.700	40.000

Para los fusibles 8LC y 30LC en el dibujo de coordinación, se ve que el I^2t de fusión mínima del fusible 30LC es casi 2 veces el I^2t máximo total del fusible de protección 8LC. Por tanto, la coordinación existe.

La tabla 12.32 ilustra que un fusible grande puede no coordinarse con un fusible pequeño así tengan características similares. Por ejemplo: un fusible de protección mayor a 10LC no coordinará con el fusible de 30LC usado en este ejemplo. Las tablas 12.33 y 12.34 muestran coordinación entre FLC.

Las tablas 12.35 a 12.40 muestran la coordinación entre FLC y fusibles de potencia

Para la aplicación de las tablas 12.28 a 12.40 se deben tener en cuenta las siguientes observaciones:

La coordinación es esperada para esos valores de corriente de falla máximos del sistema.

Ellos están basados en que el fusible de protección despeje la falla en el 75% del tiempo de fusión mínimo del fusible protegido, así como que el tiempo de fusión mínimo es mayor de 0.8 ciclos.

Para tiempos menores de 0.8 ciclos la coordinación está basada en que el fusible de protección despeje la falla y limite el I^2t total de la falla a un valor por debajo del I^2t requerido para fundir el fusible protegido.

TABLA 12.33. Coordinación FLC 8.3 kV - FLC 8.3 kV.

Fusible de protección CHANCE K-MATE SL 8.3 kV	Corriente de falla máxima para coordinación - A. Sym.						
	Fusible protector - CHANCE K-MATE SL 8.3 kV						
	18	36	54	90	118	175	230
16		720	2.500	2.500	50.000	50.000	50.000
36			2.500	2.500	50.000	50.000	50.000
54				860	6250	6250	6250
90					6250	6250	6250
118							950
175							

TABLA 12.34. coordinación FLC 15.5-22 kV - FLC 15.5-22 kV.

Fusible de protección CHANCE K-MATE SL 15.5-22 kV	Corriente de falla máxima para coordinación - A. Sym.			
	Fusible protector - CHANCE K-MATE SL 15.5-22 kV			
	18	36	54	90
18		1.250	1.250	50.000
36				2.500
54				2.500
90				

TABLA 12.35. coordinación entre fusibles de potencia y FLC 8.3 kV.

Fusible de protecciónCHANCE K-MATE SL	Corriente de falla máxima para coordinación - A. Sym.									
	Fusible protector - S&C-SM Tipo E fusible estandar									
8.3 kV	15	20	25	40	50	65	80	100	125	150
18	500	770	1.000	2.500	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
36				2.500	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
54						640	1.550	50.000	50.000	50.000
90									50.000	50.000
118										

TABLA 12.36. Coordinación entre fusibles de potencia y FLC 15.5-22 kV.

Fusible de protección CHANCE K-MATE SL 15.5 - 22 kV	Corriente de falla máxima para coordinación - A. Sym.								
	Fusible protector - S&C-SM Tipo E fusible estandar								
	20	25	40	50	65	80	100	125	150
18		50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
36				50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
54					50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
90								50.000	50.000

TABLA 12.37. Coordinación entre FLC 8.3 kV y fusibles de potencia.

Fusible de protección S&C-SM Tipo E fusible estándar	Corriente de falla máxima para coordinación - A. Sym.					
	Fusible protector - CHANCE K-MATE SL 8.3 kV.					
	38	54	90	118	175	230
15		860	1.100	2.250	2.250	2.250
20		710	1.100	2.250	2.250	2.250
25			1.100	2.250	2.250	2.250
40			930	2.300	2.300	2.300
50				2.250	2.250	2.250
65				2.200	2.200	2.200
80					2.000	2.000
100						1.700
125						

TABLA 12.38. Coordinación entre FLC 15.5-22 kV y fusibles de potencia.

Fusible de protección S&C-SM Tipo E fusible estándar	Corriente de falla máxima para coordinación - A. Sym.		
	Fusible protector - CHANCE K-MATE SL 8.3 kV.		
	38	54	90
15		510	1100
20			1100
25			1100
40			830
50			

TABLA 12.39. coordinación entre FLC 8.3 kV y fusible NX 8.3 kV

Fusible de protección McGraw Edison NX 8.3 kV	Corriente de falla máxima para coordinación - A. Sym.						
	Fusible protector - CHANCE K-MATE SL 8.3 kV.						
	18	36	54	90	118	175	230
3	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
4.5	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
6		50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
8		50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
10			50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
12			50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
18				50.000	50.000	50.000	50.000
25					50.000	50.000	50.000
30					50.000	50.000	50.000
40						50.000	50.000

TABLA 12.40. Coordinación entre FLC 15.5-22 kV y fusible NX 15.5-23 kV.

Fusible de protección McGraw Edison NX 15.5-23 kV	Corriente de falla máxima para coordinación - A. Sym. Fusible protector - CHANCE K-MATE SL 8.3 kV.			
	18	36	54	90
3	50.000	50.000	50.000	50.000
4.5	50.000	50.000	50.000	50.000
6	50.000	50.000	50.000	50.000
8		50.000	50.000	50.000
10		50.000	50.000	50.000
12			50.000	50.000
18				50.000
25				

12.15.6 Coordinación interruptor (relevador)- fusible (feeder selective relaying FSR).

La filosofía más común de protección de alimentador establece el uso del FSR, el cual significa que el interruptor del alimentador y el fusible de una derivación lateral son coordinados de tal manera que el fusible de la derivación solamente opere para fallas permanentes en la derivación.

Para llevar acabo esto, el interruptor del alimentador debe operar antes de que el fusible sea dañado, como se muestran en la figura 12.69.

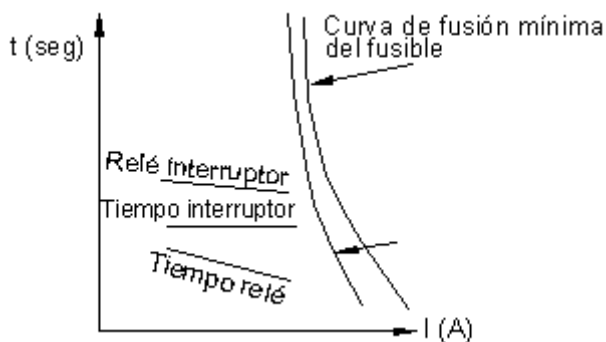


FIGURA 12.69. Coordinación relevador (interruptor) - fusible.

Puesto que el fusible es muy rápido a niveles relativamente altos de corriente de cortocircuito, algunas veces es imposible para el interruptor vencer el fusible y consecuentemente ambos dispositivos operan. Por ejemplo, los límites de coordinación para varios tipos de fusible (i.e. La corriente más alta a la cual la coordinación puede ser esperada), asumiendo una respuesta de 6 ciclos del relevador e interruptor, es como se muestra en la tabla 12.41.

TABLA 12.41. Corriente máxima a la cual la coordinación es posible

Tamaño del fusible	Ampeios de coordinación
100 K	1.200
100 T	2.000
200 K	3.500
200 T	5.800

Para fallas permanentes se espera que fusible opere antes de que el disco del relevador complete su recorrido como se muestra en la figura 12.70.

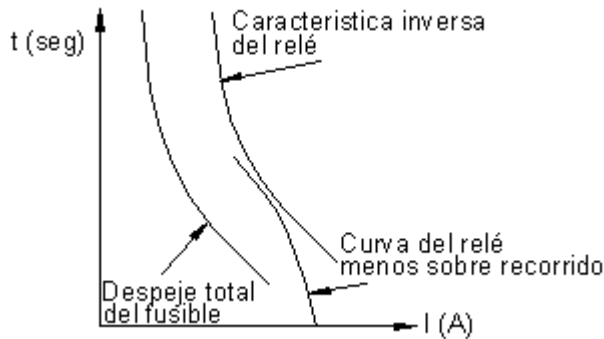


FIGURA 12.70. Coordinación durante fallas permanentes.

El error más común cuando se emplea este tipo de coordinación es que se olvida considerar el sobre recorrido del disco del relevador (cuando se usa el relevador electromecánico).

Mientras que la teoría del FSR suena bien, es difícil implementarla puesto que la verdadera coordinación está limitada a un rango muy estrecho de corrientes de falla. La figura 12.71 muestra una ilustración muy simplificada que explica el porque de esto.

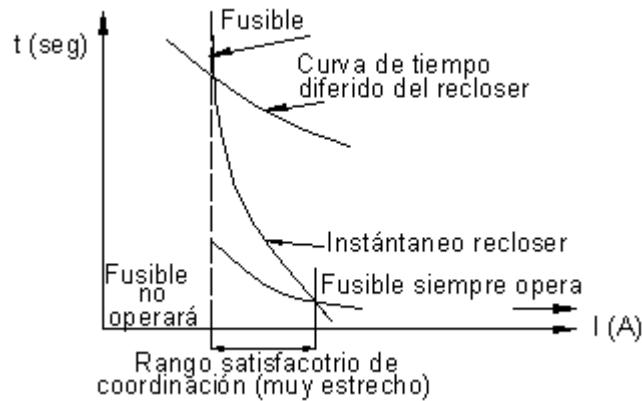


FIGURA 12.71. Rango de coordinación del FSR.

Como puede verse, para muchos niveles bajos de corriente el fusible puede no operar así como se supuso que lo hacía para fallas permanentes. De otro lado, el fusible es también rápido para altas corrientes y siempre operará. Esto es un problema para condiciones de falla temporales.

En un alimentador de distribución, es concebible que las tres condiciones puedan existir, i.e. Existen áreas donde el fusible: siempre opera, nunca opera y opera adecuadamente. Esta situación se muestra en la figura 12.72.

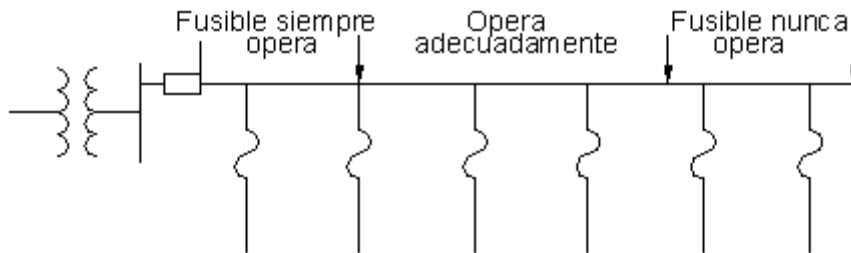


FIGURA 12.72. Ubicación de fusibles que siempre operan, operan adecuadamente y que nunca operan.

Más exactamente, la condición donde el interruptor o recloser es siempre más rápido que el fusible raramente ocurre.

12.15.6.1 Autoextinción de descargas.

La secuencia de recierre de un interruptor es usualmente así: 1 disparo rápido seguido de varios disparos diferidos. El tiempo entre recierres, i.e. cuando el interruptor está abierto, es llamado "tiempo muerto". Una secuencia típica de tiempo muerto es 0, 15, 30s como se muestra en la figura 12.73.

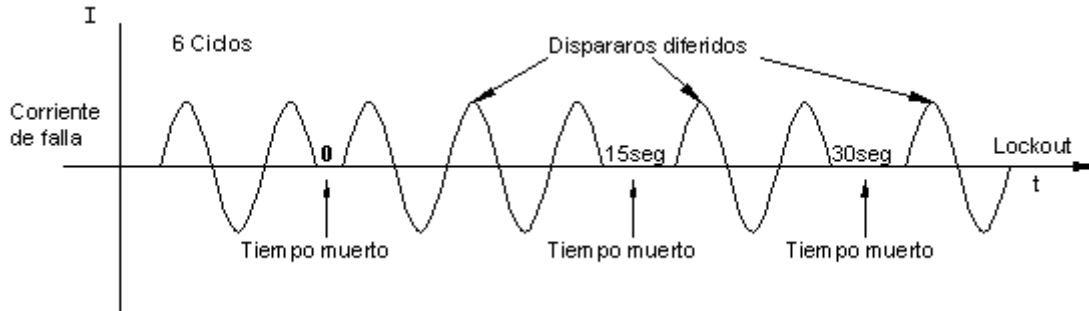


FIGURA 12.73. Recierre de interruptor del alimentador.

El disparo instantáneo toma aproximadamente 6 ciclos, que incluye un ciclo para el relevador (instantáneo) y cinco ciclos para el interruptor. Algunas empresas de energía que operan en áreas de alta actividad de descargas atmosféricas han encontrado que algunas descargas que golpean la línea son autoextinguidas. Lo que significa que después de que la descarga golpea la línea e inicia la corriente de falla (flameo), la falla puede algunas veces autodespejarse. En la mayoría de los casos donde esto es exitoso, la empresa electrificadora usa crucetas de madera.

Se ha encontrado que la madera posee buena capacidad para apagar el arco. Es por esto que algunas de las empresas de energía retrasan un relevador instantáneo, que es aproximadamente un segundo, por unos pocos ciclos eliminando así un disparo innecesario del alimentador.

12.15.6.2 Eliminación del recierre instantáneo.

Un recierre instantáneo significa que sobre su primer disparo, el interruptor es inmediatamente cerrado, es decir, un retraso de tiempo no intencional es introducido a la operación. El tiempo 0 segundos mostrado en la figura 12.73 indica un recierre instantáneo. En realidad, la duración del recierre instantáneo es aproximadamente de 20 a 30 ciclos debido a la inercia de los contactos del interruptor. Algunas empresas de energía encontraron que el recierre instantáneo es usualmente no exitoso y la falla temporal se reinicia sobre el recierre. Esta falla es despejada exitosamente después del primer disparo diferido donde el tiempo muerto es usualmente 5 segundos o más.

La explicación dada para el fracaso con recierre instantáneo es que los gases ionizados formados durante la falla no le da oportunidad para disiparse si el recierre ocurre muy rápidamente.

Algunas empresas de energía han encontrado que introduciendo un retraso de dos o tres segundos (hasta 15 segundos) en el primer tiempo muerto, se puede prevenir la reiniciación.

12.15.6.3 Calidad de potencia.

Para una falla temporal sobre un lateral, una compañía eléctrica que usa el FSR esperará que el interruptor abra despejando la falla. El fusible lateral en este escenario no estará afectado.

El problema con esta técnica es que el alimentador completo dé una interrupción momentánea y se crea que "síndrome de parpadeo del reloj".

Es un esfuerzo por reducir el número de interrupciones momentáneas que un consumidor ve, e incrementar así que la calidad de la potencia, muchas electrificadoras están eliminando el disparo instantáneo del interruptor. Esto significa que las fallas temporales en un lateral ahora llegan a ser salidas permanentes afectando así los índices de confiabilidad (los minutos promedio del consumidor fuera de servicio por año se incrementarán).

12.15.6.4 Esquema de corriente alta/baja.

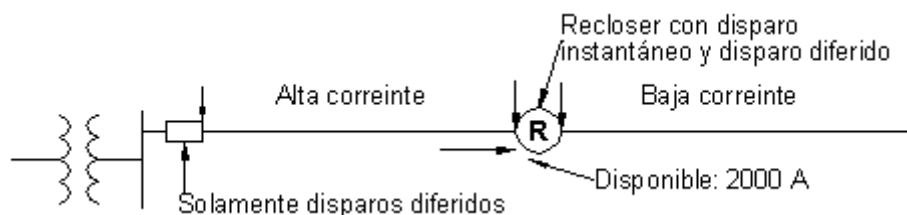


FIGURA 12.74. Alimentador con áreas de corriente de falla bajas y áreas de corriente altas.

La mayoría de los alimentadores como el mostrado la figura 12.74 tienen áreas de corriente de falla alta y corriente de falla baja. Se sugiere que el interruptor proteja justamente el área de altas corrientes de falla. Puesto que el fusible es más rápido que el interruptor en esa área, se debe usar el disparo no instantáneo que ya que el fusible operará de todas formas y el disparo del alimentador sólo causarán parpadeo de relojes.

Se sugiere que para áreas del sistema donde las corrientes de fallas son aproximadamente 2000A o menos y la coordinación es posible con fusibles de 100A o menos, los recierres sean usados y la coordinación selectiva sea es restaurada (el fusible que sólo opera para fallas permanentes). Este esquema, aunque requiere la adición de recloser, reduce el número disparos momentáneos así como los minutos promedios de salida el consumidor.

12.15.7 Coordinación relevador-recloser.

Si una falla permanente ocurre en cualquier parte del sistema alimentador más allá del interruptor, el dispositivo de recierre operará 1, 2 o 3 veces instantáneamente (dependiendo del ajuste) en un intento por despejar la falla. Sin embargo, como una falla permanente estará aún en la línea al final de esas operaciones instantáneas, debe ser despejada por algún otro medio. Por esta razón, el recloser estará provisto con 1, 2 o 3 operaciones diferidas (dependiendo del ajuste). Estas operaciones adicionalmente, son a propósito más lentas para proporcionar coordinación con fusibles o permitir que la falla se autodespeje. Después de la cuarta operación, si la falla persiste en la línea, el recloser abre y se bloqueará.

La figura 12.75 representa las características instantáneas y de tiempo diferido de un recloser automático convencional.

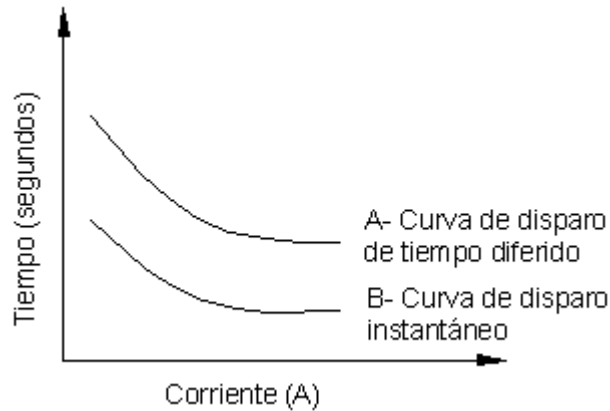


FIGURA 12.75. Características del recloser automático.

En SE donde la potencia de cortocircuito disponible en la barra del alimentador de distribución es 250 MVA o mayor, los circuitos alimentadores están usualmente equipados con interruptores y relevadores de sobre corriente de tiempo extremadamente inverso.

Los relevadores de cada alimentador deben estar ajustados de tal manera que ellos puedan proteger el circuito hasta un punto más allá del primer recloser en el alimentador principal, pero con el tiempo de retraso suficiente para ser selectivo con el recloser durante cualquiera o todas las operaciones dentro del ciclo completo del recloser.

Un factor importante en la obtención de esta selectividad es el tiempo de restablecimiento de los relevador de sobrecorriente. Si habiendo empezado a operar cuando ocurre una falla más allá del recloser, un relevador de sobrecorriente no tiene tiempo para restablecerse completamente después de los disparos del recloser y antes de que este recierre (un intervalo de aproximadamente 1 s), el relé puede continuar avanzando hacia el disparo durante operaciones secuenciales de recierre. Así, se puede ver que no es suficiente hacer que el tiempo del relevador sea ligeramente más grande que el tiempo del recloser.

Es una buena regla de oro considerar que existirá una posible falta selectividad si el tiempo de operación del relevador en cualquier corriente es menor de dos veces la característica de tiempo diferido del recloser. La base de esta regla, y el método de cálculo de selectividad, llegará a ser evidente considerando un ejemplo.

Primero, se debe conocer cuáles son los datos disponibles para calcular la respuesta del relevador bajo condiciones de posible restablecimiento incompleto. La velocidad angular del rotor de un relevador de tiempo inverso para un múltiplo dado de corriente de puesta en marcha es sustancialmente constante a través del recorrido desde la posición de restablecimiento (completamente abierto) hasta la posición de cerrado donde los contactos cierran. Por lo tanto, si se conoce (de las curvas t-I) cuánto tiempo toma un relevador para cerrar sus contactos a un múltiplo dado de corriente de puesta en marcha y con un ajuste dado del dial de tiempo, se puede estimar que porción de recorrido total hacia la porción de contacto cerrado el rotor se moverá en cualquier tiempo dado.

Similarmente, la velocidad de restablecimiento del rotor de un relevador es sustancialmente constante a través de su recorrido. Si el tiempo de restablecimiento desde la posición de contacto cerrado es conocida para cualquier ajuste de tiempo dado, el tiempo restablecimiento para cualquier porción del recorrido total (cuando se usa ajuste de tiempo diferido más grande) es generalmente dado para cada tipo de relevador.

El tiempo de restablecimiento para un dial de tiempo ajustado en 10 es de 6 s aproximadamente en el caso de un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso y aproximadamente 60 s para un relevador de sobrecorriente de tipo muy inverso o extremadamente inverso.

EJEMPLO

Considere se el circuito de la figura 12.76 para

Chequear la selectividad para una falla de 500A, asumiendo que la falla persistirá a través de todos los recierres. El relevador IAC no debe disparar el interruptor para una falla más allá del recloser.

Curva A:

Característica t-I instantánea de un recloser de 35A.

Curva B:

Característica t-I de tiempo diferido de un recloser de 35A.

Curva C:

Característica t-I del relevador muy inverso IAC que ajustado en el 1.0 del dial de tiempo y en el tap de 4A (primario de 160A con TC de 200/5).

Tiempo de reposición del relevador de 60 s en el dial 10 de ajuste de tiempo.

Los tiempos de operación del relevador y del recloser para este ejemplo son:

(de la figura 12.76).

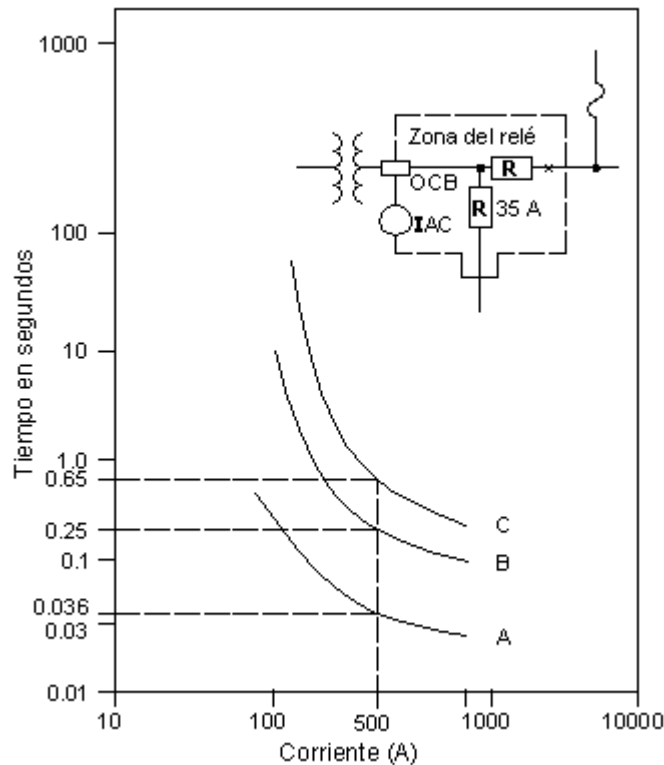


FIGURA 12.76. Ejemplo de coordinación relevador-recloser.

Para el recloser:

Instantáneo = 0.036s.

retraso de tiempo=0.25s.

Para el relevador:

Tiempo de puesta en marcha=0.65s.

Restablecimiento = $(1.0 / 10) \times 60$ segundos = 6.0 segundos.

El % de recorrido total del relevador IAC durante varias operaciones disparo que es como sigue, donde el signo (+) significa que el recorrido está en la dirección de cierre del contacto (dirección de disparo) y el signo (-) significa que el recorrido es en la dirección de reposición:

Durante el primer disparo instantáneo del recloser (curva A):

$$\% \text{ de recorrido de cierre del relé} = \frac{\text{Tiempo instantáneo recloser (+)}}{\text{Tiempo puesta en marcha relé}} \times 100 = \frac{0,036}{0,65} \times 100 = + 5.5 \%$$

Asumiendo que el recloser se abre por 1 segundo

$$\% \text{ de recorrido de reposición del relé} = \frac{\text{Tiempo de apertura recloser (-)}}{\text{Tiempo reposición del relé}} \times 100 = \frac{1,0}{6,0} \times 100 = -16,7 \%$$

Puede observarse que:

$|\text{Recorrido cierre del relé}| < |\text{Recorrido reposición relé}|$

$|5,5 \%| < |16,67 \%|$

Y por lo tanto, el relevador se repondrá completamente durante el tiempo que el recloser está abierto después de cada apertura instantánea.

Similarmente los % de recorrido durante las operaciones de disparo diferido se pueden calcular de la siguiente manera:

Durante la primera operación de disparo diferido (curva B) del recloser:

$$\% \text{ de recorrido de cierre del relé} = \frac{\text{Tiempo instantáneo recloser (+)}}{\text{Tiempo puesta en marcha relé}} \times 100 = + \frac{0,25}{0,65} \times 100 = + 38,5 \%$$

Asumiendo ahora que el recloser abre por 1 segundo.

$$\% \text{ de recorrido de reposición del relé} = \frac{\text{Tiempo de apertura recloser (-)}}{\text{Tiempo reposición del relé}} \times 100 = - \frac{1,0}{6,0} \times 100 = -16,7 \%$$

Durante el segundo disparo de tiempo diferido del recloser.

$$\% \text{ de recorrido de reposición del relé} = \frac{0,25 (+)}{0,65} \times 100 = + 38,5 \%$$

El recorrido neto del relé es de $= + 38,5 \% - 16,7 \% + 38,5 \%$

Recorrido neto = 60.3 % del total hacia la posición de contacto cerrado.

De acuerdo a lo anterior, se ve que al recorrido del relevador le falta aproximadamente el 40% ($0.4 \times 0.65 = 0.24$ segundos) del necesario para que el relevador cierre sus contactos y dispare su interruptor; y por lo tanto, el relevador IAC será selectivo. Se considera deseable un margen de 0.15 a 0.20 segundos adecuado contra variaciones de características, errores en la lectura de curvas, etc. El relevador de sobrecorriente estático tipo SFC previene algunos de estos problemas ya que su sobrecorrido es aproximadamente 0.01s y el tiempo de restablecimiento es de 0.1s o menos.

Si recloser automático es usado como interruptor de un alimentador, para seleccionar su tamaño es necesario reunir las siguientes condiciones:

- La capacidad interrupción del recloser debe ser más grande que la corriente de falla máxima calculada sobre la barra.
- La corriente de carga nominal (I bobina) del recloser debe ser más grande que la corriente carga pico del circuito. Se recomienda que la corriente nominal de la bobina del recloser sea de tamaño suficiente que permita el crecimiento normal de la carga y esté relativamente libre de disparos innecesarios debido a corrientes inrush que siguen a una salida prolongada. El margen entre la carga pico en el circuito y la corriente nominal del recloser es aproximadamente 30%.

- c) La corriente de puesta en marcha mínima del recloser es dos veces su corriente nominal de bobina. Esto determina la zona de protección como establecida por la corriente de falla mínima calculada en el circuito.

La corriente nominal mínima de puesta en marcha debe alcanzar más allá del punto de seccionalización del recloser de primera línea; por ejemplo, la sobreposición de la protección debe estar proporcionada entre el recloser de la subestación y el recloser de primera línea. Si la sobreposición de la protección no puede obtenerse cuando se satisface la condición a), será necesario relocalizar el recloser de primera línea para hacer que caiga dentro de la zona de protección del recloser de la subestación.

Método práctico de coordinación relevador - recloser.

Si el tiempo de operación del relevador a cualquier valor de corriente de falla dado es menor que dos veces el tiempo diferido de disparo del recloser, asumiendo una secuencia de operación del recloser que incluye 2 disparos diferidos, existirá una posible falta de coordinación. Cuando falta la coordinación el ajuste del dial de tiempo o el ajuste de puesta en marcha del relevador debe aumentarse o el recloser debe localizarse para que la coordinación sea obtenida. En general los reclosers son localizados al final del alcance del relevador.

Los valores nominales de cada recloser deben ser tales que llevarán la corriente de carga, tener suficiente capacidad de interrupción para esa ubicación, y coordinarse ambos con el relevador y los dispositivos del lado de carga. Si existe una falta de coordinación con los dispositivos del lado de carga, los valores nominales del recloser tienen que ser aumentados. Después de que son determinados los valores nominales adecuados, cada recloser tiene que ser chequeado por alcance. Si el alcance es insuficiente se deben instalar reclosers adicionales serie en el primario principal.

12.15.8 Coordinación recloser - fusibles (lateral).

Para proporcionar protección contra fallas permanentes, se instalan cortacircuitos fusibles sobre las derivaciones (laterales) de un alimentador aéreo. El uso de un dispositivo de recierre automático como protección de respaldo contra fallas temporales evita muchas salidas innecesarias que ocurren cuando se usan sólo fusibles. Aquí el recloser de respaldo puede ser el recloser del alimentador en la subestación usualmente con una secuencia de operación rápida seguida de 2 operaciones de disparo diferidas o un recloser de rama de alimentador con dos operaciones instantánea seguidas de dos operaciones disparo diferido como se muestra en la figura 12.77.

El recloser se ajusta para aclarar una falla temporal antes de que cualquiera de los fusibles se pueda quemar y luego restablece el circuito una vez que desaparezca la causa de la falla (temporal). Pero si la falla es permanente, esta es despejada por el fusible correcto al alcanzar la temperatura de fusión después de las operaciones diferidas del recloser (el cual queda en la posición lockout).

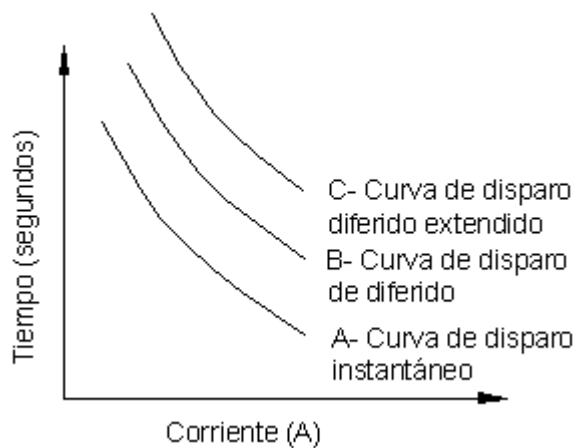


FIGURA 12.77. Características t-I de disparo instantáneo y diferido del recloser.

12.15.8.1 Tamaño estandarizado del fusible.

La mayoría de las compañías electrificadoras seleccionan un tamaño de fusible, (como 65K) y es usado para todas las derivaciones laterales. La razón dada es que es fácil para las cuadrillas tratar con un solo tamaño. También afirman que las carga laterales no son realmente importantes y la coordinación no es consistente.

Por ejemplo la figura 12.78 muestra una coordinación recloser-fusible. La coordinación existe sólo para los puntos entre a y b los cuales son niveles de corriente de falla. Considerando el diagrama unifilar y asumiendo que los niveles a y b ocurren en la mitad del lateral, se puede concluir que los laterales cercanos y más lejanos de este punto no coordinarán totalmente. Esto es, como el fusible es del mismo tamaño, el esquema de coordinación y por lo tanto, sus límites siguen siendo los mismos. Esta técnica, sin embargo, es probablemente tan válida como cualquier otra.

La idea es la siguiente: Si ocurre una falla temporal, las operaciones instantáneas del recloser protegen al fusible de cualquier daño, ya que la curva de disparo instantáneo del recloser está por debajo de la curva del fusible para corrientes menores que la asociada con el punto de intersección b.

Sin embargo, si la falla más allá del fusible C es permanente, el fusible despejará la falla una vez que recloser alcanza la posición lockout después de las operaciones diferidas (curva B). Esto porque la curva de disparo diferido B del recloser está por encima de la porción de curva de despeje total del fusible C para corrientes más grandes que la asociada con el punto de intersección a.

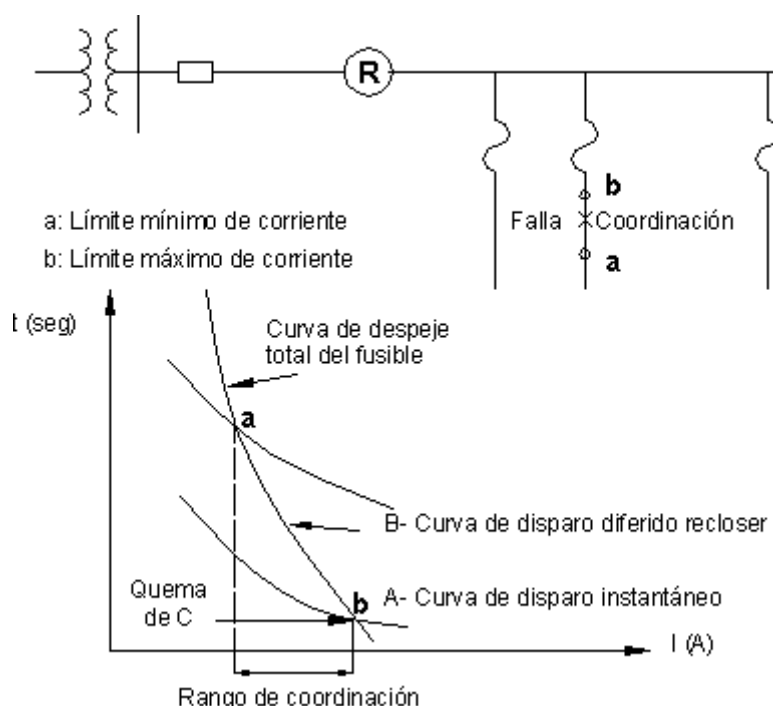


FIGURA 12.78. Coordinación recloser-fusible.

Por lo tanto, una coordinación adecuada de las operaciones de disparo del recloser y el tiempo de despeje total del fusible previene que este se queme durante las operaciones de disparo instantáneo del recloser. La coordinación requerida del recloser y fusible puede obtenerse:

- Comparando las curvas t-I respectivas.
- Considerando factores como:

Precarga.

Temperatura ambiente.

Tolerancia de curvas.

Calentamientos y enfriamientos del fusible: durante operaciones instantáneas del recloser.

El método de coordinación recloser - fusible anterior es aproximado ya que no tiene en cuenta las condiciones de enfriamientos y calentamientos del fusible.

12.15.8.2 Nivel de carga.

Algunas empresas de energía dimensionan el fusible de los laterales de acuerdo a la carga de estos. Se puede decir esto ya que los fusibles laterales varían considerablemente y el tamaño no es una función del nivel de cortocircuito (fusibles de mayor capacidad cerca a la subestación podrían indicar un intento para coordinar).

Los fusibles usados para laterales deben ser ratados para al menos dos veces la carga lateral para permitir las corrientes de puesta marcha en frío, corrientes inrush, y retroalimentación de emergencia. Debe notarse que la protección con fusible de los laterales se hace con pequeñas capacidades si se busca prevenir sobrecargas. La filosofía de protección con fusibles en este caso es la de eliminar la falla, y no la de proteger contra sobrecargas.

Donde los tamaños de fusibles para laterales son aún más pequeños que 25K o 15T, existe con frecuencia un problema con las corrientes de descarga (rayos) que queman el fusible. La mayoría de las operaciones de fusibles durante las descargas atmosféricas son causadas sin embargo, por el flameo de la línea (corriente de falla) el cual operará cualquier capacidad de fusible.

12.15.8.3 Coordinación con relevador selectivo de alimentador (FSR).

Algunas empresas de energía seleccionan un tamaño de fusible para permitir la máxima coordinación con el interruptor o el recloser. Las empresas usando fusibles laterales de 100 o 200A posiblemente pueden no estar haciéndolo debido a la carga lateral pero más aún debido a que los niveles de cortocircuito son relativamente altos y esa es sólo una forma de retraso suficiente para el fusible ante fallas temporales para permitir que el interruptor opere.

12.15.8.4 La coordinación recloser-fusible adecuada.

La figura 12.79 muestra que las curvas t-I del fusible y recloser. Se ilustra aquí un método práctico suficientemente seguro de coordinación. Aquí, la corriente máxima de coordinación se encuentra por la intersección (en el punto b') de 2 curvas: la curva de daño del fusible (75% de la curva de fusión mínima) y la curva de tiempo de despeje máximo de la operación de disparo rápido del recloser (el cual es igual a 2A en el tiempo, puesto que hay 2 disparos rápidos).

Similarmente, el punto a' (corriente mínima de coordinación) se encuentra en la intersección entre la curva despeje total del fusible con la curva B' (lo cual es igual a $2A+2B$ en el tiempo) ya que además de los 2 disparos rápidos existen dos disparos diferidos.

Todo esto permite tener en cuenta los calentamientos y enfriamientos alternativos del elemento fusible a medida que el recloser completa su secuencia de operaciones. La figura 12.80 ilustra el ciclo temperatura de un fusible durante las operaciones del recloser.

EJEMPLO

Un método usado para representar el calentamiento del fusible es desplazar la curva disparo instantáneo hacia la derecha. Si la calibración del recloser es para 2 disparos instantáneos seguido de dos disparos diferidos y el tiempo muerto entre recierres fue instantáneo, luego la curva A simplemente será duplicada.

Puesto que hay usualmente aproximadamente 2 a 5s entre recierres, el fusible logra enfriarse. Para tener en cuenta esto, se usa un factor menor a 2. Si se asume el sistema de la figura 12.81 dando al recloser 2s de tiempo muerto se debe desplazar la curva instantánea por un factor de 1.35 y tener el dibujo de coordinación de la figura 12.82.

El límite de coordinación será ahora de aproximadamente 1000A para fallas más allá del fusible 30T y sobre 5000A para fallas más cercanas. Si el sistema más allá del fusible 30T está dentro de estos límites, existe coordinación total. (Vea figura 12.82)

Existen tablas de coordinación desarrollados por los fabricantes que para coordinar recloser con elementos fusible de una manera muy sencilla, tales valores se muestran en la tabla 12.42

12.15.9 Coordinación recloser-recloser.

La necesidad de esta coordinación puede aparecer debido a que pueden existir cualquiera de las siguientes situaciones en un sistema de distribución.

1. Cuando se tienen 2 reclosers trifásicos.
2. Cuando se tienen 2 reclosers monofásicos.
3. Cuando se tiene 1 recloser trifásico en la subestación y un recloser monofásico sobre una de las ramas de un alimentador dado.

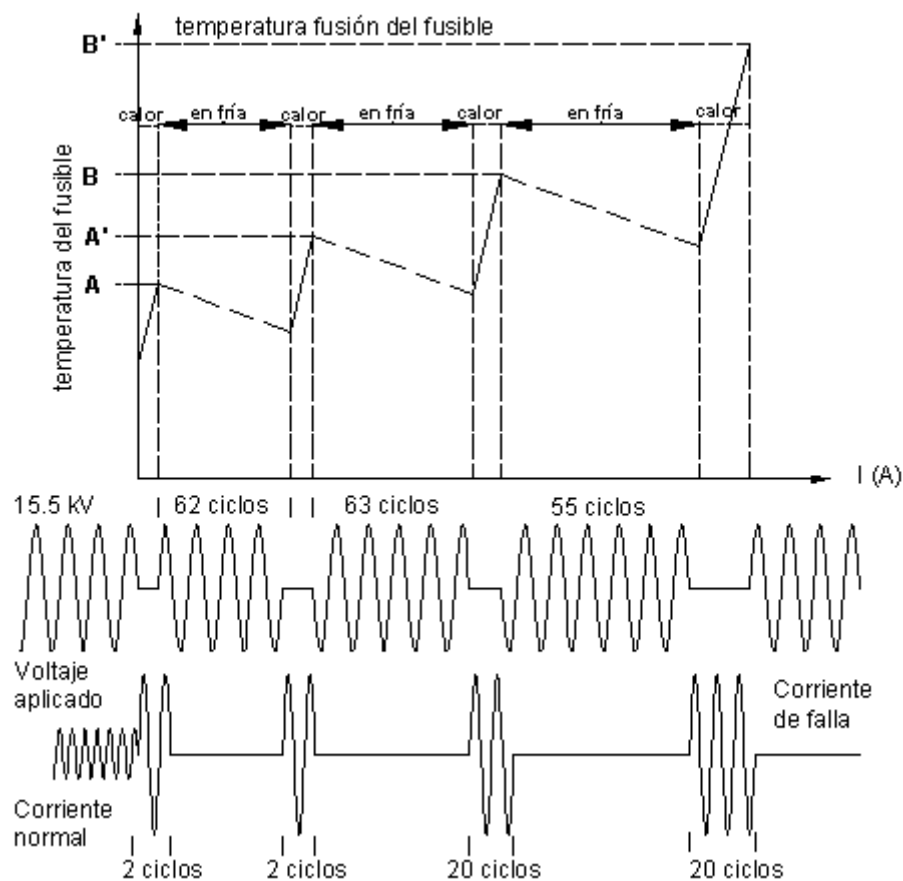


FIGURA 12.80. Ciclo de temperatura del fusible durante las operaciones del recloser.

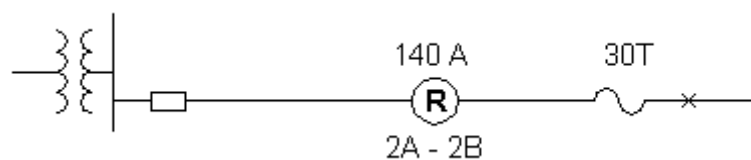


FIGURA 12.81. Coordinación recloser-fusible en un ejemplo práctico.

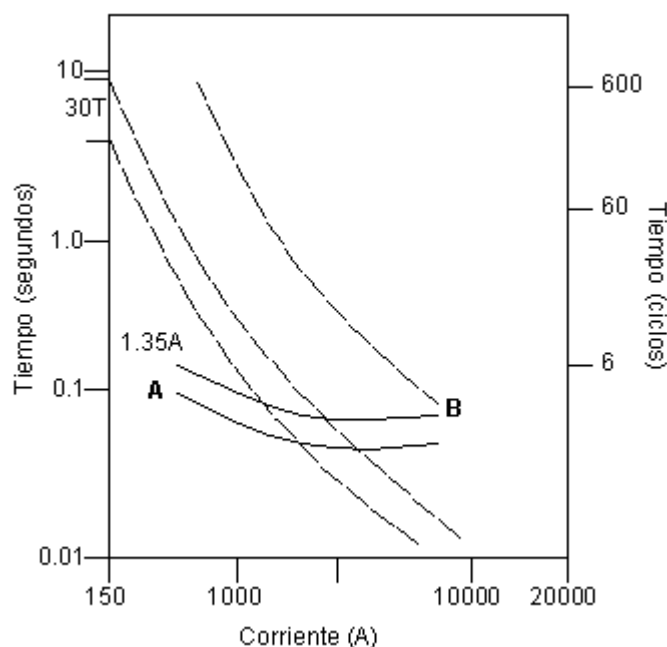


FIGURA 12.82. Coordinación resultante recloser-fusible (ejemplo).

La coordinación requerida entre los recloser puede obtenerse usando una de la siguientes medidas:

1. Empleando tipos diferentes de recloser y alguna combinación de tamaños de bobinas y de secuencia de operación.
2. Empleando el mismo tipo de recloser y secuencia de operación pero usando diferentes tamaños de bobina.
3. Empleando el mismo tipo de recloser y tamaño de bobinas pero usando diferentes secuencia de operación.

En general, la industria eléctrica de suministro prefiere usar la medida N° 1 sobre las otras dos.

Cuando las curvas TCC de 2 reclosers están separadas menos de 12 ciclos una de la otra, los recloser pueden efectuar sus operaciones instantáneas o rápidas al mismo tiempo.

Para obtener la coordinación entre las curvas de disparo retardadas de 2 recloser, al menos un margen de tiempo del 25% debe ser aplicado.

12.15.10 Coordinación recloser-fusible de alto voltaje del transformador de la subestación.

Usualmente, un fusible de potencia localizado en el lado primario de un transformador delta-Y, proporciona protección al transformador contra las fallas en los terminales y también proporciona protección de respaldo por fallas en el alimentador. Estos fusibles tienen que ser coordinados con el recloser o con los recloser de los interruptores localizados en el lado secundario del transformador para prevenir daño en el fusible durante las

operaciones secuenciales de disparo. Los efectos de los calentamientos y enfriamientos acumulados del elemento fusible pueden ser tomados en cuenta para ajustar el tiempo disparo diferido del recloser.

TABLA 12.42. Coordinación de recloser con fusibles.

Corriente nominal continua del recloser	Valores nominales de GE, fusibles tipo T, A.									
	A rms fusible	2N+	3N+	6T	8T	10T	12T	15T	20T	25T
	A rms	Rangos de coordinación								
5	min	14	17.5	68						
	max	55	55	123						
10	min			31	45	75	200			
	max			110	152	220	250-300			
15	min			30	34	59	84	200	380	
	max			105	145	210	280	375	450	
25	min			50	50	50	68	105	145	300
	max			89	130	190	265	360	480	610

+ Secuencia de recloser: 2 operaciones instantaneas + 2 operaciones diferidas.

Corriente nominal continua del recloser	A rms fusible	Capacidades nominales de fusibles A rms							
		25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T
		Rangos de coordinación							
50	min	190	480	830	1200	1730	2380	2750	
	max	620	860	1145	1510	2000	2525		
70	min	140	180	365	910	1400	2000	2750	
	max	550	775	1055	1400	1850	2400		
100	min	200	200	200	415	940	1550	2750	
	max	445	675	950	1300	1700	2225		
140	min		280	280	280	720	710	2750	
	max		485	810	1150	1565	2075		
200	min				400	400	400	2750	
	max				960	1380	1850		
280	min						620	2750	
	max						1.500		

Para obtener una coordinación, el tiempo de disparo ajustado es comparado con el tiempo que fusión mínimo del elemento fusible, el cual es dibujado para una falla fase-fase que puede ocurrir sobre el secundario del transformador.

Si el tiempo de fusión mínimo del fusible de respaldo es más grande que el tiempo de disparo ajustado del recloser, la coordinación entre fusible y recloser es obtenida. La coordinación del interruptor de una subestación con los fusibles primarios del transformador de una subestación dictamina (ordena) que el tiempo de despeje total del interruptor (i.e tiempo del relevador + tiempo de interrupción del interruptor), es menor que el 75 al 90% del tiempo de fusión mínima de los fusibles para todos valores de corriente superiores a la corriente máxima de falla.

El fusible seleccionado debe ser capaz de llevar el 200% de la corriente a plena carga del transformador continuamente en cualquier emergencia a fin de que pueda soportar la corriente inrush "magnetizante" del transformador (lo cual es usualmente de 12 a 15 veces la corriente a plena carga del transformador) para 0.1s.

12.15.11 Principios básicos de coordinación que deben ser observados en la aplicación de seccionalizadores.

1. La corriente actuante mínima de los seccionalizadores debe ser el 80% del disparo mínimo de los dispositivos del lado fuente. Para unidades controladas electrónicamente, el nivel actuante mínimo es usado directamente.

Para unidades controladas hidráulicamente, se usa el mismo valor nominal de la bobina serie.

La corriente mínima actuante es 1.6 veces el valor nominal de la bobina del seccionizador para proporcionar coordinación adecuada con el disparo mínimo del recloser.

2. Los seccionalizadores no equipados con sensores de falla a tierra deben ser coordinados con el nivel de disparo mínimo (puesta en marcha) de fase del dispositivo de respaldo. La calibración del nivel de actuación del seccionizador para coordinarse con el nivel de puesta en marcha de tierra del dispositivo de respaldo puede causar operaciones lockout erróneas debido a la corriente inrush.
3. El seccionizador debe ser ajustado al lockout en una operación menos que el dispositivo de respaldo. Esta regla general no necesita aplicarse en el caso de muchos seccionizadores en serie, donde unidades sucesivas pueden estar ajustadas para 1, 2 o 3 operaciones menos que el recloser de respaldo.
4. Los tiempos de apertura y recierre del dispositivo de respaldo debe ser coordinado con el tiempo de retención de conteos del seccionizador. El disparo combinado (excepto para el primer disparo) y los tiempos de recierre del respaldo deben ser más cortos que el tiempo de memoria del seccionizador. Si el tiempo de operación del respaldo es más grande que el tiempo de memoria del seccionizador, el seccionizador parcialmente olvidará el número de operaciones de disparo del respaldo. Esto resultará en un locking out del respaldo para una falla más allá del seccionizador y puede requerir una operación de disparo extra del respaldo, y luego ambos (dispositivo de respaldo y seccionizador) deben estar lockout.
5. Los seccionizadores trifásicos están limitados a la coordinación con las aperturas trifásicas simultáneas de los dispositivos de respaldo. Los disparos no simultáneos de los dispositivos de respaldo pueden resultar en un intento de interrupción de falla por el seccionizador, el cual no es diseñado para tal operación.

Una condición problemática para seccionizadores sin restricción de corriente inrush se muestra en la figura 12.83. En este ejemplo ocurre una falla en el lateral protegido por el seccionizador S1. Después de que el interruptor del alimentador abre, este seccionizador contará 1. Los otros seccionizadores contarán 0, ya que ellos no ven corriente de falla. Si la falla es permanente, el restaurador del interruptor de nuevo cierra y abre. En este momento el seccionizador S1 contará 2 pero S2 y S3 contarán 1 (ver tabla 12.43), ya que la corriente inrush a través de ellos y en el restaurador es de una magnitud similar a la corriente de falla.

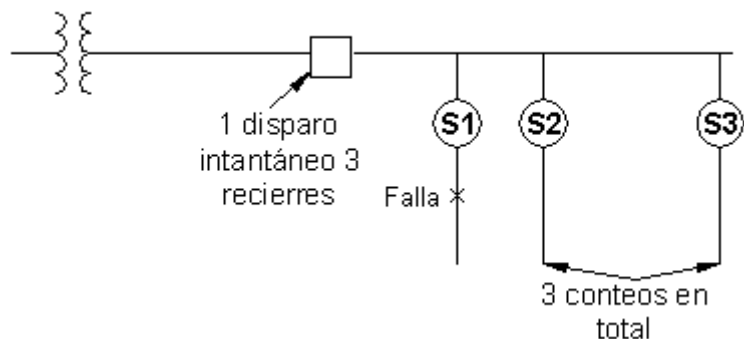


FIGURA 12.83. Condición indeseada para aplicación de seccionalizadores.

Este proceso continúa hasta que el interruptor abre y S1 realiza 3 conteos y queda abierto aislando la falla. Los otros seccionalizadores que han contado hasta 2 ven otra corriente inrush durante este recierre sucesivo y tratan de abrir durante una condición de energizada normal. Como algunos seccionalizadores no pueden interrumpir corrientes de carga también puede resultar en falla.

TABLA 12.43. Conteos del seccionizador.

Paso	Secuencia de eventos			Comentario
	S1	S2	S3	
1	0	0	0	Iniciación de falla.
2	1	0	0	Abre interruptor.
3	1	0	0	Cierra interruptor.
4	2	1	1	Abre interruptor.
5	2	1	1	Cierra interruptor.
6	3	2	2	Abre interruptor y S1 abre.
7	3	2	2	Cierra interruptor pero el inrush de nuevo produce puesta en marcha.
8	3	3	3	El inrush produce un conteo y S2 y S3 tratan de abrir bajo carga.

La secuencia de eventos que se muestra indica uno de los problemas que los seccionizadores sufren debido a la corriente inrush. En este caso (y existen otros) los seccionizadores más allá de la falla cuentan incorrectamente debido a la corriente inrush.

EJEMPLO

Considérese el circuito de la figura 12.84.

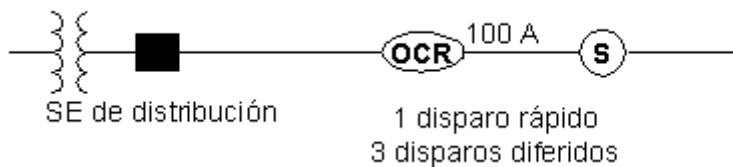


FIGURA 12.84. Ejemplo de aplicación de seccionizadores.

En este alimentador de distribución, el seccionizador debe coordinarse con un recloser hidráulico de 100 A, el recloser se ajusta para una operación rápida y 3 diferidas.

Hallar el tamaño del seccionizador.

$$\text{disp mín del recloser} = 2 \cdot I_{\text{nom}} = 2 \times 100\text{A} = 200\text{A}$$

$$\text{Ajuste disp S} = 0,8 \cdot 200 = 160\text{A}$$

$$I_{\text{nom}} \text{ de S} = \frac{\text{Ajuste disp mín}}{1,6} = \frac{160}{1,6} = 100\text{A}$$

$$I_{\text{nom}} \text{ de S} \leq 100\text{A}$$

Protección de redes de distribución contra sobretensiones

-
- 13.1 Características de la descarga atmosférica.
 - 13.2 Causas de sobrevoltajes
 - 13.3 Pararrayos de Carburo de Silicio vs MOV
 - 13.4 Clases de pararrayos.
 - 13.5 Selección de pararrayos.
 - 13.6 Coordinación de aislamiento.
 - 13.7 Ondas viajeras.
 - 13.8 Protección de líneas.
 - 13.9 Descargas inducidas.
 - 13.10 Metodología para calcular el desempeño de las líneas de distribución ante la incidencia de descargas atmosféricas.

13.1 CARACTERÍSTICAS DE LA DESCARGA ATMOSFÉRICA

Con el fin de entender los efectos del rayo, es mejor obtener algún conocimiento sobre lo que es el rayo, como se causa y donde es más probable que ocurra. Los términos más usados para describir este fenómeno son los siguientes.

13.1.1 Conductor de descarga (predescarga).

Bajo condiciones normales se ha creído generalmente que las nubes contienen cargas positivas y negativas que se combinan y se neutralizan entre si resultando una carga neutra, con diferencia de voltaje cero dentro de la nube.

Una explicación del rayo es la siguiente: Cuando el aire húmedo es calentado, se eleva rápidamente y cuando logra alturas más grandes comienzan a enfriarse. A muy grandes alturas (tan altas como 60.000 ft) se forman partículas de precipitación y comienzan a caer; el aire va ascendiendo y las partículas van hacia abajo (a una velocidad de 100 MPH) y crean un mecanismo de transferencia de carga paralizando la nube.

Cuando el gradiente de potencial entre nubes o entre la nube y la tierra alcanza el límite para el aire, esté en la región de alto esfuerzo, se ioniza y se rompe. El conducto de descarga que es imperceptible para el ojo arranca en la nube como una perforación eléctrica. Esta a su vez establece la trayectoria descendente de la descarga entre la nube y la tierra; el conducto usualmente sigue la dirección de la más alta concentración de gradiente de voltaje en pasos sucesivos, estos pasos en zig-zag son de aprox. 60 yardas en un tiempo de 30 a 90 microsegundos vacilantes entre pasos.

Como el conducto se dirige a tierra, los iones negativos progresan hacia abajo a lo largo de la trayectoria conductora y los iones positivos comienzan a ascender (descarga de retorno) y cuando la carga y la descarga de retorno se encuentran se establece la conexión nube-tierra y la energía de la nube es liberada en la tierra; esta liberación de energía es la descarga visible llamada RAYO.

13.1.2 Duracion de la descarga.

La duración de la descarga es usualmente menor de 200 μ seg. Se ha considerado que la honda de corriente es del tipo 8 x 20 μ seg, que es una aceptable aproximación de la descarga.

Algunas descargas tienen relativamente alta corriente de descarga en cortos periodos de tiempo; estas descargas producen efectos explosivos. De otro lado otras descargas duran pocos cientos de μ seg. Con corrientes de descarga < 1000 Amperios. Este tipo de descarga comúnmente llamado rayo caliente produce quemaduras considerables, incendios, fusión de metales, etc. Muchas descargas son una combinación de ambas.

Los siguientes datos muestran una de las distribuciones estadísticas de duración de descarga reportado a la industria (tabla 13.1).

TABLA 13.1. Duración de la descarga simple

Duración de una descarga simple (μ seg)	%
> 20	96
> 40	57
> 60	14
> 80	5

Tiempo promedio = 43 μ seg

La energía de un rayo no es tan grande como la gente piensa ya que la duración de la onda es muy corta, por ejemplo una onda de 43 μ seg. dura solo el 0.26% de la duración de un solo ciclo de CA a 60 Hz.

13.1.3 Magnitudes de corriente.

Las medidas de corrientes de descarga sobre los últimos años muestran que las corrientes de descarga caen en el siguiente rango:

El 5%	excedieron los 90000 Amperios.
El 10%	excedieron los 75000 Amperios.
El 20%	excedieron los 60000 Amperios.
El 50%	excedieron los 45000 Amperios.
El 70%	excedieron los 30000 Amperios.

13.1.4 Rata de elevación.

Es interesante que mientras la industria eléctrica prueba con ondas de 8 x 20 μ seg, esta forma de onda no está totalmente sustentada por los datos de campo.

Los siguientes tiempos de cresta son mucho más representativos que la onda de 8 x 20 mseg.

Tiempos de cresta >	6.8 μ seg.	Tienen probabilidad del:	90 %
Tiempos de cresta de :	5 μ seg.	Tienen probabilidad del:	80 %
Tiempos de cresta de :	4 μ seg.	Tienen probabilidad del:	75 %
Tiempos de cresta de :	3 μ seg.	Tienen probabilidad del:	60 %
Tiempos de cresta de :	1.5 μ seg.	Tienen probabilidad del:	45 %
Tiempos de cresta de :	1 μ seg.	Tienen probabilidad del:	17 %

Se han reportado ratas de elevación tan altas como 10 kA / μ seg. para el 50 % de las corrientes de descarga. Ratas de 65 kA / μ seg para corrientes de descarga también fueron reportadas por muchos investigadores.

13.1.5 Descargas múltiples.

Más de la mitad de las descargas son múltiples y van desde 2 hasta 40. Son causadas por la recarga rápida de las nubes del área. Después de que ocurre la primera descarga, algunas de las cargas eléctricas en otras partes o en nubes adyacentes se mueven para rellenar el área descargada. Este relleno ocurre antes de que la trayectoria gaseosa de la primera descarga se haya disipado y consecuentemente cumple la misma trayectoria que la descarga anterior.

Algunos valores típicos para descargas múltiples son las siguientes:

El 50 % de las descargas directas tiene al menos 3 componentes

El 24 % de las descargas directas tiene al menos 4 componentes

El 15 % de las descargas directas tiene al menos 6 componentes

La duración promedio de las descargas múltiples tiene aproximadamente 1 / 10 seg.

La duración máxima para descargas múltiples tiene aproximadamente de 1.5 seg.

13.1.6 Polaridad.

La carga de la tierra es (+) y la de la nube es (-) en el 90 % de las medidas registradas.

13.1.7 Nivel isocerámico.

Es el número de días tormentosos al año en cualquier lugar: En Colombia las hay desde 5 a 100 días tormentosos por año.

13.2 CAUSAS DE SOBREVOLTAJE

13.2.1 Descargas atmosféricas.

13.2.2 Desplazamientos de neutro durante fallas línea - tierra.

13.2.3 Operación de fusibles limitadores de corriente.

13.2.4 Ferroresonancia (FR).

En circuitos trifásicos, el swicheo monofásico, la quema de un fusible, o la rotura de un conductor puede ocasionar sobrevoltaje cuando ocurre resonancia entre la impedancia de magnetización del transformador y la capacitancia del sistema de la fase o fases aisladas (ver figura 13.1).

Gran cantidad de situaciones prácticas en circuitos pueden ocurrir y pueden resultar en el fenómeno de ferroresonancia. Básicamente, las condiciones necesarias pueden elevarse cuando uno o dos fases abiertas resultan en una capacitancia que está siendo energizada en serie con la impedancia de magnetización no lineal del transformador, donde los suiches pueden ser cortacircuitos fusible montados en un poste.

La capacitancia puede ser dada por la longitud del cable que conecta el devanado a tierra con el transformador Pad Mounted.

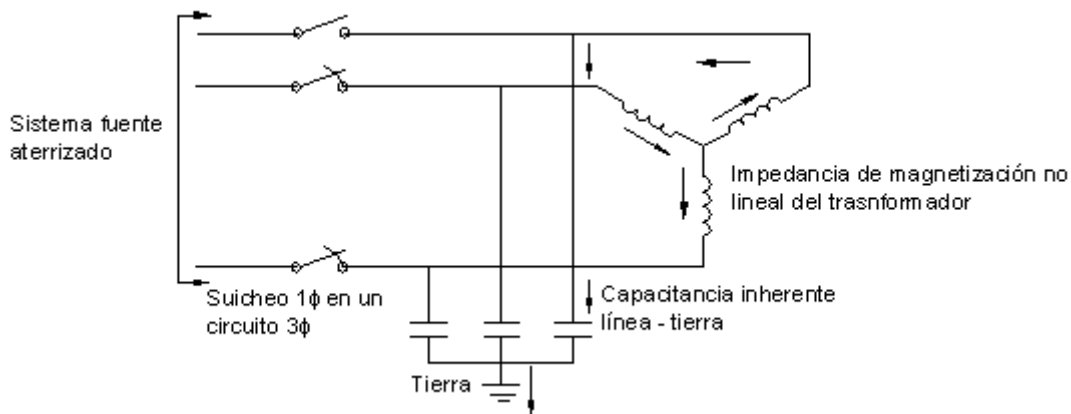


FIGURA 13.1. Swicheo 1 ϕ en un circuito 3 ϕ

La ferresonancia no puede ser totalmente evitada. Las condiciones que probablemente producen ferresonancia son las siguientes:

- Transformadores de pequeña capacidad: A más pequeña capacidad la susceptibilidad es más grande. Los bancos con capacidad > 300 kVA son raramente sensibles.
- Vacío: Una carga tan pequeña como 4 % resultaría en cercana inmunidad.
- Cualquier conexión 3 ϕ es sensible: Un transformador 1 ϕ conectada a fase - fase en un sistema primario aterrizado es sensible.
- Suministro primario por cables subterráneos: El blindaje aumenta la capacitancia y la susceptibilidad. Los cables primarios aéreos generalmente proporcionan inmunidad a menos que el voltaje sea mayor a 15 kV a 34.5 kV la ferresonancia es definitivamente una posibilidad con suministro aéreo puesto que la capacitancia interna del transformador es suficiente para resonancia.
- Voltaje primario superior a 5 kV: Voltajes superiores a 5 kV proporcionan sustancial inmunidad. Por encima de 15 kV la ferresonancia es bastante probable. Las opiniones difieren sobre susceptibilidad (sensibilidad) en el rango de 5 a 15 kV.
- Banco de capacitores secundario con neutro flotante: Incluso en una conexión Y aterrizada - Y si una fase del primario es desenergizada puede energizar la reactancia de magnetización de la fase desenergizada a través de la capacitancia y así causa resonancia.

En la actualidad, el método más práctico para evitar la ferresonancia es por medio de la instalación de transformadores conectados en Y-Y con los neutros primario y secundario del transformador aterrizados y conectados al neutro del sistema primario. El primario en Y con neutro aterrizado elimina por cortocircuito la conexión serie de la reactancia del transformador y la capacitancia del cable previniendo de ese modo el establecimiento del circuito resonante. Otras técnicas de mitigación son las siguientes:

- Los transformadores 1 ϕ deberían ser conectados a línea - neutro.

- Instalando switches tripolares y dispositivos de protección que evitan que el faseo 1ϕ pueda ocurrir. Esto puede no ser posible en muchos casos y puede no ser completamente efectivo pero es la mejor y más simple prevención.
- La FR puede ser prevenida si los cables y transformadores nunca son suicheados al mismo tiempo. Para llevar a cabo esto los suiches del transformador deben estar localizados en los terminales del transformador justo en la parte elevada del poste y es deseable un enclavamiento para asegurar que al energizar, primero son cerradas las fases de los suiches de la parte superior del poste y luego cerrar los suiches del primario del transformador. Al desenergizar, deben abrirse primero las fases del suiche del transformador y luego las del poste elevado.(ver figura 13.2)

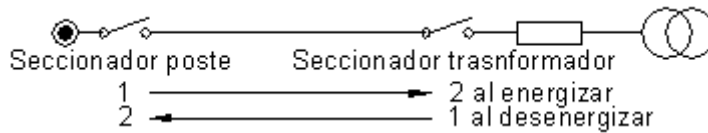


FIGURA 13.2. Secuencia de accionamiento de suiches para evitar ferroresonancia.

- El requerimiento para nunca suichear el cable de suministro y transformadores simultáneamente también se aplica a fusibles y a otros dispositivos de protección. Esto requiere que los fusibles, reclosos o seccionadores en la parte elevada del poste y sobre el alimentador de distribución sean coordinados para controlar una falla del transformador y así la protección primaria del transformador dispare primero. Por supuesto que, una falla del cable primario quemaría un fusible en parte superior del poste primero, pero una falla de estas es más probable que elimine por cortocircuito la capacitancia de la sección del cable fallado conectado al transformador y así prevenir la resonancia.
- Si una conexión susceptible debe ser usada, y si el cable primario corre a lo largo y debe ser suicheado con el transformador, y si el suicheo trifásico y la protección no es posible, arreglar luego el sistema para tener todo el suicheo dado con al menos 5 % de carga en el transformador.
- Los bancos de capacitores secundarios deben ser conectados con neutro a tierra.

13.2.5 Suicheo de capacitores.

El suicheo de bancos de capacitores pueden causar un sobrevoltaje al energizar o al desenergizar. Considérese la energización del banco con neutro aterrizado de la figura 13.3. Si las condiciones iniciales (pre - cierre) son tales que el banco de capacitores no tiene carga (sin voltaje) y el voltaje del sistema cierra en un máximo, el voltaje se excederá como se muestra en la figura 13.4.

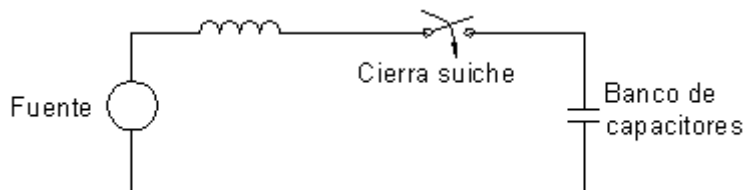


FIGURA 13.3. Energización de un banco de capacitores.

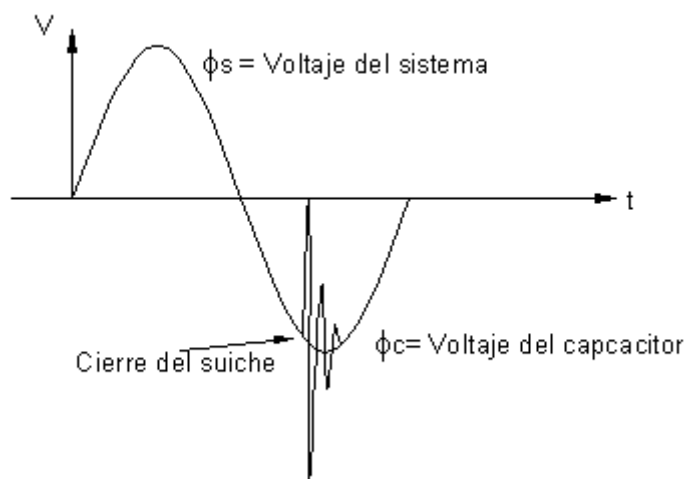


FIGURA 13.4. Sobrevoltaje debido a la energización.

La desenergización de un banco de capacitores (figura 13.5) es un aspecto que preocupa. Al abrir el suiche se crean las condiciones de sobrevoltaje que se muestra en la figura 13.6

Asúmase que R y X_L son muy pequeños comparados con la reactancia capacitiva tal que el voltaje de estado estable del capacitor es esencialmente el mismo de la fuente de voltaje. Si se asume que el suiche se ha abierto en algún tiempo breve antes del tiempo 0, la interrupción de corriente se llevará a cabo en un tiempo normal 0 de la corriente tal como el tiempo a de la figura 13.6.

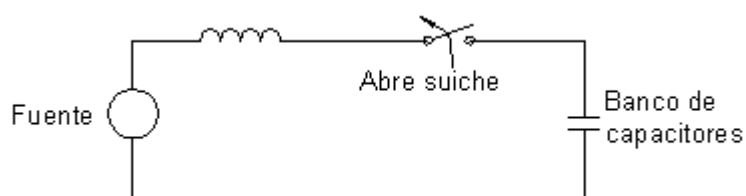


FIGURA 13.5. Desenergización de un banco de condensadores.

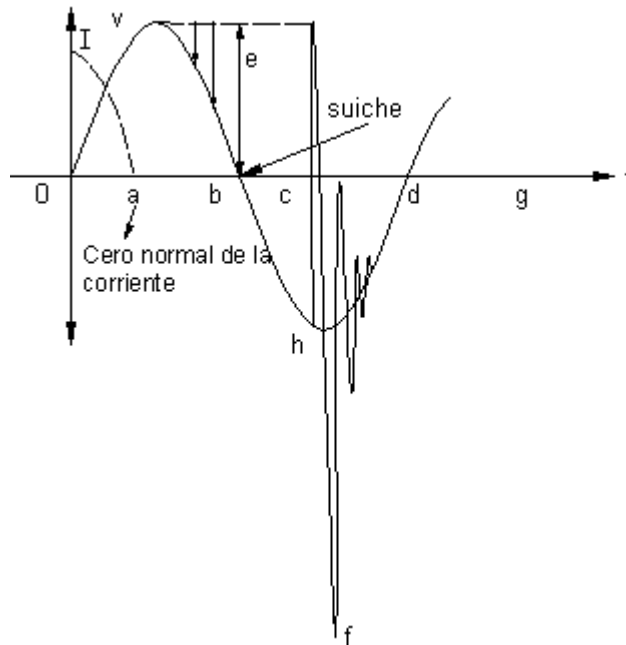


FIGURA 13.6. Sobrevoltaje debido a la desenergización de bancos de capacitores.

Por lo supuesto antes, la corriente de estado estable de 60 Hz. se adelanta al voltaje de la fuente en 90° , tal que el voltaje de la fuente y el voltaje del capacitor alcanzan su valor máximo en el tiempo a.

El resultado de la interrupción es que el voltaje del capacitor permanecerá en el valor pico puesto que la carga queda atrapada en él. Sin embargo, la fuente de voltaje continua su variación normal de 60 Hz y el voltaje que gradualmente aparece alrededor del suiche es la diferencia entre el voltaje fijo del capacitor por un lado y el voltaje de la fuente en el otro. Como se ve, el voltaje de la fuente alcanza un máximo de 2 veces el valor normal en el punto e, medio ciclo después de la interrupción.

Si el suicheo puede resistir 2 veces el voltaje normal en este tiempo, una interrupción exitosa ha sido obtenida. A causa de sus resistores de descarga normalmente incluidos en los capacitores, el voltaje del capacitor se descargará totalmente hasta desaparecer.

Sin embargo, si el suiche no alcanza a recobrar el adecuado dieléctrico, el arco se puede reencender entre los contactos alguna vez durante el periodo de a y c, que reenergizará el capacitor. Los voltajes de los transitorios máximos resultarán si un reencendido se lleva a cabo a voltaje máximo del suiche (tiempo c). Cuando la corriente es reestablecida en este tiempo, el voltaje del capacitor el cual es a + 1.0, trata de reincorporar el voltaje del sistema a -1.0 o h. El debe recorrer 2.0 para alcanzar el valor h y así puede pasar del punto h por 2. luego el voltaje resultante en f es 3 veces el normal.

Puesto que la corriente del capacitor también experimenta una frecuencia natural de oscilación, es teóricamente posible que una corriente cuya frecuencia natural pueda ocurrir justo después del tiempo c. Una segunda interrupción aquí puede dejar una carga atrapada en el capacitor con voltaje f de -3 p.u.

Como el voltaje del sistema se volteo a $+10$, el voltaje máximo del suiche de 4.0 puede resultar, y un reencendido en el tiempo g podría dar $4.0 + 1.0 = 5.0$ veces el voltaje normal, etc. Sin embargo, un compuesto de esta naturaleza es raro encontrarlo en la práctica.

Los suiches modernos generalmente no reinciden o reencienden más de una vez durante el despeje. Los voltajes que se aproximan a 3 veces el normal ocurrirán solo si ocurre el reencendido en el peor tiempo posible. Voltajes del orden de 2.5 veces son más típicos en medidas de campo.

13.2.6 Corrientes cortadas.

La mayoría de los dispositivos de interrupción de corrientes de falla tales como fusibles, reclosers, interruptores, etc, realizan la extinción del arco cuando la corriente (de 60 Hz) pasa por cero.

Los transitorios producidos de esta manera son usualmente 2 veces el normal o menos. Es posible bajo algunas condiciones tales como la operación de fusibles limitadores de corriente o de interruptores que la interrupción de bajas corrientes ocurra antes de que la corriente pase por cero. Estas corrientes cortadas así pueden causar excepcionalmente altos voltajes dependiendo de la rata de interrupción de la corriente, de la cantidad de corriente cortada y de la configuración del sistema.

Para analizar el corte abrupto de corriente, se asume que la corriente es forzada a que instantáneamente baje a cero desde algún valor finito. Si esta corriente esta fluyendo en una inductancia, ella no puede cambiar instantáneamente, y por lo tanto, resulta que prácticamente debe haber una capacitancia y/o resistencia asociada con la inductancia si el arco de voltaje es ignorado.

Considérese el circuito de la figura 13.7 donde la resistencia es ignorada y asumiendo que la reactancia capacitiva es mucho mayor que la reactancia inductiva $X_C \gg X_L$ esto es $i_{\text{normal}} \ll i$

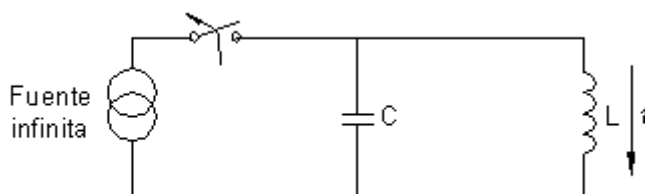


FIGURA 13.7. Circuito que ilustra las corrientes de corte.

$$\text{por ejemplo } \omega_n = \frac{1}{\sqrt{LC}} \text{ es muy grande.} \quad (13.1)$$

Cuando la corriente en el suiche cambia de repente desde un valor i hasta 0, i continua fluyendo instantáneamente en L ; por lo tanto, debe también fluir en C . Una oscilación de frecuencia natural máxima que aparece alrededor de L y C es:

$$e = \sqrt{\frac{L}{C}} \cdot i \quad (13.2)$$

Esta ecuación puede ser manipulada como sigue para expresar el voltaje transitorio de una manera diferente.

$$e = \sqrt{\frac{L}{C}} \cdot i = \sqrt{\frac{wL}{wC}} \cdot i = \sqrt{X_L \times X_C} \cdot i = X_L \sqrt{\frac{X_C}{X_L}} \cdot i \quad (13.3)$$

Sin embargo, $\sqrt{\frac{X_C}{X_L}}$ es la frecuencia natural p.u., $\frac{w_n}{w}$ y así $e = \frac{w_n}{w} X_L \cdot i$ (13.4)

Si $X_L \cdot i$ es el voltaje normal, o alguna medida del voltaje normal alrededor de la inductancia, luego, el voltaje transitorio, e , es varias veces el voltaje normal en la relación $\frac{w_n}{w} \left(e = \frac{w_n}{w} \right)$

Teóricamente, el corte puede producir voltajes muy altos. En la práctica, sin embargo, L es con frecuencia la impedancia no lineal de magnetización de un transformador.

Las características magnéticas de los transformadores modernos, acoplados en suiches típicos usualmente no dan elevaciones de voltaje de más de 2 veces el normal.

13.2.7 Contacto accidental con sistemas de alto voltaje.

Con frecuencia los circuitos aéreos de distribución primaria están contruidos debajo de circuitos de alto voltaje en el mismo poste. Caen conductores de alto voltaje rotos sobre circuitos primarios de voltaje más bajo posiblemente causan que los pararrayos ratados más bajo fallen a lo largo de la línea completa y causen daños en la mayoría de equipos.

13.3 PARARRAYOS DE CARBURO DE SILICIO VS MOV

El sector eléctrico ha visto cambios en el diseño de los pararrayos en los últimos años. Mientras muchos diseños más viejos pueden aun encontrarse en sistemas de distribución, la gran mayoría de los pararrayos de ahora son de:

- Carburo de silicio con explosores.
- Varistores de oxido metálico MOV.

En la figura 13.8 se comparan los 2 tipos básicos de pararrayos.

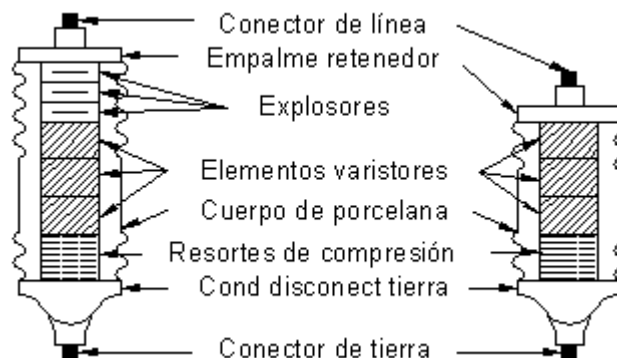


FIGURA 13.8. Pararrayos de carburo de silicio y MOV.

La mayoría de los pararrayos en sistemas de distribución son del tiempo más viejo (Carburo de Silicio con explosores), la introducción del pararrayos de óxido metálico al final de los 70's es uno de los avances más significativos en el sector eléctrico y fue totalmente aceptado en el mundo en la década de los 80's.

Un pararrayos de Carburo de Silicio tiene elementos valvulares de Carburo de Silicio que están protegidos de los voltajes continuos a frecuencia industrial por una serie de explosores que actúan como aisladores durante condiciones de voltaje normal e interrumpe la corriente de 60 Hz que sigue a cualquier corriente descargada por el pararrayos.

El hace esto por el no reencendido en los subsiguientes medios ciclos de voltaje de frecuencia industrial después de que la siguiente corriente cero ha ocurrido. El voltaje y la corriente cero ocurren simultáneamente, permitiendo que el explosor despeje el circuito establecido a través del pararrayos.

En el pararrayos MOV, los discos de óxido metálico aíslan eléctricamente el pararrayos de tierra. El disco está compuesto de una variedad de materiales en concentraciones variables que determinan las características del varistor. Partículas altamente conductoras (usualmente ZnO) están suspendidas en un verdadero semiconductor en características ajustadas a las de un diodo zener (back to back).

El procesamiento de los discos de varistor de óxido metálico es extremadamente crítico. La pureza de los materiales y su dispersión uniforme por todo el disco debe ser cuidadosamente monitoreado. Para demostrar cuán crítico es el monitoreo, un experimento fue realizado en el cual, la concentración de uno de los materiales en un disco fue incrementando en 50 partes por millón más allá de las partes especificadas en la concentración de partes por millón. El varistor que resultó de ese incremento demostró un mejoramiento del 15% en las características de protección, pero el tiempo de vida esperado total del varistor bajó al 90%. Un disco de óxido metálico empieza su conducción bruscamente a un nivel preciso del voltaje y cesa de conducción cuando el voltaje cae por debajo de ese nivel. Un explosor serie no es requerido para aislar el pararrayos de tierra o interrumpir el flujo de corriente (la cual no existe mientras el voltaje aplicado a 60 Hz esté por debajo del nivel del voltaje de conducción).

La diferencia principal entre el pararrayos de Carburo de Silicio y el MOV es que los bloques valvulares MOV son tan no lineales que ninguna o al menos una pequeña corriente de potencia es provocada a voltaje normal línea – tierra. El pararrayos MOV consecuentemente no requiere de explosores serie. El MOV sencillamente facilita la entrada o salida de conducción. Una comparación de las características no lineales se muestran en la figura 13.9 dramáticamente ilustra el extremo no lineal del MOV.

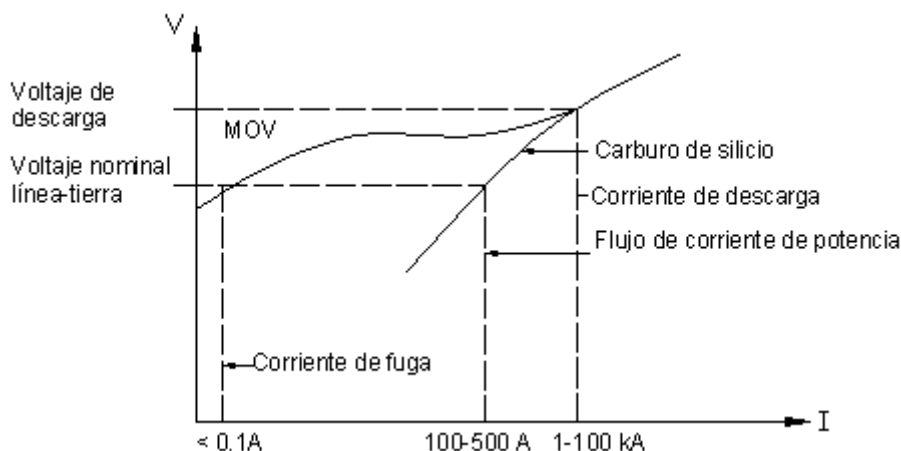


FIGURA 13.9. Comparación de las características no lineales del pararrayos MOV con las de los pararrayos de carburo de silicio.

13.4 CLASES DE PARARRAYOS

Existen tres clases de pararrayos: distribución, intermedio y estación. Para la mayoría, las principales diferencias de estos tipos de pararrayos es el tamaño del bloque. Un bloque más grande reduce el voltaje de descarga IR e incrementa bastante la capacidad de energía y su confiabilidad. Todas las 3 clases de pararrayos están disponibles para distribución como se muestra en la tabla 13.2.

TABLA 13.2. Voltajes nominales para las clases de pararrayos

Voltajes nominales en kV	
Distribución	1 - 3 - 6 - 9 - 10 - 12 - 15 - 18 - 21 - 25 - 27 - 30
Intermedios	3 - 6 - 9 - 12 - 15 - 21 - 24 - 30 - 36 - 39 - 48 - 60 - 72 - 90 - 96 - 108 - 120
Estación	3 - 6 - 9 - 12 - 15 - 21 - 24 - 30 - 36 - 39 - 48 - 60 - 72 - 90 - 96 - 108 - 120

Los pararrayos del tipo distribución son usados en los alimentadores mientras que el intermedio y el tipo estación son usadas en las subestaciones (SE).

13.5 SELECCIÓN DE PARARRAYOS

La selección de voltaje nominal de un pararrayos para un sistema de distribución esta basada en el voltaje línea – tierra del sistema y en la forma como esta aterrizado dicho sistema. La condición limitante para un pararrayos usualmente no tiene nada que ver con la magnitud de la descarga (de suicheo o de rayo) que puede ser contrastante con la selección de pararrayos para transmisión. En distribución, el voltaje nominal del pararrayos esta basada en el voltaje máximo línea – tierra de estado estable que el pararrayos puede ver. Esta condición limitante es normalmente causada cuando existe una falla línea a tierra en una de las otras fases.

De acuerdo con la norma ANSI C62.22, “Guía para la aplicación de pararrayos de oxido metálico para sistemas de corriente alterna”, la aplicación de pararrayos en sistemas de distribución requiere del conocimiento de:

1. El voltaje máximo de operación normal del sistema de potencia.
2. La magnitud y duración de los sobrevoltajes temporales TOV, durante condiciones anormales de operación. Esta información debe ser comparada con el MCOV nominal y la capacidad TOV del pararrayos.

13.5.1 MCOV: Voltaje máximo de operacion continua.

Este término suena bastante simple pero ha sido difícil de determinar para muchas empresas de energía. En un sistema de distribución donde el voltaje es siempre cambiante debido a la variación de las demandas de las cargas, y donde el voltaje en una parte del sistema puede ser diferente al de otras partes (por ejemplo cerca de la SE y al final del alimentador), es algunas veces imposible definir solo un MCOV.

El MCOV de un pararrayos sin embargo, se considera que es aproximadamente el 84% del voltaje nominal del pararrayos de ciclo de trabajo nominal como se muestra en la tabla 13.3.

TABLA 13.3. Pararrayos y su MCOV

Vnominal pararrayos	3	6	9	10	12	15	18	21	24	27	30
MCOV	2.55	5.1	7.65	8.4	10.2	12.7	15.3	17	19.5	22	24.4

Lo que esto significa es que un pararrayos de ciclo pesado de 10 kV, típicamente usado para un sistema de 13.2 kV seria operado continuamente con un voltaje máximo continuo línea - tierra de 8.4 kV o menos.

La tabla 13.4 extractada de la norma ANSI C62.22, muestra los voltajes nominales comúnmente aplicados de pararrayos de oxido metálico para sistemas de distribución. Todos estos voltajes nominales de ciclo pesado son de distribución. y son los mismos valores nominales para pararrayos de carburo de silicio mas viejos excepto en el nivel 13.8 kV, típicamente, un sistema multiaterrizado de 4 hilos de 13.8 kV ha empleado pararrayos con explosores de 10 kV. Hoy, la mayoría de esas mismas compañías aun usan pararrayos MOV de 10 kV. Algunas compañías electrificadoras sin embargo, han reconocido que el pararrayos de 10 kV es muy marginal y debería posiblemente ser reemplazado por uno de 12 kV para estar en un lado más conservativo.

13.5.2 TOV: Sobrevoltaje temporal.

La cantidad de voltaje que aparecerá es una función del tipo de puesta a tierra del sistema. Por ejemplo, en un sistema Δ una falla línea – tierra causará una compensación total. Por ejemplo el voltaje línea – línea. La figura muestra esta condición. Por ejemplo, el voltaje línea - tierra llegará a ser el voltaje línea - línea. La figura 13.10 ilustra esta situación.

Como puede verse, cuando una fase tiene una falla a tierra no hay corriente puesto que el transformador está conectado en Δ . La fase A quedó puesta a tierra y los pararrayos conectados desde la fase B y la fase C a tierra, ahora hará que quede conectada la fase B a la fase A y la fase C a la fase A o sea, una conexión línea – tierra. Esto significa que el voltaje a través de esos pararrayos se incrementa a 1.73 pu.

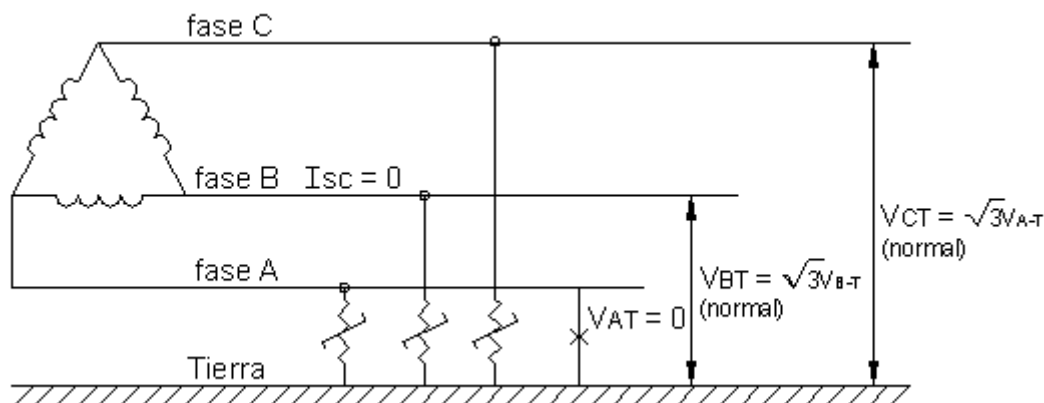


FIGURA 13.10. Fallo línea - tierra en un sistema delta.

TABLA 13.4. Voltajes nominales de pararrayos de oxido - metálico comunmente aplicados en sistemas de distribución *.

Voltaje del sistema kV rms		Voltajes nominales de pararrayos comunmente aplicados kV rms (MCOV) +++ Ciclo de trabajo nominal		
Voltaje nominal	Voltaje máximo rango B **	Multiterrizado 4 h Y y con neutro.	Sistema 3 hilos con puesta a tierra de baja impedancia. *** +	Sistema 3 hilos con puesta a tierra de alta impedancia.
4160 Y / 2400	4400 Y / 2540	3 (2.55)	6 (5.1)	6 (5.1)
4160	4400			6 (5.1)
13200 Y / 7620	13970 Y / 8070	10 (8.4)	15 (12.7) ++	
13800 Y / 7970	14605 Y / 8430	12 (10.1)	15 (12.7) ++	
13800	14520			18 (15.3)
34500 Y / 19920	36510 Y / 21080	27 (22)	36 (29) ++	

* Los circuitos (Spacer Cable) no han sido incluidos. La experiencia ha sido insuficiente con la aplicacion de pararrayos de oxido metálico en estos circuitos para incluirlos en esta tabla.

** Ver ANSI C84.1 - 1989.

*** La duración de la falla línea - tierra no excede en 30 min.

+ Los circuitos de baja impedancia tipicamente son: 3 hilos uniterrizados en la fuente.
Los circuitos de alta impedancia son Δ o no aterrizados.

++ Estudios de casos individuales que muestran voltajes nominales más bajos que pueden ser usados.

+++ Para cada valor nominal de trabajo pesado el MCOV está también listado entre paréntesis.

Este es el voltaje que define el voltaje nominal del pararrayos si él es de Carburo de Silicio o MOV.

La mayoría de los sistemas de distribución están clasificados como sistemas de 4 hilos multiterrizados. El cuarto hilo es por supuesto, el hilo neutro el cual es periódicamente aterrizado en poste. La figura 13.11 ilustra este tipo de sistema bajo una condición de falla simple línea – tierra.

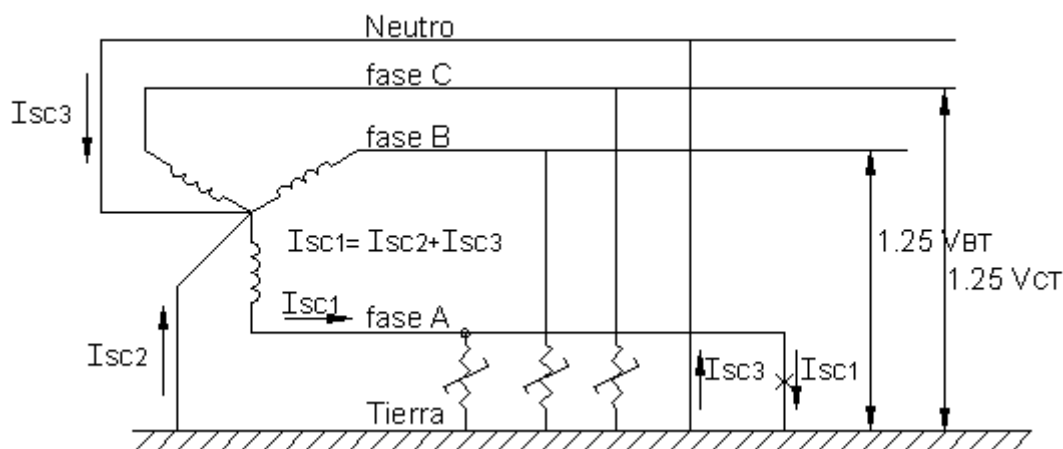


FIGURA 13.11. Falla línea - tierra en un sistema Y aterrizado.

Como puede verse, para este sistema sólidamente puesto a tierra, fluirá una corriente de falla considerable. Si el sistema de puesta a tierra fue perfecto no debe existir diferencia de potencial entre la tierra de la subestación y el punto de la falla. Si este fuera el caso, el voltaje en el punto de la falla debería permanecer a potencial cero y en los pararrayos conectados a las otras dos fases no debe haber cambio en el voltaje. La tierra, sin embargo, no es perfecta y alguna elevación va a ocurrir. Para este tipo de sistema, la elevación asociada con una falla simple línea tierra es considerada como de un 25%. En consecuencia, los pararrayos en las fases B y C varían aproximadamente 1.25 pu a través de sus terminales para esta condición.

Los voltajes nominales de pararrayos con descargadores seleccionados para un sistema con neutro multiterrizado y con conductores desnudos es igual o mayor al voltaje nominal línea tierra multiplicado por el producto del factor de regulación (1.05) y el factor de elevación de voltaje 1.2.

$$V_{np} = V_{nL-T} \times 1.05 \times 1.20 \quad (13.5)$$

Esto es equivalente a 1.25 veces el voltaje nominal línea tierra del sistema.

Para un pararrayos tipo MOV este voltaje es comparado con el TOV nominal del MOV. Puesto que el pararrayos MOV es más sensible a tierras pobres, a la regulación mala y a la reducida saturación algunas veces encontradas en los nuevos transformadores, se recomienda generalmente un factor de 1.35 para MOV'S.

RESUMEN DE ESTAS Y OTRAS RECOMENDACIONES**Para sistemas multiterrizados en Y, conductores desnudos.**

$$\text{Voltaje nominal del pararrayos explosores} = V_{\text{nominal L-T}} \times 1,25 \quad (13.6)$$

$$\text{Voltaje nominal del pararrayos MOV} = V_{\text{nominal L-T}} \times 1,35 \quad (13.7)$$

Para sistemas en Δ, pararrayos con explosores o MOV

$$\text{Voltaje nominal del pararrayos} = V_{\text{nominal L-T}} \times 1,73 \quad (13.8)$$

Para sistemas SPACER CABLE (Cables agrupados)

$$\text{Voltaje nominal del pararrayos} = V_{\text{nominal L-T}} \times 1,5 \quad (13.9)$$

Para sistemas Y uniterrizados

$$\text{Voltaje nominal del pararrayos} = V_{\text{nominal L-T}} \times 1,4 \quad (13.10)$$

La dificultad ahora es determinar la duración del TOV. Si se asume que la duración máxima de la falla es 300 s, luego el sobrevoltaje máximo temporal del sistema es 1.025 pu del ciclo de trabajo nominal o 1.3 pu del MCOV puesto que el ciclo de trabajo nominal es aproximadamente 19% mas alto que el MCOV.

Un ejemplo de cálculos para determinar el voltaje nominal del pararrayos es mostrado en la tabla 13.5.

13.5.3 Selección.

Como se ha observado, los voltajes nominales de pararrayos para sistemas de 4 hilos multiterrizados tienden a ser determinados por el MCOV, mientras los sistemas menos efectivamente aterrizados tienden a determinarse usando el TOV. Un resumen de los voltajes nominales recomendados para pararrayos en sistemas de varios voltajes y prácticas de aterrizajes y duraciones de falla < 300 s, son mostrados en la tabla 13.6.

13.5.4 Consideraciones en las aplicaciones de MOVs

La selección de un pararrayos MOV esta previamente basada en el MCOV que es aplicado al pararrayos en servicio (línea tierra). Para pararrayos en sistemas eléctricamente puestos a tierra, este es normalmente el máximo voltaje línea – tierra, (por ejemplo un sistema a 13.8 kV, el voltaje máximo de estado estable línea – tierra es calculado como $\frac{1,05 \times 13,8}{\sqrt{3}} = 8,37 \text{ kV}$.

TABLA 13.5. Ejemplos de cálculos para encontrar voltajes nominales de pararrayos.

Voltaje del sistema kV	Sistema de puesta a tierra	Factor de multiplicación	$V_{\text{máx L - T}}$ kV	MCOV mínimo requerido *	Ciclo nominal de trabajo de pararrayos	MCOV real del pararrayos
13.2	Multiaterrizado	1.35	10.3	7.9	10	8.4
13.8	Multiaterrizado	1.35	10.76	8.3	10	8.4
34.5	Multiaterrizado	1.35	26.9	26.7	27	22
34.5	Δ	1.82	36.25	27.9	36	29
34.5	Spacer	15	29.9	23	30	24
34.5	Uniaterrizado	1.4	27.8	21.4	27	22

TABLA 13.6. Voltaje nominal de pararrayos (ciclo de trabajo)*

Voltaje del sistema	4 hilos multiaterrizado	Δ	Uniaterrizado	Spacer
13.2	10	15	10	12
13.8	12	15	12	12
34.5	27	36	27	30

* Voltaje nominal basado en duraciones de falla menores de 300 segundos.

Para un sistema no aterrizado mediante impedancia, el MCOV debería ser al menos el 90% del voltaje máximo fase – fase.

Otras consideraciones en la aplicación de MOV son las condiciones temporales en el sistema de distribución que elevan el voltaje tales como una falla línea – tierra. El MOV tiene curvas de sobrevoltaje temporal, las cuales deben ser consideradas para las siguientes condiciones.

13.5.4.1 Regulación de voltaje.

Las normas de voltaje establecen un límite no mayor que el 5% sobre el nominal. Estas normas sin embargo, no limitan la fluctuación de voltaje hacia afuera del alimentador. Por ejemplo, un estudio de la EPRI mostró que el voltaje de la subestación puede ser tan alto como 17% sobre el nominal (el promedio fue del 7%) con el voltaje promedio de la subestación, los voltajes fuera en el alimentador son generalmente no mayores al 5% sobre el nominal.

Se sospecha que la operación de capacitores durante baja carga del sistema o que ajustes inapropiados de los reguladores de voltaje están resultando en voltajes del sistema 10% arriba del nominal o aun mas altos sin el conocimiento de la empresa de energía. La principal preocupación considerando estos cuasi sobrevoltajes de estado estable es que la estabilidad a largo plazo de los elementos valvulares de óxido metálico esta normalmente demostrada.

13.5.4.2 Ferroresonancia.

Niveles de voltaje más altos, líneas largas y cables subterráneos son susceptibles cuando ocurre la ferroresonancia, no siempre resulta en falla de un componente. Esto es debido en parte al hecho de que los sobrevoltajes pueden ser bastante bajos y la condición no puede durar más de unos pocos segundos. Por ejemplo, al cerrar o abrir un suiche. La mayoría de los sobrevoltajes de ferroresonancia están en el rango de 1.5 a 2.0 pu.

Y como se anotó antes, la descarga disruptiva de frecuencia del potencia del pararrayos del Carburo de Silicio con explosores es usualmente de 2 a 2.4 pu. El efecto de la ferroresonancia puede luego ser ignorado en muchos casos, puesto que el voltaje de descarga disruptiva del pararrayos es raramente excedido. De otro lado como el pararrayos de Oxido Metálico no tiene explosores y conducen corriente en función del voltaje aplicado, hará un esfuerzo no exitoso para reducir los sobrevoltajes de ferroresonancia.

La corriente conducida por un pararrayos de distribución de oxido metálico a 2 pu puede ser superior a unos pocos cientos de amperios; dependiendo de la impedancia del sistema y el pararrayos puede fallar a menos que sean tomados para limitar la posible duración de los sobrevoltajes.

13.5.4.3 Cogeneración.

Los sobrevoltajes pueden ocurrir en muchos circuitos principalmente a causa de problemas asociados con aplicación y operación de relés. Por ejemplo, los cogeneradores están con frecuencia interconectados al sistema de distribución primario por medio de un transformador conectado en Δ . Esta conexión utiliza solamente 3 hilos de un sistema estándar de 4 hilos. Durante una falla a tierra del alimentador, el interruptor del alimentador abrirá para separar la sección fallada del sistema pero a causa de la conexión Δ , la protección de sobrecorriente del cogenerador no operará. Después de algún retraso el relé de baja frecuencia y de bajo voltaje del cogenerador operará para desconectarlo de la sección fallada. Durante el periodo del tiempo entre la operación del interruptor del alimentador y la separación del cogenerador, la sección de 4 hilos fallada opera a medida que el sistema de 3 hilos y los voltajes línea tierra en las fases no falladas pueden alcanzar 1.73 pu.

Este sobrevoltaje puede no tener efecto en pararrayos con explosores pero el pararrayos de óxido metálico en este alimentador conducirá corriente durante el sobrevoltaje. Si el voltaje es alto, el pararrayos de óxido metálico fallará a menos que la duración del sobrevoltaje sea corta.

13.5.4.4 Fallas línea - tierra.

La selección del voltaje nominal del pararrayos de distribución de carburo de silicio esta basado en la experiencia y en los valores calculados de sobrevoltaje en las fases no falladas de un circuito 3ϕ durante una falla a tierra de una fase.

La regla de aplicación más comúnmente usada para sistemas de 4 hilos con neutro multiaterrizado es que el voltaje nominal del pararrayos sea $\geq V_{LN \text{ nominal}} \times 1,05 \times 1,2$ la cual es la máxima elevación de voltaje en las fases no falladas de un circuito cargado.

Esto es equivalente a $1,25 V_{LN \text{ nominal}}$ del sistema .

Esta regla es muy conservativa para pararrayos de carburo de silicio, ya que el voltaje máximo calculado es igual al voltaje nominal del pararrayos y la descarga disruptiva del pararrayos esta excediendo el voltaje nominal; por lo tanto, otro transitorio debe ser sobreimpuesto para causar descarga disruptiva durante el corto tiempo que el voltaje exista. Además, los pararrayos de carburo de silicio tolerarán al menos unas pocas operaciones a sobrevoltajes tan altos como $1,2 \times 1,5 \times V_{LN \text{ nominal}}$.

Por estas razones, la regla de aplicación dada ha sido satisfactoria para pararrayos de carburo de silicio aun para muchos sistemas de distribución que no son efectivamente puestos a tierra. Fallos de algunos pararrayos de óxido metálico están siendo experimentados con fallas parecidas a los sobrevoltajes que exceden la capacidad temporal de sobrevoltaje. Es necesario tener en cuenta factores tales como el calibre del conductor de tierra, el espaciamiento de las varillas de tierra, la resistencia de las fallas, la resistividad de tierra y la impedancia del sistema. Algunas compañías están usando un factor de 1.35 en lugar del 1.25 para acomodarse a esto.

13.6 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

13.6.1 Márgenes para equipo de redes aéreas

Es importante notar que la aplicación de los pararrayos para transmisión y distribución es diferente. En transmisión, la descarga atmosférica es de interés secundario en la aplicación de pararrayos. El interés principal es la sobretension por suicheo.

En un circuito de distribución, sin embargo, el relativo bajo voltaje y las líneas cortas tienden a hacer que las sobretensiones por suicheo sean mínimas y consecuentemente, la descarga atmosférica es de importancia primaria. Las tablas 13.7 y 13.8 muestran las características típicas de los pararrayos de distribución.

TABLA 13.7. Características de los pararrayos de distribución de carburo de silicio.

Voltaje nominal pararrayos kVrms	Descarga disruptiva máx fuente de onda kV típico		Voltaje máximo de descarga kV pico con impulso de corriente indicado de 8x20 μ s		
	Con desconector	Explosores externos	500 A	10.000 A	20.000 A
3	14.5	31	11	12	13.5
6	28	51	22	24	27
9	39	64	33	36	40
10	43	64	33	36	40
12	54	77	44	48	54
15	63	91	50	54	61
18	75	105	61	66	74
21	89		72	78	88
27	98		87	96	107

TABLA 13.8. Características de los pararrayos de distribución tipo MOV (trabajo pesado)

Voltaje nominal	MCOV	nivel de protección de fuente de onda *	Voltaje máximo de descarga onda de corriente de 8x20 μ s		
			5 kA	10 kA	20 kA
kV rms	kV rms	kV pico			
3	2.55	10.7	9.2	10.0	11.3
6	5.10	21.4	18.4	20.0	22.5
9	7.65	32.1	27.5	30.0	33.8
10	8.40	35.3	30.3	33.0	37.2
12	10.2	42.8	36.7	40.0	45.0
15	12.7	53.5	49.5	50.0	56.3
18	15.3	64.2	55.1	60.0	67.6
21	17.0	74.9	64.3	70.0	78.8
24	19.5	84.3	72.3	78.8	88.7
27	22.0	95.2	81.7	89.0	100.2
30	24.4	105.9	90.9	99.0	111.5
36	30.4	124.8	107.0	116.6	131.3

* basado en un impulso de corriente que resulta en voltaje de descarga que alcanza la cresta en 0.5 μ s

Como puede verse, las características de protección son mostradas para el frente de onda de la descarga disruptiva y para las descargas IR, pero no para ondas de impulso de conmutación (como se muestra para pararrayos de transmisión más grandes).

Las dos características de protección normalmente usadas para coordinación de aislamiento son:

13.6.1.1 Frente de onda de la descarga disruptiva.

Esto es lo primero que le ocurre al pararrayos con explosores (carburo de silicio), la descarga disruptiva. Es comparada con las características de aislamiento del equipo de frente de onda rápido tales como el nivel de aislamiento para ondas cortadas del transformador. Un pararrayos MOV no tiene explosores pero tiene una descarga disruptiva equivalente como se muestra en la tabla 13.8.

Descarga IR a 10 kA

Después de la descarga disruptiva del pararrayos sobre el explosor, la corriente del rayo descarga a través del bloque. Las normas recomiendan que el nivel de descarga de 10 kA sea usado para propósitos de coordinación. Muchas empresas de energía, sin embargo, usan un nivel de descarga de 20 kA para ganar algún margen adicional (las características de descarga alrededor del MOV son muy similares tal que el margen de cálculo es virtualmente idéntico).

Los equipos de distribución están normalmente definidos para 15 kV, 25 kV, etc. Las empresas de energía usan equipos que operan en la clase 15 kV. Un transformador de distribución clase 15 kV esta definido por las siguientes características de aislamiento.

- 60 Hz, tensión resistente a 1 minuto = 36 kV
- onda cortada (de corto tiempo) = 110 kV a 1.87 μ s.
- BIL = 95 kV.

Se resumen estas características en la figura 13.12.

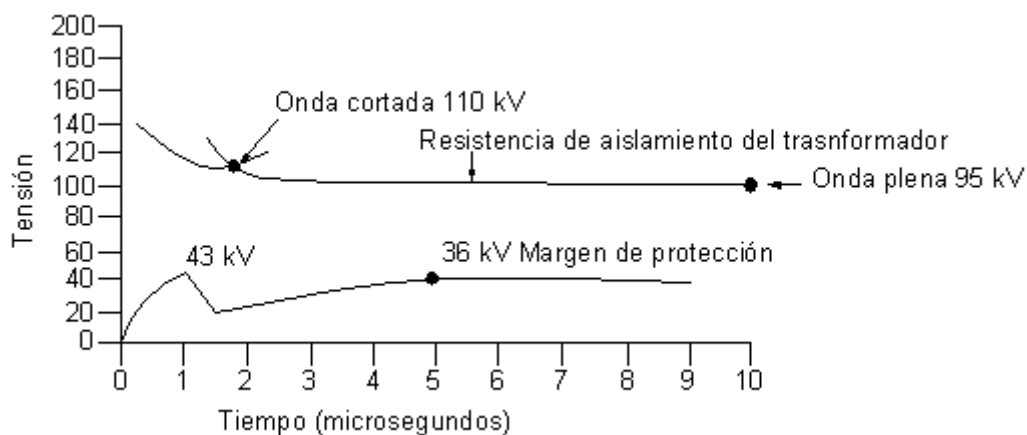


FIGURA 13.12. Características de aislamiento del transformador y coordinación de aislamiento.

Asumiendo un sistema de 12470 V multiterrizado (7200 V línea tierra) se puede seleccionar el voltaje nominal del pararrayos basado en las reglas ya indicadas; pararrayos de 9 kV de carburo de silicio o MOV.

De las tablas 13.7 y 13.8 se puede ver que el pararrayos de carburo de silicio de 9 kV tiene una tensión disruptiva de 39 kV y una descarga IR a 10 kA de 36 kV, lo cual se dibuja como la curva inferior de la figura 13.2.

Las normas recomiendan márgenes del 20 % calculados por la formula:

$$\text{Margen} = \frac{\text{Aislamiento resistente} - \text{Nivel de protección}}{\text{Nivel de protección}} = 100 \quad (13.11)$$

Dos márgenes son calculados, uno para la onda cortada y otro para la onda plena (BIL) de un transformador. Estos cálculos son:

$$\% \text{ Margen} = \frac{110 - 39}{39} \times 100 = 182 \% \text{ (onda cortada)}$$

$$\% \text{ Margen} = \frac{95 - 36}{36} \times 100 = 164 \% \text{ (BIL)}$$

Como puede verse, estos márgenes (182% y 164%) son mucho mayores al recomendado del 20% y como consecuencia muestran buena protección práctica. Si se fuera a usar un pararrayos MOV simplemente se puede usar la tensión disruptiva equivalente o comparar solamente la descarga IR y el BIL puesto que este es el margen más bajo. Las márgenes serian similares.

13.6.2 Márgenes para equipo subterráneo.

Si el sistema es subterráneo, lo que preocupa ahora es el fenómeno de las ondas viajeras y en consecuencia la duplicación de los impulsos de voltaje en un punto abierto. Por ejemplo, se muestra en la figura 13.13 el diseño de un sistema residencial subterráneo típico.

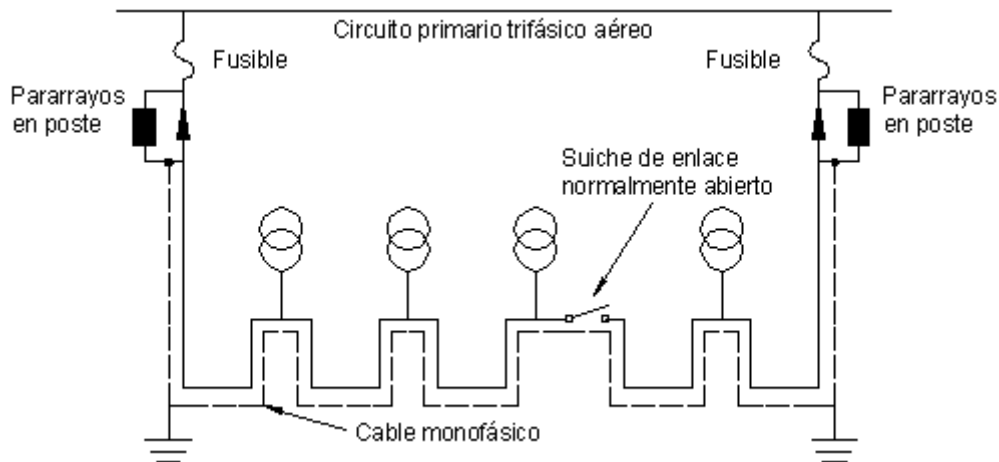


FIGURA 13.13. Lateral subterráneo.

Una descarga que entra al cable viajará hasta el punto abierto donde el voltaje se duplicará como se muestra en la figura 13.14 y comienza su camino de regreso.

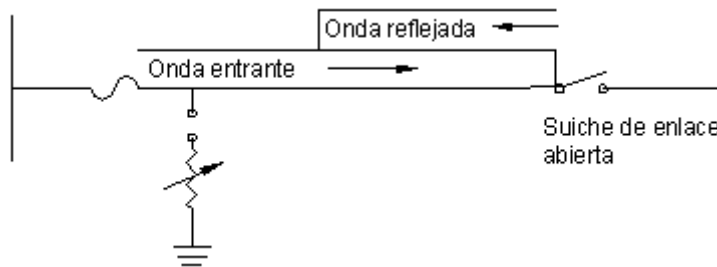


FIGURA 13.14. Voltaje de descarga reflejado en el punto abierto.

La onda reflejada más la onda de entrada impone aproximadamente 2 veces el voltaje normal sobre todo el cable y sobre todo el equipo conectado a él. Por ejemplo, si se tiene un pararrayos con un nivel de descarga de 36 kV (considerando solo el margen de BIL), se puede ahora esperar que se vean 72 kV impuestos alrededor del aislamiento de este equipo. El nuevo margen se calcularía como sigue:

$$\% \text{ Margen} = \frac{95 - 72}{72} \times 100 = 32 \%$$

Como el % margen es mayor que el recomendado (20%) no se anticipará ningún problema. Sin embargo, es bien conocido para muchas empresas de energía que fallas de impulso a este voltaje ocurren. Márgenes similares pueden calcularse para otras clases de voltajes y se muestran en la tabla 13.9.

TABLA 13.9. Cálculo de márgenes para otros voltajes

Voltaje sistema de distribución	BIL	Voltaje nominal pararrayos	IR a 10 kA	% Margén aéreo	% Margén subterráneo
12470	95	9	36	164	32
24940	125	18	66	89	-5
34500	150	27	96	58	-22

Como puede verse, los sistemas subterráneos que solamente pueden ser protegidos usando un pararrayos estándar de clase distribución son de 15 kV o menos. A 34.5 kV y 25 kV los márgenes son realmente negativos. Las recomendaciones generales a niveles de alto voltaje son:

- Usar un pararrayos en poste elevado (clase intermedio o estación).
- Colocar un pararrayos en el puesto abierto.

El uso del pararrayos clase intermedia en el poste puede crear ligeramente más margen pero usualmente no es suficiente para mantener el nivel recomendado del 20%. Los pararrayos del punto de enlace abierto no previenen totalmente que se duplique la tensión pero son aun muy efectivos para incrementar el margen.

En sistemas subterráneos de 25 kV, muchas empresas de energía aun usan protección solamente en el poste pero colocan un pararrayos tipo intermedio (IR=55 kV) que proporciona un margen de aproximadamente 14% y aparentemente lo considera suficientemente ajustado. En los sistemas de 34.5 kV muchas empresas de energía están ahora colocando una protección en el punto de enlace abierto y asumen que a pesar de la característica del pararrayos o tipo de instalación hay mucho margen ya que no hay duplicación de tensión.

13.6.3 Factores que afectan los márgenes.

Ningún voltaje de disrupcion de pararrayos ni el BIL de los equipos son constantes. Se revisarán ahora algunos aspectos que reducen los márgenes.

13.6.3.1 Rata de elevación / características de los pararrayos.

La descarga IR de un pararrayos se encuentra usando la onda de impulso estándar de 8x20 μ s. Esta onda ha sido usada por muchos años y ha sido considerada como representativa para descargas atmosféricas, los datos experimentales han indicado que los tiempos del frente de onda reales son mucho más rápidos. Los tiempos de frente de onda de 2 μ s o menos no son inusuales.

Un tiempo de cresta de $1\ \mu\text{s}$ ocurriría el 17% de las veces. Si una onda con este tiempo de elevación incide en un pararrayos, la descarga disruptiva y la IR del pararrayos cambiará los valores publicados para una onda estándar de $8 \times 20\ \mu\text{s}$.

Se ha llegado a concluir que la característica IR de un pararrayos de carburo de silicio se incrementa aproximadamente el 30% y para un MOV el 10%. Esta es una de las principales desventajas del MOV con respecto al de Carburo de Silicio.

13.6.3.2 Longitud del conductor.

Se refiere a la longitud del cable desde el conductor fase de la línea hasta el terminal superior del pararrayos y la pantalla metálica del cable subterráneo. Estos conductores producen una caída de voltaje debido a la rata de elevación de la corriente que pasa a través de su inductancia y sumada a la caída IR a través del pararrayos a fin de establecer la magnitud total del voltaje de descarga impuesto en el sistema.

Se ha establecido ultimamente los años que la caída es de aproximadamente 2 kV por pie basado en la inductancia del conductor de $0.4\ \mu\text{H}$ por pie a 40 kA y a una rata promedio de elevación de 5 kA por μs .

Hace algún tiempo se realizaron pruebas usando conductores de prueba de 7.5 pies y una corriente de solo 9.5 kA pico y con una onda de $2.6 \times 8\ \mu\text{s}$ mostrando que el voltaje que aparece alrededor del conductor es de 24.6 kV o sea 3.28 kV por pie. No siempre se entiende que la rata inicial de elevación de corriente es usualmente mucho más rápida que la rata promedio. Aun asumiendo que el frente de onda es senoidal la rata inicial de elevación llegó a ser 1.57 (corriente de cresta/tiempo de cresta).

La figura 13.15 muestra el voltaje del pararrayos por pie del conductor para varias corrientes y tiempos de cresta, asumiendo una corriente senoidal y una inductancia del conductor de $0.4\ \mu\text{H}/\text{pie}$.

Mientras las normas ANSI no señalan que voltaje de descarga del pararrayos sería considerado como el total del IR del pararrayos y el voltaje del conductor, es raro cuando los márgenes calculados para protección subterránea incluyen esto. También la norma C62.2-1981 sugiere que el voltaje aceptable por pie del conductor es de 1.6 kV/pie, el cual puede ser considerado bajo.

13.6.3.3 Deterioro del BIL.

El deterioro del BIL en transformadores y cables ha recibido considerable atención en años recientes principalmente debido a ratas de fallas mucho más altas que las esperadas. Hace más de 2 décadas se estudio el efecto del envejecimiento y carga en el BIL de un transformador de distribución. Las unidades probadas de muchos fabricantes era de 25 kVA con BIL de 95 kV pico, a 65°C de elevación de temperatura del sistema de aislamiento.

Algunas de las conclusiones de este estudio son las siguientes:

- Casi el 50% de las unidades envejecidas fallaron por debajo del nivel de 95 kV.
- El envejecimiento y el BIL inicial a carga reducida a un 64% en promedio.

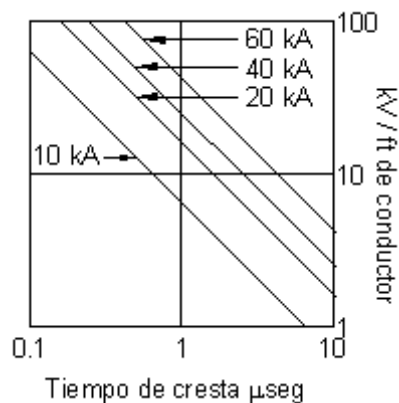


FIGURA 13.15. Voltaje vs Longitud de conductor.

13.6.3.4 Reflexiones.

Las reflexiones en el punto abierto pueden reducirse usando pararrayos en el enlace abierto pero no son eliminadas. Los estudios indican que el voltaje máximo que puede ser visto en un cable subterráneo usando pararrayos de carburo de silicio en el poste inicial y protección en el enlace abierto es igual a la descarga $IR + 1/2$ (tensión de disrupcion).

Como la tensión disruptiva (S.O) es aproximadamente igual a IR a 10 kA, el voltaje máximo es aproximadamente el 150% de IR . La idea inicial fue que los MOVs sin tensión de disrupcion eliminaría este problema. Este no es el caso. Estudios realizados con MOVs en el punto abierto indican que las reflexiones con picos de aproximadamente 130% de IR son típicos.

13.6.3.5 Otros.

Existen muchas otras áreas que también contribuyen a la incertidumbre del nivel de protección. Por ejemplo, mientras la mayoría de las empresas de energía calculan los márgenes basados en una corriente de descarga de 10 kA y las más conservativas con una corriente de descarga de 20 kA, hay ciertamente una evidencia considerable para sugerir que las corrientes de descarga pueden ser considerablemente más altas. También, el efecto de la polaridad de voltaje del sistema, la efectividad del sistema de puesta a tierra, derivaciones múltiples, etc., pueden todos tener un mayor efecto en los márgenes de protección.

13.6.4 Consideraciones a tener en cuenta en el cálculo de los márgenes.

El uso actual de un margen de protección del 20 % no direcciona adecuadamente todos los factores discutidos. Como la descarga atmosférica es una variable, así también lo son los grados de protección dados a los equipos de la empresa de energía. Es posible y necesario, sin embargo, direccionar los aspectos como las características de variación del pararrayos, longitud del conductor, deterioro del BIL, reflexiones, magnitudes, etc, y definir si estos factores pueden todos razonablemente ser tenidos en cuenta dentro de ese 20%. Mientras que las guías mencionan muchos de los ítems discutidos, ellos no son claros así como los métodos de cuantificación de sus efectos.

La tabla 13.10 es un intento por colocar valores a varios grados de importancia. Por ejemplo, un sistema de 13.2 kV localizado en un área de bajo nivel isoceráunico y con una rata de fallas históricamente baja puede acomodarse en la categoría de importancia pequeña. Un sistema de 34.5 kV en un área de alto nivel isoceráunico y que experimenta una rata de fallas alta, puede acomodarse en la categoría de importancia extrema.

TABLA 13.10. Cambio en las características del BIL del pararrayos.

Categoría de importancia	Cambio en las características del pararrayos rata de elevación	Caída de voltaje del conductor kV	Deterioro del BIL	Coefficiente de reflexión del pararrayos del enlace abierto MOV
Pequeña	5%	3.2	-10%	1.3
Moderada	10%	8	-20%	1.3
Externa	15%	24 *	-30%	1.3

* 6 pies a 4 kV / pie = 24 kV.

EJEMPLO

Supóngase que se desea proteger un sistema subterráneo de 34.5 kV de 4 hilos multiaterrizado usando pararrayos MOV clase distribución de 27 kV en el poste inicial y en el punto de enlace abierto. La figura 13.16 ilustra el sistema. Algunos parámetros estándar usados en el cálculo del margen de protección son los siguientes:

BIL = 150 kV

IR a 20 kA = 100 kV

Caída de voltaje en el conductor = 6,4 kV (4 ft de cond a 1.6 kV/ ft)

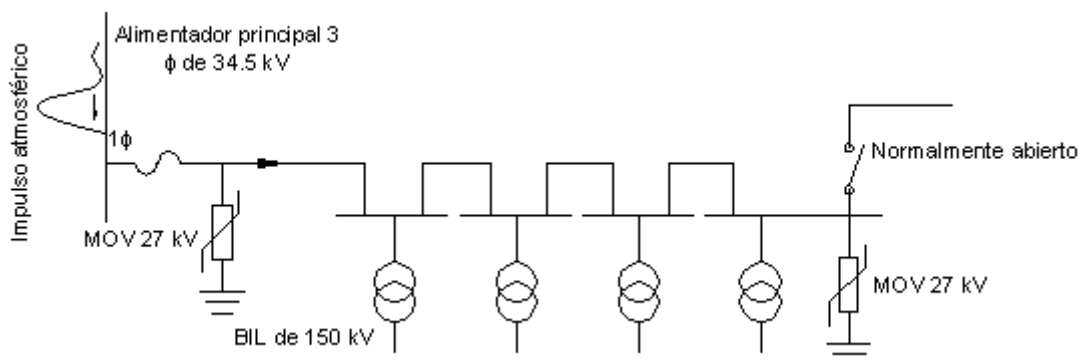


FIGURA 13.16. Derivación lateral subterráneo de 34.5 kV.

El método de cálculo del margen más común se considera asumiendo que el pararrayos del enlace abierto previene el doblaje y la caída de voltaje en el conductor es mínima. El calculo será el siguiente:

$$\% \text{ Margen} = \frac{\text{BIL} - \text{IR}}{\text{IR}} = 100\% = \frac{150 - 100}{100} \times 100 = 50 \%$$

Este margen es por supuesto casi el doble del valor de la guía y puede interpretarse como que proporciona un muy buen nivel de protección.

La guía ANSI sugiere que la caída de tensión a considerar en los conductores hace parte de la descarga IR. Si esto se da, el nuevo margen puede calcularse como sigue:

$$\% \text{ Margen} = \frac{150 - (100 + 64)}{100 + 64} \times 100 = 41 \%$$

Así, como puede verse, los métodos comúnmente usados producen un margen que parecen proporcionar márgenes muy adecuados de protección.

Si, sin embargo, se consideran los ítems ilustrados en la tabla 13.10, se puede ver porque los márgenes asumidos pueden ser también optimistas si se aplican los factores de los 3 niveles de importancia, se calculan los siguientes márgenes.

- Importancia pequeña

$$\text{BIL nuevo} = 150 \times 0,9 = 135 \text{ kV}$$

$$IR \text{ nuevo} = 1,3(100 \times 1,05 + 3,2) = 141 \text{ kV}$$

$$\% \text{ Margen} = \frac{135 - 141}{141} \times 100 = -4 \%$$

- Importancia moderada

$$BIL \text{ nuevo} = 150 \times 0,8 = 120 \text{ kV}$$

$$IR \text{ nuevo} = 1,3(100 \times 1,10 + 8) = 153 \text{ kV}$$

$$\% \text{ Margen} = \frac{120 - 153}{153} \times 100 = -22 \%$$

- Importancia extrema

$$BIL \text{ nuevo} = 150 \times 0,7 = 105 \text{ kV}$$

$$IR \text{ nuevo} = 1,3(109 \times 1,15 + 24) = 181 \text{ kV}$$

$$\% \text{ Margen} = \frac{105 - 181}{181} \times 100 = -42 \%$$

13.6.5 Efecto de las ondas viajeras.

La sección previa trata las condiciones que son ampliamente discutidas y generalmente aceptadas como condiciones en una completa evaluación de la coordinación de aislamiento. Existen otros ítems que resultan del hecho de que la descarga atmosférica es una onda viajera completa, que un buen ingeniero de protecciones debe entender que puede explicar la causa de algunas fallas donde se pensaba que la protección era la adecuada.

La figura 13.17 muestra un sistema de 12.47 kV con una derivación lateral subterránea de 400 m.

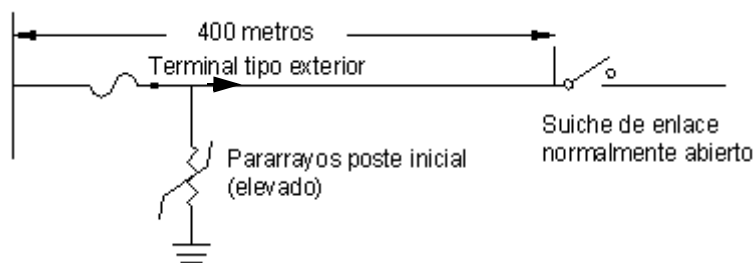


FIGURA 13.17. Derivación lateral subterránea de 12.47 kV.

Como se mostró previamente, la protección de sobrevoltaje de este sistema es normalmente considerada como adecuada por la mayoría de las empresas de energía con el uso de un pararrayos en un poste elevado.

Estos pararrayos tienen mejores características que los pararrayos tipo distribución y como tal dan mayores márgenes, esto por supuesto, tiende a soportar el argumento de que es necesario un pararrayos.

Las condiciones del sistema, las formas de onda de la descarga atmosférica, y el hecho de que la descarga es una onda viajera complica cualquier análisis, agregando a esto el hecho de que el pararrayos no es perfecto pues pocos sistemas subterráneos tienen adecuada protección.

Los siguientes son algunos ejemplos de fenómenos de ondas viajeras que disminuyen el margen de protección. Para todos los ejemplos una onda de impulso de $1 \times 20 \mu s$ es usada en la simulación puesto que es mucho más representativa de la descarga real que la onda estándar de $8 \times 20 \mu s$. El pararrayos del poste elevado tiene un voltaje de descarga IR de 30 kV para una corriente de descarga de 10 kA.

13.7 ONDAS VIAJERAS

13.7.1 Duplicación de voltaje.

La figura 13.18 muestra el voltaje de descarga de un pararrayos de 9 kV tipo poste. La descarga IR es igual a 30 kV aproximadamente y a descarga dc. Esta forma de onda se propaga a lo largo de los 400 m del cable y es reflejado en el punto de enlace abierto causando una duplicación de voltaje a 60 kV como se puede observar en la misma figura.

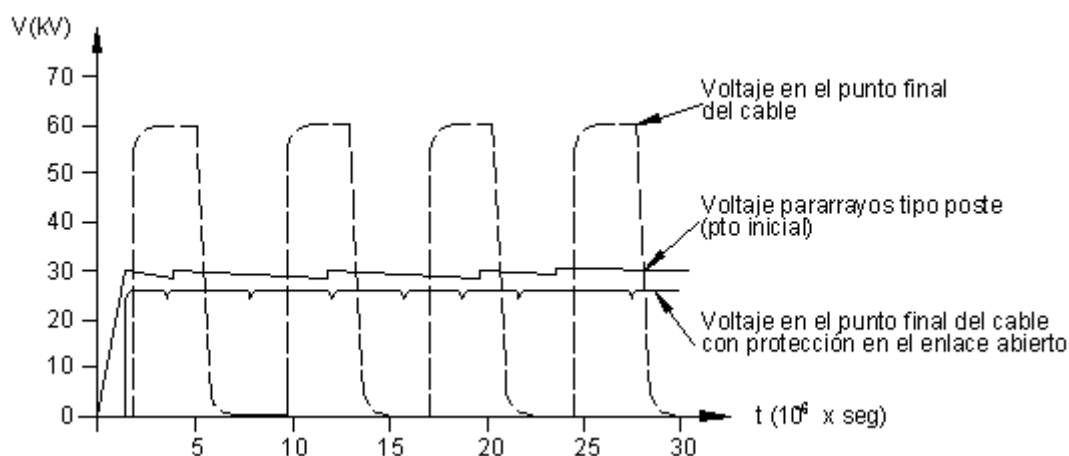


FIGURA 13.18. Voltajes de descarga en el punto inicial y en el punto final del cable con pararrayos tipo poste en el inicio.

Esta duplicación del voltaje de descarga permitirá un margen de aproximadamente el 58% si algunas de las consideraciones como el deterioro del BIL, la longitud del conductor del pararrayos, etc, son ignoradas.

La adición de un pararrayos en el enlace abierto a este sistema previene que se duplique el voltaje en el enlace abierto como puede verse en la figura 13.18. Mientras que esta forma de protección es muy efectiva en el punto abierto no previene todas las reflexiones. La figura 13.19 muestra el voltaje en el punto medio del cable para esta condición. Como puede verse, las ondas positivas son reflejadas hacia atrás, las cuales se suman al voltaje de entrada y producen un voltaje máximo de 40 kV aproximadamente o sea un margen del 137%.

13.7.2 Carga negativa atrapada.

Si una descarga positiva impacta una línea de distribución en el tiempo preciso, el voltaje del sistema es a un pico negativo de $(12.47\sqrt{3}) \times \sqrt{2} = 10.18 \text{ kV}$, el pararrayos no entra en conducción completa hasta que el impulso de voltaje ha compensado para el voltaje negativo del sistema de 10 kV y el voltaje normal de descarga de 30 kV. El impulso equivalente produce una onda viajera de 40 kV en el poste inicial como se muestra en la figura 13.19.

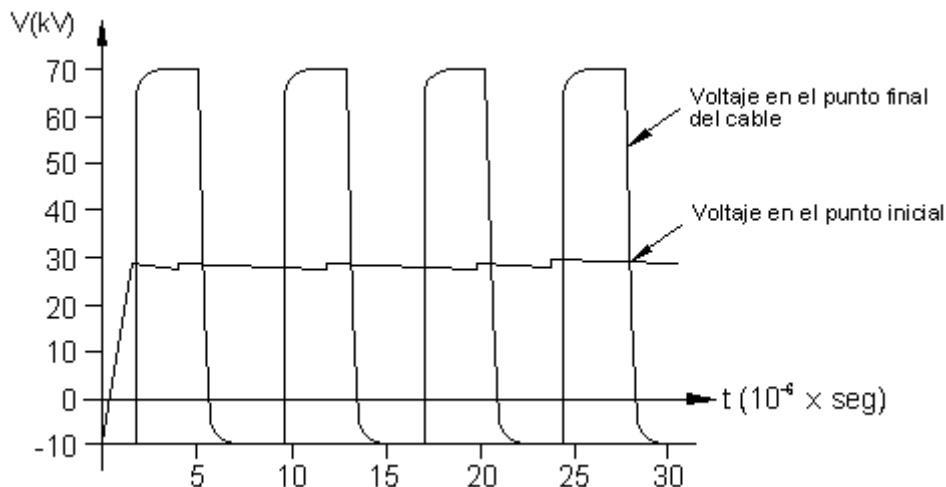


FIGURA 13.19. Voltajes en el punto inicial y en el punto medio.

Este voltaje se reflejará en el punto de enlace abierto a aproximadamente 70kV y reduce efectivamente el margen a aproximadamente el 35% mientras se argumentó que este margen es considerablemente más grande que el recomendado del 20%, debería resaltarse que si algunas de las consideraciones previas son incluidas, el margen del 20% no será logrado.

13.7.3 Cuadruplicación del voltaje.

Una serie de investigaciones sobre descargas atmosféricas han advertido que mientras la mayoría de los impactos son monopolares, algunos son bipolares como se muestra en la figura 13.20.

El artículo de Phil Barker denominado “Voltage Quadrupling on UD Cable” fue el primero en señalar que si el aumento de ocurrencia de la onda bipolar y la longitud del cable fueran correctos, la cuadruplicación del voltaje puede ocurrir.

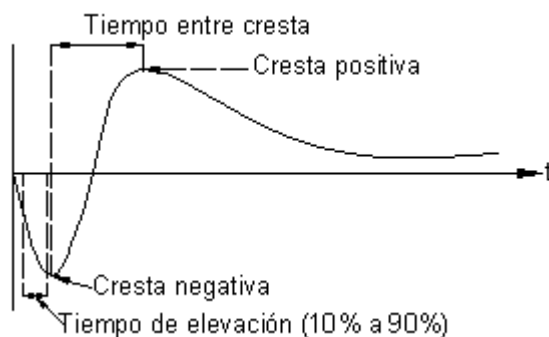


FIGURA 13.20. Descarga bipolar.

La onda de la figura 13.20 fue simulada y descargada por un pararrayos tipo poste inicial. La figura 13.21 ilustra las características de descarga del pararrayos mostrando el efecto dramático de la no linealidad que el pararrayos tiene sobre la forma de onda viajera entrando al cable. Cuando esta onda alcanza el punto abierto, es reflejada como una algo más compleja resultando en un voltaje línea neutro de aproximadamente 120 kV (ver figura 13.21) el cual es 25% más grande que el BIL del sistema.

13.7.4 Lateral derivado.

Un lateral derivado es difícil de calcular puesto que el modelo de onda viajera es mucho más complejo. Para este ejemplo, 2 derivaciones fueron agregadas a los 200 m de cable, una de 400 m y la otra de 800 m de longitud, como se muestra en la figura 13.22.

Bajo circunstancias normales, el voltaje del pararrayos (del poste inicial) de 30 kV, sería doblado a 60 kV en el punto abierto. A causa de la interacción más compleja de los 2 puntos abiertos, el voltaje al final de la rama más larga de 800 m alcanzó aproximadamente 80 kV (ver figura 12.23 el cual da un margen menor que el recomendado del 20%).

Los voltajes en el punto de derivación fueron casi de 50 kV mientras que los voltajes al final de la rama más corta fueron tan altos como 60 kV (ver figura 13.23). En tanto que es difícil pronosticar el sobrevoltaje máximo visto en cualquier sistema derivado, se puede asegurar que la filosofía de duplicación típica no debe ser aplicada.

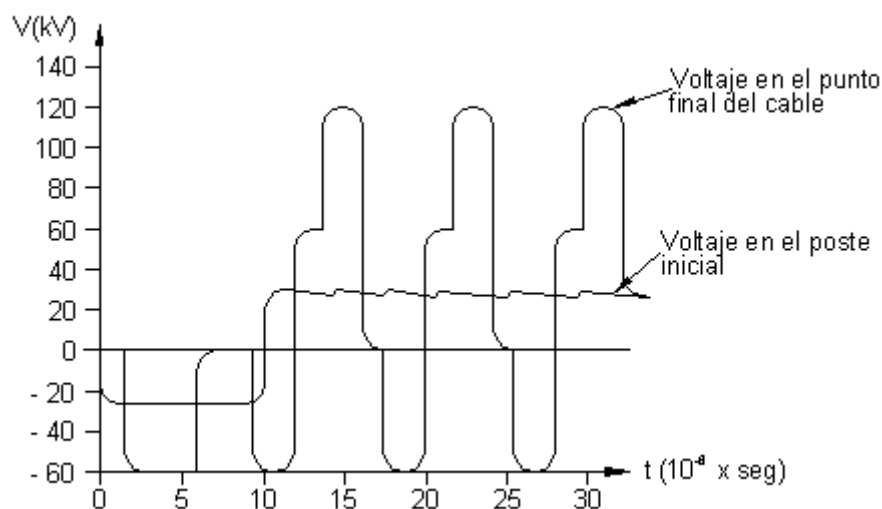


FIGURA 13.21. Cuadruplicación del voltaje en el punto final del cable.

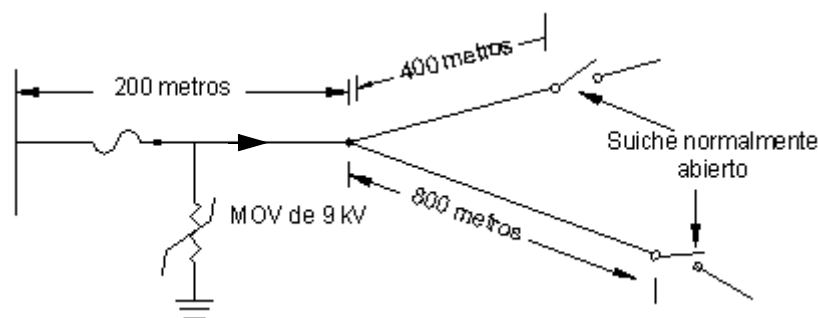


FIGURA 13.22. Lateral derivado.

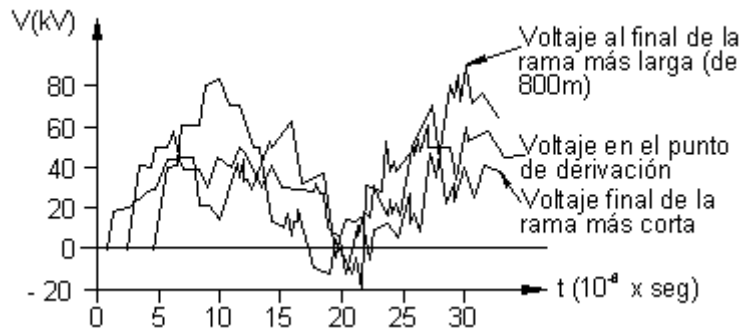


FIGURA 13.23. Voltajes al final de las derivaciones y en el punto de derivación.

13.7.5 Efecto de la longitud del lateral.

Por simplicidad una onda viajera en un cable subterráneo es mostrada como una onda cuadrada o en efecto, una onda que tiene una infinita “*rata de elevación*”. Cuando esta onda alcanza el punto abierto, inmediatamente se duplica. El pararrayos del poste inicial no tiene efecto sobre la prevención de esta duplicación como fue mostrado previamente. Mientras que esta técnica simplifica la explicación de la duplicación de voltaje, ella no cuenta la historia completa si la longitud del cable es relativamente corta.

El frente de la onda en realidad se mira más como una función rampa, toma tiempo para alcanzar su valor máximo. Por ejemplo, la onda estándar $8 \times 20 \mu\text{s}$ que se muestra en la figura 13.24, toma $8 \mu\text{s}$ para alcanzar la cresta, mientras esto puede verse como una onda de muy corto tiempo en realidad desde el punto de vista de una onda viajera es una muy larga. Si se asume que la velocidad de la onda viajera es de aproximadamente 50 pies por μs luego la onda puede estar alcanzando la cresta en aproximadamente 4000 pies. Para cables menores de 2000 pies la longitud, la onda reflejada ya ha retornado antes de que la cresta de la corriente sea descargada en el poste inicial.

El coeficiente de reflexión de la onda de impulso en el punto abierto es positivo puesto que el punto abierto representa una impedancia infinita para la onda. De otro lado, el coeficiente de la onda de impulso en el poste inicial es negativa puesto que el pararrayos en el poste inicial tiene una impedancia más baja que la impedancia que el cable ofrece al impulso. Este coeficiente negativo significa que las ondas reflejadas serán de polaridad opuesta (es decir, las ondas reflejadas positivas llegan a ser ondas reflejadas negativas y viceversa).

La figura 13.25 ilustra la interacción de ondas viajando sobre líneas cortas. Como puede verse, las ondas incidentes entran en el cable. En este punto es pequeña si la operación de cualquier pararrayos se esta llevando a cabo puesto que el nivel de corriente y consecuentemente el nivel de voltaje son aun muy bajos.

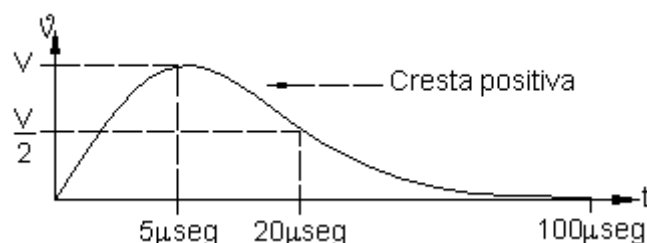
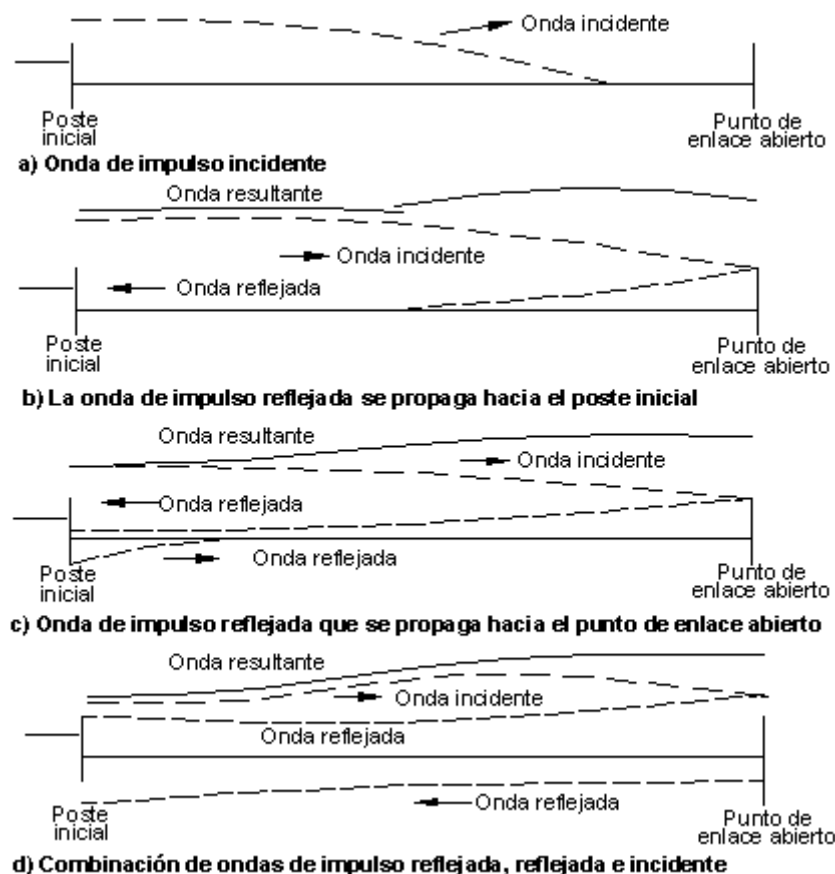

 FIGURA 13.24. Onda normalizada de 8 x 20 μ seg.


FIGURA 13.25. Descripción gráfica de la cancelación de la reflexión en una línea corta.

La onda incidente es reflejada y se suma a la onda entrante como se muestra en la figura 13.25 (debe notarse que la onda entrante es aun baja en magnitud).

La onda reflejada es ahora rereflejada debido al coeficiente negativo del pararrayos y en efecto más bajos los voltajes en el cable puesto que él es negativo como se muestra en la figura 13.25. El proceso continua a medida que la onda incidente se incrementa en magnitud. El efecto neto sin embargo, es que mientras el voltaje en realidad se incrementa por encima del nivel de descarga del pararrayos, el no es el doble.

Mientras que algunos ingenieros sostienen que debido al fenómeno antes descrito, los cables cortos no necesitan protección en un punto de enlace abierto, esto no puede ser completamente correcto. La onda de $8 \times 20 \mu s$ no es realmente representativa de la descarga atmosférica. La descarga atmosférica tiene ratas de elevación mucho más altas y puede esperarse que alcancen la cresta en $1 \mu s$ o aun menos. Mientras que un cable de 2000 pies o menos puede ver algún beneficio con una onda de $8 \times 20 \mu s$ y ser clasificada como una línea corta, en el mismo cable el efecto de duplicación plena de una onda de $1 \times 20 \mu s$ puede ser clasificada como una línea larga.

Simultáneamente se ha mostrado que el cable que tenga 200 pies o menos (para una onda de $1 \times 20 \mu s$) podría comenzar a ver algún beneficio atribuido a una línea corta.

13.7.6 Resumen de las recomendaciones.

Como se ha demostrado, los factores y consideraciones que afectan los márgenes de protección para redes subterráneas son los siguientes:

- Efecto del potencial de elevación de tierra.
- Rata de elevación de corriente.
- Longitud del conductor del pararrayos.
- Deterioro del BIL debido al envejecimiento.
- Reflexiones (con y sin protección en el punto de enlace abierto).
- Cambios en la descarga IR debido al envejecimiento.
- Formas de onda bipolares.
- Laterales derivados.
- Carga negativa atrapada.

En tanto que no es posible elaborar estos ítems para tener en cuenta todas las situaciones, James J. Burke después de muchos años de análisis opina que las reglas generales mostradas en la tabla 13.11, para ambas configuraciones (línea radial sin laterales y con laterales derivados) deberían seguirse para una protección adecuada de redes subterráneas.

TABLA 13.11. Localización recomendada de pararrayos.

Voltaje	Configuración del alimentador	Localización de pararrayos
15 kV	Radial sin derivaciones	Poste inicial Punto de enlace abierto
25 kV	Radial sin derivaciones	Poste inicial Punto de enlace abierto
35 kV	Radial sin derivaciones	Poste inicial Punto de enlace abierto Punto medio
15 kV	Radial con derivaciones laterales	Poste inicial Punto de derivación
25 kV	Radial con derivaciones laterales	Poste inicial Punto de derivación
35 kV	Radial con derivaciones laterales	Poste inicial Punto de derivación Todos los enlaces abiertos

13.8 PROTECCIÓN DE LÍNEAS

13.8.1 Aislamiento de línea.

El aislamiento principal para líneas de distribución aéreas es el aire y en las estructuras se usan los dieléctricos sólidos. Si se rompe un dieléctrico (salto de arco) y el arco es desenergizado con un dieléctrico autorecuperable como el aire, el aislamiento se restaura y la línea puede ser reenergizada sin reparación del aislamiento. Con dieléctricos sólidos algunas fallas ocurren y el aislamiento debe ser reparado o reemplazado antes de reenergizar la línea.

Las líneas deben soportarse en las estructuras que tienen aislamiento más débil que el aire. Para maximizar la fortaleza del aislamiento, se usan aisladores de porcelana y de polímeros en conjunto con postes de madera.

El nivel de tensión al cual ocurre la descarga disruptiva en las estructuras de distribución es una función del nivel básico de aislamiento (BIL) de las estructuras. Una descarga directa en la línea de distribución que impacte a no más de 200 pies de una estructura, el arco (disruptivo) ocurrirá en la estructura más cercana al impacto. El arco en varias estructuras a ambos lados del impacto también es común que ocurra.

Mientras que el BIL preciso para las estructuras es obtenido probando las estructuras con un generador de impulsos, la estimación del BIL puede ser hecho. Para líneas de distribución, los valores de arco en seco para impulso son usados y sumados directamente al valor del impulso disruptivo para la madera. El BIL para la madera varía con el tipo de madera pero generalmente se puede asumir de 100 kV por pie en seco. El valor en húmedo es de aproximadamente 75 kV por pie. Para una estructura con aislador de 100 kV de BIL y un espaciamiento de 3 pies en madera, el BIL sería aproximadamente de 325 kV. El interés principal cuando se

diseñan estructuras, es alcanzar un BIL de 300 kV o más para asegurar que solamente los impactos directos a la línea causarán la descarga disruptiva.

Una estructura estándar para 13.2/7.62 kV tiene un BIL de aproximadamente 300 kV. Esta estructura utiliza una cruceta de madera de 8 pies con tirantas (pieamigos) de madera, estas tirantas de madera son importantes para alcanzar el BIL de 300 kV (nótese que si se usan tirantas metálicas, parte del aislamiento de la madera es cortocircuitada resultando un BIL mucho mas bajo).

La meta en el diseño de las estructuras de distribución es la de igualar o de exceder el BIL para esta estructura. En muchas áreas se utilizan estructuras con aisladores tipo poste (sin crucetas) de 20 kV y alcanzar un BIL de aproximadamente 150 kV.

13.8.2 Tipos de protección contra descargas atmosféricas.

13.8.2.1 Sin protección.

Las líneas de distribución de este tipo tendrán equipo como transformadores, bancos de capacitores, reclosers y reguladores localizados a lo largo de la línea. Este equipo usualmente será protegido por pararrayos, los cuales protegerán el equipo adecuadamente pero tendrán solo un modesto efecto en la rata de descargas disruptivas de la línea misma. El grado de protección sería proporcional a la cantidad de equipo y al numero de pararrayos.

13.8.2.2 Cable guarda (apantallamiento).

Este tipo de protección es muy usado en las líneas de transmisión. En líneas de distribución es usado ocasionalmente (áreas rurales). Puede servir de neutro si la red es aérea y el aterrizaje se hace a lo largo de la línea. Cuando es instalado adecuadamente, el cable de guarda aéreo interceptara casi todas las descargas atmosféricas que caen en la línea. Esto es efectivo solamente cuando las impedancias de tierra de pies de postes pueden ser mantenidas en un valor bajo.

Ocasionalmente, un impacto terminará en un conductor de fase a causa de una falla del apantallamiento. Las fallas de apantallamiento son una función de la altura medida desde tierra y del ángulo de apantallamiento. Para conductores elevados en sistemas de distribución, las fallas de apantallamiento no se espera que sean un problema si se proporciona un ángulo de apantallamiento menor que 40° o 50°. El ángulo de apantallamiento es el ángulo (medido desde la vertical) desde el cable guarda hasta el conductor de fase.

Básicamente, a medida que el voltaje de impulso entre dos conductores (cable guarda y el conductor de fase más cercano) entra en el rango de rompimiento, pequeñas corrientes de predescarga erupcionan entre los dos conductores. La corriente total alcanza miles de amperios si los conductores son de suficiente longitud y causan un retraso pronunciado en el rompimiento por la reducción del voltaje en la misma forma como un pararrayos limita el voltaje al aparecer una corriente alta. El rompimiento puede aun llevarse a cabo, pero a causa de la reducción en el voltaje por las corrientes de predescarga, este rompimiento puede ocurrir a 5 μ s o más (el valor clásico es de 1 a 2 μ s).

En el tiempo medio a causa de este retraso en el rompimiento, las reflexiones tienen oportunidad de llegar desde los postes puestos a tierra más cercanos y reducir el voltaje entre conductores. Una reducción suficiente en el voltaje dentro del tiempo de rompimiento prevendrá una descarga disruptiva (arco) en el punto impactado.

13.8.2.3 Pararrayos en la fase superior.

Este tipo de protección no es considerada como efectiva aunque es muy común. La combinación de pararrayos en la fase superior actúa como cable de guarda en el cual la resistencia de puesta a tierra de pie de torre es aumentada por la resistencia del pararrayos. En la figura 13.26 se muestra una línea simplificada que tiene dos conductores aislados. Uno de los conductores (la fase superior esta protegida por un pararrayos).

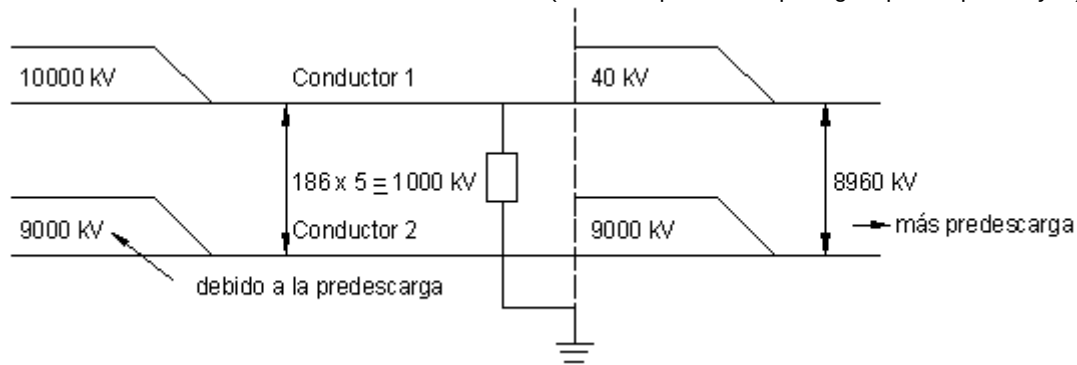


FIGURA 13.26. Sistema de 13.2 kV (pararrayos en la fase superior).

Ahora se asume que una descarga atmosférica impacta la línea. Este impacto causará un voltaje de la misma polaridad en las líneas adyacentes debido a las corrientes de predescarga. El voltaje de predescarga es 186 kV por pie; así, para un espaciamiento de 5 pies se tendría una diferencia aproximada de 1000 kV entre estas 2 líneas. Para este ejemplo, puede asumirse que el voltaje del conductor 2 es de 9000 kV ($10000 - 1000$) kV. Puesto que la diferencia de voltaje efectivo entre las líneas se ha reducido ahora a 1000 kV debido a la predescarga, existe menos posibilidad de flameo en la línea.

Cuando los 2 impulsos llegan al poste donde la fase superior esta protegida, el pararrayos descargará y reducirá el voltaje de la fase superior a aproximadamente 40 kV para un sistema de 13.2 kV. El voltaje de la fase inferior es aun de 9000 kV así que la diferencia de potencial es ahora de $9000 - 40$ o sea 8960 kV, haciendo que la probabilidad de descarga disruptiva sea mayor. Esta situación cambiará con el tiempo a causa de que la predescarga tendrá lugar de nuevo hasta el punto de ubicación del próximo pararrayos donde el proceso se repite por si mismo a un nivel de energía mas bajo.

13.8.2.4 Pararrayos en las dos fases.

La figura 13.27 muestra la misma situación con pararrayos en los dos conductores. Aquí se puede ver fácilmente que cuando los impulsos llegan al poste, ambos pararrayos descargarán y los voltajes transmitidos hacia el próximo poste serán muy bajos. Esta situación reduce enormemente la probabilidad de arco (disruptivo).

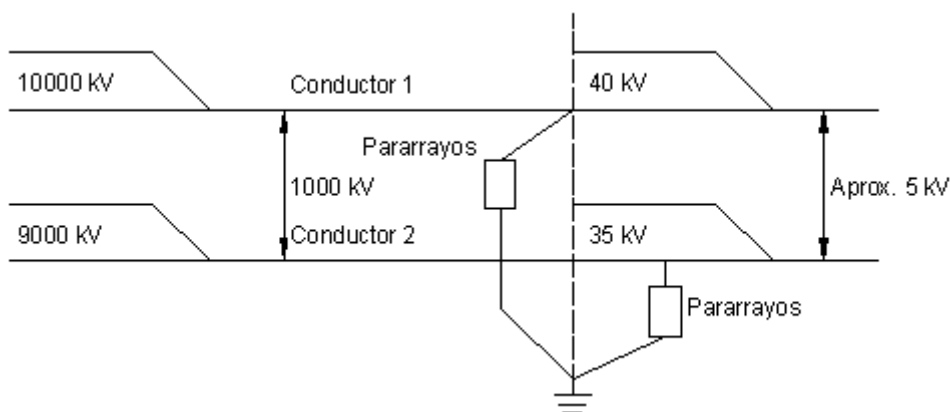


FIGURA 13.27. Sistema de 13.2 kV (pararrayos en las 2 fases).

13.8.2.5 Pararrayos en todas las fases (sistema trifásico)

Las corrientes de predescarga tienen el efecto de reducir la probabilidad de arco en el tramo (entre dos postes contiguos) y de incrementar el esfuerzo de voltaje en los postes con puestas a tierra para los cables de guarda aéreos. Además, se nota que el voltaje en esos postes aparece alrededor del aislamiento de los conductores no involucrados en el impacto. Los pararrayos en todas las fases eliminarían los flameos en los postes que tienen pararrayos, resultando en una reducción significativa en el número total de flameos.

Con pararrayos instalados en todas las fases, sus conexiones de puesta a tierra serían enlazados juntos cerca de la parte superior del poste y a una conexión de tierra común en el pie de los postes. Las ondas de voltaje viajeras serían similares a aquellas vistas en la figura 13.27 (pararrayos en las dos fases). Los pararrayos en todas las fases deben localizarse en el mismo poste para asegurar que las ondas de voltaje se eleven y caigan simultáneamente, minimizando así los esfuerzos de tensión entre conductores.

Es interesante notar que este esquema es inmune a los efectos de las resistencias de pie de poste pobres puesto que en la línea completa se elevará y se caerá el voltaje simultáneamente, y el voltaje del pararrayos que está entre cada conductor y la cima del poste (aproximadamente de 40 kV) será relativamente constante. Esto es a menos que el cable de guarda (apantallamiento) con una alta resistencia de pie de poste pueda causar que este cable guarda tenga un voltaje más alto que el conductor de fase y pueda ocurrir un flameo inverso.

13.8.3 Comparación de los esquemas de protección de línea

Hoy es posible evaluar el comportamiento de diseños específicos de línea usando simulaciones en computador que pueden evaluar el efecto de los cables de guarda, pararrayos en cada fase, espaciamento, rata de elevación de la corriente, sistema de puesta a tierra, ubicación del neutro y otros parámetros importantes.

La tabla 13.12 muestra una comparación de algunos de estos parámetros para un sistema de 13.2 kV. Como puede verse, el mejor esquema de protección es el que emplea pararrayos en las 3 fases y el peor es el que tiene un solo pararrayos en la fase superior. El efecto del BIL de la línea también ha sido evaluado y se ilustra que para una protección muy efectiva, un BIL de 300 kV o mayor sin reparar en el esquema utilizado.

TABLA 13.12. Comparación de los diferentes parametros de proteccion de una línea de distribución.

Parámetros de proteccion de la línea de distribución	% de impactos de rayo que causan flameo					
	Espaciamento de las puestas a tierra, f t					
	200	400	600	800	1000	1200
Pararrayos en la fase superior BIL = 300 kV	45	61	68	76	80	84
Cable de guarda aéreo con neutro por debajo BIL = 300 kV	28	45	57	68	74	78
Cable de guarda aéreo BIL = 300 kV	26	44	56	67	68	70
Pararrayos en todas las fases BIL = 100 kV	10	34	48	61	63	66
Pararrayos en todas las fases BIL = 300 kV		1	2	3	4	7

Los tipos de construcción usados y llamados: horizontal, triangular y vertical (o poste), tienen una probabilidad de flameo que es una función del BIL de la línea. La tabla 13.13 ilustra la probabilidad de flameo como una función del BIL de la línea y el espaciamento de las puestas a tierra (o pararrayos aterrizados), con todas las fases y resistencias de pie de poste de 10 a 100 Ω .

13.9 DESCARGAS INDUCIDAS

Existe una considerable cantidad de evidencias que sugieren que muchos de los flameos que ocurren en una línea de distribución aérea puede ser el resultado de una descarga inducida (que impacta cerca de la línea pero que no directamente). Los voltajes causados por estas descargas son considerablemente más bajos que los causados por descargas directas (usualmente menores, haciendo que es espaciamento entre pararrayos sea menos crítico).

La protección para flameos debidos a descargas inducidas puede en algunos casos, llegar a ser más efectiva incrementando simplemente el BIL de la línea. Esto se da aumentando los valores nominales de los aisladores, cambiando la posición del neutro, incrementando el espaciamento de las fases, etc.

El espaciamento de los pararrayos cada cuarto de milla puede ser muy efectiva para descargas inducidas.

TABLA 13.13. Probabilidad de impactos que causan flameos (en porcentaje) para diferentes tipos de construcción y niveles de aislamiento.

Tipo de construcción	BIL kV	Espaciamiento de puestas a tierra de pararrayos en pies					
		200	400	600	800	1000	1200
Horizontal  	100	38	65	74	82	84	87
	200	17	44	57	68	72	78
	300	3	12	22	32	38	44
	500	0	0	0	0	2	4
Triangular   	100	8	34	48	60	64	68
	200	0	4	14	25	28	32
	300	0	0	0	1	3	4
Vertical en poste    	100	35	58	68	76	80	84
	200	10	26	41	52	59	67
	300	1	5	10	15	20	26
	500	0	0	0	0	1	2

13.10 METODOLOGÍA PARA CALCULAR EL DESEMPEÑO DE LAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN ANTE LA INCIDENCIA DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Una amplia variedad de parámetros tales como BIL, configuraciones, apantallamiento, resistencias de pies de poste, esquemas de protección, calidad del equipo y conexiones son usadas en las líneas de distribución de potencia eléctrica. Debido a esa cantidad de variables, solamente estimativos aproximados del comportamiento antes descargas atmosféricas de esas líneas han sido posibles con el estado del arte actual. Se describe ahora un método que puede usarse para realizar ese estimativo. Debe realizarse mucho trabajo de laboratorio y de campo para cuantificar el problema. Sin embargo, este método debe ser suficiente para realizar estimativos comparativos.

13.10.1 Preliminares.

Los impactos de las descargas atmosféricas en o cerca de las líneas de distribución son responsables de una gran cantidad de daños del sistema eléctrico e interrupciones al usuario. Aunque la física de las descargas atmosféricas no es completamente entendida, la descarga atmosférica esta generalmente asociada con las siguientes condiciones meteorológicas.

- Tormentas causadas por la convección de calor local que ocurre con más frecuencia durante los meses de verano.
- Sistemas frontales, que ocurren con más frecuencia en invierno.
- Movimiento de aire sobre las laderas de las montañas.

El aislamiento eléctrico en la mayoría de sistemas de distribución no es homogéneo. La reducción en el uso de crucetas de madera en la construcción de redes y la introducción de nuevos materiales de construcción y de nuevas configuraciones han resultado en una marcada disminución de los niveles de aislamiento.

Las ratas de salidas altas por descargas atmosféricas ocurren al tiempo que los consumidores están demandando calidad de servicio.

Los circuitos de distribución en Y multiterrizados consisten de derivados de línea trifásicas, a 2 fases y monofásicas de variada longitud. El BIL de esos segmentos puede variar ampliamente de estructura a estructura en un segmento de línea dado. Además, las líneas de distribución son circuitos eléctricos complejos que no se prestan fácilmente para el modelamiento y análisis para la determinación del BIL. Por lo tanto, los métodos recomendados aquí son matemáticamente simples y proporcionan solamente aproximaciones indicadas para el diseño de las líneas de distribución más comunes.

Como el BIL puede variar de estructura a estructura en una línea de distribución dada, el BIL de un segmento particular de línea se asume que es el BIL de la estructura con el BIL más bajo de ese segmento.

Las características eléctricas de la descarga y la respuesta eléctrica de una línea cuando esta sujeta a voltajes inducidos causados por descargas indirectas que luego es usada para predecir si el flameo ocurrirá. El diseño de la protección contra descargas de líneas de distribución requiere que los siguientes asuntos sean direccionados.

- El número de descargas directas que ocurrirán en la línea.
- El número de descargas indirectas que ocurrirán en la línea.
- El comportamiento deseado de la línea ante descargas.

13.10.2 Descargas directas en las líneas.

El número de impactos de descargas a tierra es una función de la incidencia en una región dada (densidad de rayos a tierra N_g) o el número de descargas a tierra por unidad de área por año.

De año a año N_g puede variar de 2 a 1 para una región geográfica dada. Por muchos años, los observadores del estado del tiempo han registrado la actividad de descargas, contabilizando el número promedio de días tormentosos al año en los cuales se escuchan las descargas y construyendo los mapas de niveles isoceráunicos.

Las correlaciones para conocer las densidades de descargas a tierra para regiones específicas, fueron usadas para calcular N_g del número de tormentas para líneas no apantalladas por estar cerca de objetos altos,

el número de impactos a la línea (N) por año puede calcularse de la siguiente expresión.

$$N = Ng(b + 28H^{0.6}) \times 10^{-1} \text{ por 100 km de línea} \quad (13.12)$$

donde:

- Ng = Densidad de descargas a tierra.
 b = Distancia horizontal entre los conductores externos en m.
 H = Altura de la línea por encima del suelo en metros.

Para longitudes de postes usados en sistemas de distribución (35, 40, 45 y 50 pies), la relación aproximada entre Ng y las descargas directas a la línea no apantallada por otras estructuras pueden ser calculadas y se muestran en la tabla 13.14 y en la figura 13.28, y pueden ser usadas como sigue:

Para una línea no apantalla de una altura dada, el mapa de niveles isoceraúnicos puede ser usado para determinar Ng para la región en la cual la línea es construida y luego para determinar el primero de los impactos directos a la línea por km o por milla de la figura 13.28.

TABLA 13.14. Cálculos de impactos de descargas sobre líneas de distribución.

Longitud poste pies	Longitud enterramiento pies	longitud entre conductor y cima del poste ø 8" pies	Altura de la línea desde tierra pies	Altura de la línea desde tierra m	$(b + 28H^{0.6}) \times 10^{-1}$		Impactos de descargas a la línea por año por 100 km de línea Ng (impactos por km^2)							
					con cruceta	sin cruceta	con cruceta				sin cruceta			
							5	10	15	20	5	10	15	20
35	6.0	0.66	29.66	9.04	10.721	10.50	53.6	107.2	168.8	214.4	52.5	105.0	157.5	210.4
40	6.0	0.66	34.66	10.56	11.746	11.52	58.7	117.5	176.2	234.9	57.6	115.2	172.8	230.9
45	6.5	0.66	39.16	11.94	12.627	12.40	63.1	126.3	189.4	252.5	62	124.0	186.0	248.0
50	7.0	0.66	46.66	13.31	13.462	13.23	67.3	134.6	201.9	269.2	66.2	138.3	198.5	264.6

Para determinar los impactos a la línea apantallada por objetos cercanos, todos los objetos ubicados dentro de una distancia de 4 veces la altura de la línea a ambos lados de la línea deben ser considerados. Cualquier objeto tales como arboles o edificios cuya altura es mayor o igual a la altura de la línea reducirá la incidencia de impactos directos en la línea (ver figura 13.29).

En áreas urbanas, las edificaciones son con frecuencia más altas que la línea y apantallan efectivamente a las líneas. En áreas suburbanas los arboles apantallan más frecuentemente a las redes de distribución. Para diseños prácticos de líneas, el área donde se va a construir la línea debe estudiarse para determinar la porción de línea que será apantallada por otras estructuras.

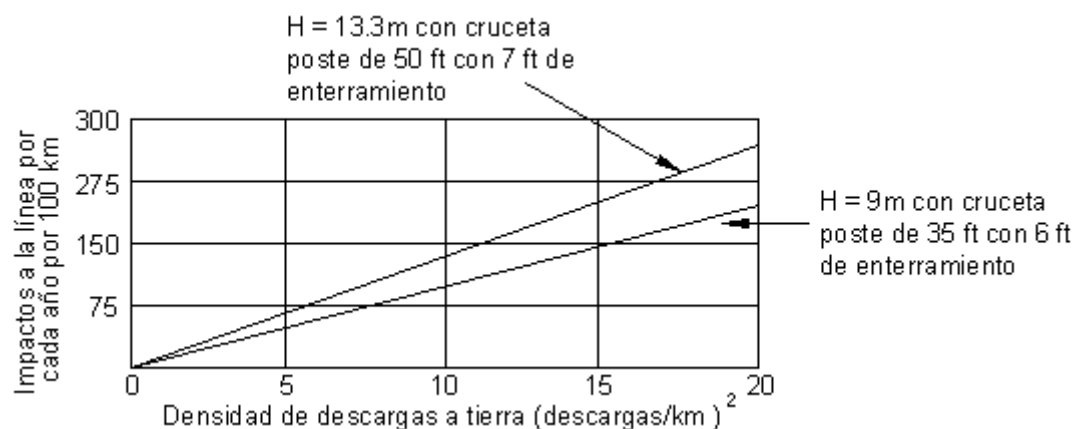


FIGURA 13.28. Impactos a la línea vs densidad de descargas a tierra.

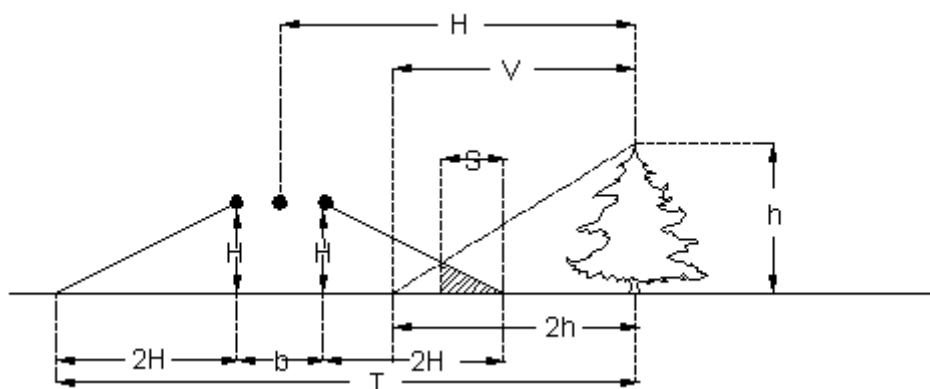


FIGURA 13.29. El ancho de apantallamiento S creado por un árbol cercano a línea de distribución.

A causa de la variedad de alturas y formas de los objetos apantalladores, no es posible definir el grado de apantallamiento con alguna exactitud. Tampoco hay consensos cuantitativos de los mecanismos de apantallamiento involucrados. Lo mejor que se puede dar hoy es aplicar la regla simple de que el ancho (a lado y lado de la línea) del área protegida o apantallada en la superficie de la tierra es aproximadamente 2 veces la altura del objeto apantallador. En el caso de la figura 13.29, el ancho sería $2H$. Adoptando esta regla para el caso donde el ancho b de la figura 13.29 es mucho menor que la altura de la línea H , se pueden construir un conjunto de curvas de apantallamiento (ver figura 13.30).

El factor de apantallamiento variable S_f es la porción por unidad de la línea apantallada por un objeto

cercano. El número de impactos a la línea es luego

$$N_s = N(1 - S_f) \quad (13.13)$$

donde:

N_s = Número ajustado de impactos a la línea por 100 km por año.

N = Impactos calculados por la ecuación 13.12.

Para líneas de distribución en áreas urbanas cerca de árboles y casas, S_f puede estar entre 0.3 a 0.5. Para líneas construidas con cables de guarda aéreos, S_f será aproximadamente de 1.0; sin embargo, una tensión de flameo inversa debe ser considerada.

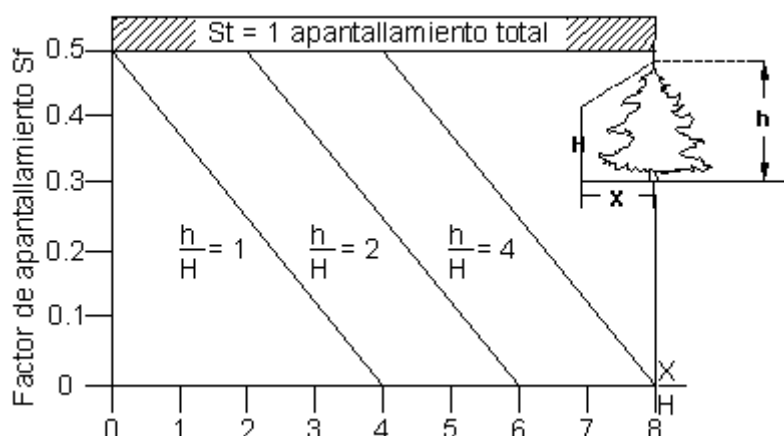


FIGURA 13.30. Curvas aproximadas para factor de apantallamiento S_f vs Altura de línea y distancias de apantallamiento.

13.10.3 Descargas indirectas (o inducidas).

El voltaje pico inducido en una línea de distribución debido a descargas que caen cerca de ella es una función de los siguientes parámetros:

- El pico y el tiempo de pico (cresta) de la corriente de descarga de retorno.
- La velocidad de la descarga de retorno.
- La altura de la línea.
- La distancia perpendicular del punto de descarga hasta la línea.

La magnitud de estos voltajes inducidos ocasionalmente será más grande que el BIL de la línea de distribución y el flameo puede ocurrir, particularmente en sitios remotos de los pararrayos.

Cuando la descarga de paso escalonado desciende hacia la línea, este alcanza un punto conocido como “punto de disrupción”. En este punto se iniciará o una unión con la línea o una unión con la tierra, dependiendo de la distancia crítica conocida como “distancia disruptiva”.

Si en el punto de disrupción, el escalón tipo está más ajustado a tierra que el conductor, el líder del rayo impactará la tierra. Si el líder tipo está más ajustado al conductor, la línea será golpeada directamente. Una distancia perpendicular de la descarga a la línea, induce un voltaje más bajo a ella. Por lo tanto, la distancia de disrupción es un parámetro necesario para la estimación de la rata de salidas de una línea de distribución. Muchas ecuaciones empíricas para la distancia de disrupción han sido sugeridas, una de ellas fue presentada por el grupo de trabajo de la IEEE y es la siguiente

$$r_s = 8 \times (kA)^{0.65} \text{ m} \quad (13.14)$$

En este análisis, la descarga de retorno fue variada de 1 kA a 200 kA y el tiempo a la cresta de 0.5 μ s a 10 μ s. La distancia perpendicular de la descarga fue luego calculada para cada corriente y r_s . Comenzando con esta distancia, el voltaje inducido en la línea fue calculado para la corriente y el tiempo de cresta dados. Si el voltaje inducido excede el BIL de la línea, el punto de disrupción (o de impacto) de la línea es retrocedido en pasos hasta que el voltaje inducido sea inferior al BIL.

Un análisis estadístico lognormal bivariado fue realizado a cada tiempo de cresta dado. Este análisis fue usado para estimar la probabilidad de ocurrencia de esa combinación. La rata de salida por voltajes inducidos de una línea aérea de 10 metros de alta para un N_g de 10 es mostrada en la figura 13.31 ya que la rata de salida para cualquier otra altura y N_g pueden ser calculados de la figura 13.31 pues la rata de salidas es directamente proporcional a la altura de la línea y a N_g . El análisis anterior asume que cada flameo resultará en una salida. A causa de la compleja geometría asociada con las líneas de distribución, los valores reales de flameo pueden diferir significativamente de los cálculos.

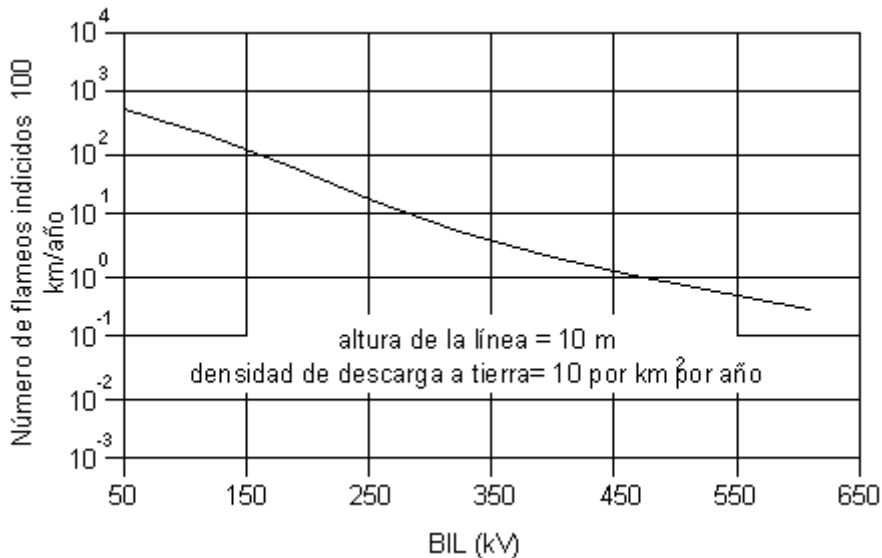


FIGURA 13.31. Rata de flameos de voltaje inducidos de líneas de distribución aéreas vs BIL.

Se hicieron las siguientes suposiciones durante el análisis anterior:

- La distancia de disrupción r_s dada en la ecuación 13.14 es un estimativo conservativo.
- Las descargas directas a las estructuras cercanas a la línea pueden causar flameo de la línea.
- Una línea con conductor simple se extiende sobre una tierra perfecta (por ejemplo conductividad de tierra infinita).
- Una línea con multiconductor que se extiende sobre una tierra imperfecta generará ondas de velocidad múltiple, sus efectos no son conocidos. Más aun, investigaciones recientes han mostrado que una conductividad de tierra infinita puede producir campos electromagnéticos a lo largo de la línea. Este efecto puede modificar la tasa de salidas de una línea dada.
- El presente análisis fue ejecutado para líneas sin conductores de tierra (cables de guarda) o neutros. Los cables de guarda, los neutros o ambos pueden reducir la tasa de salidas dependiendo de la geometría y de los intervalos de puesta a tierra.
- El modelo de voltaje inducido de Chowdhuri (autor del artículo titulado "Analysis of Lightning Induced Voltages on Overhead Lines" publicado en IEEE/PES 1988), es razonablemente representativo del proceso de inducción de voltajes. No existe un acuerdo universal sobre si este modelo es el mejor y ciertamente sufrirá modificaciones a medida que más datos lleguen a estar disponibles, pero sería suficiente para cálculos aproximados.

13.10.4 Flameos producidos por descargas indirectas.

Como se deduce del numeral 13.1.3, el 28% de las corrientes de descarga exceden los 50 kA pico, teniendo en cuenta que la distribución arranca a una corriente aproximada de 2.5 kA. La magnitud de corriente pico de la descarga de retorno excede los 2.5 kA para el 99.9% de los impactos directos en las líneas de distribución. Las impedancias características típicas de las líneas de distribución están entre 300 Ω y 500 Ω .

Para un impacto de rayo en la mitad de un vano en donde la corriente se divide en dos mitades una en cada dirección, el voltaje pico asociado con la onda de descarga viajera está entre 37.5 y 625 kV. Como el BIL de la mayoría de las líneas de distribución está entre 100 kV y 500 kV, un impacto directo a una línea de distribución no protegida puede esperarse que cause flameo.

En una línea real en servicio, con frecuencia ocurren múltiples descargas sobre estructuras no protegidas adyacentes al punto de impacto. Una de esas descargas resultará en una trayectoria de arco a través de la cual puede fluir una corriente de 60 Hz. Esta trayectoria de arco es de baja impedancia y las corrientes de 60 Hz que circulan durante un flameo puede esperarse que se ajusten a los valores calculados asumiendo una impedancia de falla cero. Tales arcos generalmente no se autoextinguirán y la falla debe ser despegada antes de que el nivel de aislamiento de la línea puede ser restituido.

13.10.5 Cálculo de las tasas de salidas causadas por descargas para sistemas de distribución.

La tasa de salidas de un sistema de distribución y causada por descargas es la suma de las siguientes 3 circunstancias.

- Flameos por descargas directas.
- Flameos por descargas indirectas.

- Fallas en los equipos de protección.

El siguiente procedimiento puede proporcionar un estimativo para los primeros dos tipos. Los usuarios pueden luego aplicar su propia experiencia para estimar las fallas esperadas del pararrayos y otros equipos de protección de sistemas de distribución.

Paso 1: Estimar N_g en la vecindad de la línea.

N_g es la densidad de descargas a tierra en número de rayos por km^2 por año, puede estimarse del mapa de densidad de descargas (mapa de curvas de niveles isocerámicos) interpolando entre contornos de curvas. Si los datos de conteo de descargas atmosféricas del área están disponibles para muchos años, estos datos son preferibles a los datos del mapa de densidad de descargas

Paso 2: Estimar el número promedio de impactos de rayos sobre una línea no apantallada.

El número promedio de impactos por año N_s , sobre una línea de distribución no apantallada puede aproximarse usando la ecuación 13.12 una vez que el valor de N_g ha sido establecido. La tabla 13.14 y la figura 28 son útiles en esta evaluación.

Paso 3: Ajustar los impactos promedio para tener en cuenta los efectos de arboles y otros objetos cercanos.

Los arboles cercanos, los objetos altos y aun otras líneas pueden reducir sustancialmente el número de impactos a la línea de distribución. Las figuras 13.29 y 13.30 son de gran ayuda para hacer un buen juicio subjetivo. Estimar el factor de apantallamiento promedio S_f (ecuación 13.13 y figura 13.30) para llegar al mejor estimativo de N_s .

Paso 4: Calcular el número de flameos N_s causado por impactos directos

Como una primera aproximación, todos los impactos directos a una línea de distribución típica puede asumirse que causan un flameo. Aquí el número de flameos por descargas directas es simplemente N_s , como se estableció en el paso 3.

Paso 5: Calcular el número de flameos N_i causados por descargas indirectas.

Entrar a la abscisa de la figura 13.31 con el BIL de la línea de distribución y encontrar el número N_f de descargas inducidas por 100 km por año en la ordenada. Este número corresponde a un N_g de 100 por km^2 por año y una línea de 10 m de altura (sobre el suelo). Escalar el número de descargas inducidas, N_f , por la altura real de la línea y la densidad real de descargas a tierra, por ejemplo si la altura de la línea es de 14 metros y el N_g es 12 (del mapa de niveles isocerámicos), luego el número real de descargas inducidas será.

$$N_i = N_f \frac{14}{10} \times \frac{12}{100} = 1,68 N_f \quad (13.15)$$

Paso 6: Estimar la rata de salidas N_p causadas por defectos de los equipos.

El equipo de protección agregado a la línea (o equipo sobre la línea) para prevenir flameo por descargas

atmosféricas tiene una rata de fallas asociadas con el equipo de protección N_p . Por ejemplo, si son usados pararrayos para proteger la línea o el equipo sobre la línea, la rata de fallas de los pararrayos de una instalación eléctrica específica sería tomado en cuenta cuando se vaya a determinar la rata de salidas para la línea. Cuando se calculan las fallas de los pararrayos, se incluyen solo aquellas fallas que resultan en salidas de la línea. Como el diseño común de pararrayos que hoy se usan incluyen un conductor de tierra desconectable, solo un pequeño porcentaje del total de fallas del pararrayos puede decirse que causan salida de la línea. Estimar la rata de fallas, N_p , sobre una base de 100 km/año.

Paso 7: Estimar la rata de salidas promedio N_c

Para una línea de distribución esta dada por la siguiente expresión:

$$N_l = N_s + N_i + N_p \quad (13.16)$$

donde:

N_s = rata de flameos por descargas directas (paso 4)

N_i = rata de flameos por descargas indirectas (paso 5)

N_p = rata de flameos por falla en equipos de protección (paso 6)

Se calcula esta rata promedio por 100 km por año.

Paso 8: Ajustar la rata de salidas para la longitud de línea real.

Ajustar la rata de salidas promedio N_l del paso 7 en proporción a la longitud real de la línea en vez de los 100 km.

Indice de gráficas

	Pagina
CAPITULO 1.	
FIGURA 1.1. Ubicación de sistemas de distribución dentro de un sistema de potencia.	2
FIGURA 1.2. Flujograma de cálculo de redes de distribución.	4
FIGURA 1.3. Diagrama de bloques de un proceso típico de planeamiento de sistemas de distribución.	15
CAPITULO 2.	
FIGURA 2.1. Influencia de las características de la carga en las redes.	18
FIGURA 2.2. Curva de carga diaria típica.	19
FIGURA 2.3. Curva de duración de carga diaria.	20
FIGURA 2.4. Curvas de carga diaria típicas.	22
FIGURA 2.5. Curva de carga anual.	23
FIGURA 2.6. Curva de duracion de carga anual.	24
FIGURA 2.7. Curvas de carga de diferentes usuarios y la curva de carga equivalente del grupo.	30
FIGURA 2.8. Curva de demanda máxima diversificada.	34
FIGURA 2.9. Curva de factores de diversidad correspondientes.	35
FIGURA 2.10. Curvas de demanda diversificada de diseño.	36

FIGURA 2.11.	Características de demanda máxima diversificada 30 minutos para varios tipos de carga residencial.	39
FIGURA 2.12.	Curva de demanda diaria del transformador de distribución.	41
FIGURA 2.13.	Curva de factores de diversidad.	41
FIGURA 2.14.	Demanda diversificada vs número de usuarios.	42
FIGURA 2.15.	Curvas de demandas, cuadrados de la demanda y pérdidas.	45
FIGURA 2.16.	Curvas de carga del ejemplo 1.	49
FIGURA 2.17.	Cargas horarias promedio para el día pico.	52
FIGURA 2.18.	Curva de duración de carga.	54
FIGURA 2.19.	Cuadrados de las demandas horarias.	55
FIGURA 2.20.	Alimentador primario conectado a una carga.	56
FIGURA 2.21.	Curva de carga.	57
FIGURA 2.22.	Condiciones extremas de carga.	61
FIGURA 2.23.	Relacion entre F_c y F_{per} .	64
FIGURA 2.24.	Pérdidas de potencia pico vs niveles de energía.	64
 CAPITULO 3.		
FIGURA 3.1.	Variación de la resistencia con la temperatura.	75
FIGURA 3.2.	Flujo interno.	82
FIGURA 3.3.	Flujo externo.	82
FIGURA 3.4.	Línea bifilar monofásica.	86
FIGURA 3.5.	Grupo de conductores.	88
FIGURA 3.6.	Línea monofásica formada por dos cables.	89
FIGURA 3.7.	Cable tripolar con pantalla o cubierta común.	102
FIGURA 3.8.	Agrupación de cables monopolares en paralelo.	104
FIGURA 3.9.	Cables dispuestos en charolas.	104
FIGURA 3.10.	Cable monopolar subterráneo.	106
FIGURA 3.11.	Cable tripolar subterráneo.	106
FIGURA 3.12.	Circuito equivalente de una línea corta.	108
FIGURA 3.13.	Circuito equivalente en T para líneas medianas.	109
FIGURA 3.14.	Circuito equivalente en π	110
FIGURA 3.15.	Diagrama fasorial línea no inductiva con carga no inductiva.	111
FIGURA 3.16.	Diagrama fasorial de una línea no inductiva con carga inductiva.	111
FIGURA 3.17.	Diagrama fasorial de una línea inductiva con carga no inductiva.	112
FIGURA 3.18.	Línea inductiva con carga inductiva conocidas las condiciones de recepción.	113

CAPITULO 4.

FIGURA 4.1.	Cable trifásico con forro metálico.	120
FIGURA 4.2.	Circuito equivalente para conductores y cubierta con retorno por tierra.	122
FIGURA 4.3.	Circuito real equivalente para cables unipolares, dentro de un circuito trifásico perfectamente transpuesto.	124
FIGURA 4.4.	Representación de una línea con carga concentrada en el extremo receptor.	127
FIGURA 4.5.	Diagrama de una línea típica de distribución, circuito equivalente y diagrama fasorial correspondiente.	130
FIGURA 4.6.	Sistema monofásico trifilar.	132
FIGURA 4.7.	Sistema trifásico tetrafilar.	133
FIGURA 4.8.	Sistema bitásico bifilar.	133
FIGURA 4.9.	Abanico de conductores.	134
FIGURA 4.10.	Línea con carga uniformemente distribuida.	135
FIGURA 4.11.	Red radial con carga irregular y regular.	137
FIGURA 4.12.	Límites de regulación.	139

CAPITULO 5.

FIGURA 5.1.	Curva de carga diaria S y S^2 en función del tiempo.	149
FIGURA 5.2.	Localización de cargas para el cálculo de pérdidas en una línea con carga uniformemente distribuida.	153
FIGURA 5.3.	Red de distribución con carga uniformemente distribuida y cargas especiales irregularmente distribuidas.	153
FIGURA 5.4.	Representación de pérdidas de sistemas de distribución.	160
FIGURA 5.5.	Representación simplificada de pérdidas en un sistema de distribución.	163
FIGURA 5.6.	Nivel económico óptimo de pérdidas.	165
FIGURA 5.7.	Sistema de distribución típico.	167
FIGURA 5.8.	Configuración de las cargas.	168
FIGURA 5.9.	Sistema trifásico simple y diagrama fasorial.	170
FIGURA 5.10.	Modelo de transformador básico.	171
FIGURA 5.11.	Corrección del factor de potencia.	171
FIGURA 5.12.	Demanda pico vs pérdidas pico.	174
FIGURA 5.13.	Pérdidas pico vs pérdidas de energía.	174
FIGURA 5.14.	Demanda pico vs pérdidas en transformadores.	175
FIGURA 5.15.	Sistema de distribución simplificado.	179
FIGURA 5.16.	Repartición de las demandas por alimentador.	180
FIGURA 5.17.	Sistema secundario típico europeo 240/416V (1 ϕ /3 ϕ).	181
FIGURA 5.18.	Factores de coincidencia típicos para consumidores residenciales (US).	182

FIGURA 5.19.	Demanda de los consumidores vs energía usada en estación de verano (US).	183
FIGURA 5.20.	Determinación de los costos del sistema y los costos de pérdidas de transformadores, primarios y secundarios.	184
FIGURA 5.21.	Localización de las pérdidas en el sistema.	187
FIGURA 5.22.	Modelo de línea primaria.	189
FIGURA 5.23.	Sistema de ingeniería de distribución computarizado.	189
FIGURA 5.24.	Diagrama unifilar del alimentador estudiado.	190
FIGURA 5.25.	Diagrama del regulador.	192
FIGURA 5.26.	Modelos de circuitos secundarios.	193
FIGURA 5.27.	Relación entre los valores medios de las distribuciones y de la muestra.	195
FIGURA 5.28.	Valor presente del kW de pérdidas 0% de crecimiento de demanda.	204
FIGURA 5.29.	Valor presente del kW de pérdidas 3% de crecimiento de demanda.	204
FIGURA 5.30.	Distribución monofásica trifilar en ACSR costo en valor presente vs corriente.	205
FIGURA 5.31.	Distribución monofásica trifilar costo en valor presente vs corriente.	205
FIGURA 5.32.	Distribución trifásica tetrafilar en ACSR costo en valor presente vs corriente.	206
FIGURA 5.33.	Distribución trifásica tetrafilar en ACSR costo en valor presente vs corriente.	206
FIGURA 5.34.	Distribución monofásica trifilar en cobre costo en valor presente vs pérdidas.	207
FIGURA 5.35.	Distribución monofásica trifilar en cobre costo en valor presente vs corriente.	207
FIGURA 5.36.	Conductor económico vs pérdidas ACSR - Distribución monofásica trifilar.	208
FIGURA 5.37.	Conductor económico vs valor de pérdidas ACSR - distribución trifásica tetrafilar.	208
FIGURA 5.38.	Conductor económico vs valor pérdidas cobre desnudo monofásico trifilar.	209
FIGURA 5.39.	Pérdidas de potencia en transformadores monofásicos 37.5 kVA.	214
FIGURA 5.40.	Pérdidas de energía en transformadores monofásicos de 37.5 kVA.	214
FIGURA 5.41.	Pérdidas de potencia en transformadores monofásicos.	215
FIGURA 5.42.	Pérdidas de energía en transformadores monofásicos.	215
FIGURA 5.43.	Valor de las pérdidas en transformadores norma ICONTEC 818.	216
FIGURA 5.44.	Inversión + pérdidas en transformadores según norma ICONTEC 818.	216

CAPÍTULO 6.

FIGURA 6.1.	Capacidad de transporte de corriente del conductor de cobre en amperios vs temperatura ambiente en °C. (Temperatura del conductor 75 °C, velocidad del viento 2 pies / s.).	230
FIGURA 6.2.	Capacidad de transporte de corriente del conductor de aluminio en Amperios vs temperatura ambiente en °C. (Conductores de aluminio a 75 °C, velocidad del viento 2 pies / s.).	231
FIGURA 6.3.	Diagrama de circuito térmico sin incluir pérdidas en el conductor.	232
FIGURA 6.4.	Diagrama de circuito térmico sin incluir pérdidas dieléctricas.	232
FIGURA 6.5.	Analogía entre resistencia térmica y la eléctrica.	234

FIGURA 6.6.	Factor geométrico.	236
FIGURA 6.7.	Método de imágenes para obtener el factor de calentamiento.	239
FIGURA 6.8.	Factor geométrico Gb.	240
FIGURA 6.9.	Corriente en cables de energía Vulcanel EP y XLP. 5, 15,25 y 35 kW. Directamente enterrados y pantallas a tierra.	244
FIGURA 6.10.	Corriente en cables de energía Vulcanel EP y XLP. 5, 15,25 y 35 kW. Directamente enterrados y pantallas a tierra.	245
FIGURA 6.11.	Corriente en cables de energía Vulcanel EP y XLP. 5, 15,25 y 35 kW. Ducto subterráneo y pantallas a tierra.	246
FIGURA 6.12.	Corriente en cables de energía Vulcanel EP y XLP. 5, 15,25 y 35 kW. Ducto subterráneo y pantallas a tierra.	247
FIGURA 6.13.	Corriente en cables de energía Vulcanel EP y XLP. 5, 15,25 y 35 kW. Instalado en charolas.	248
FIGURA 6.14.	Corriente en cables de energía Vulcanel EP y XLP. 5, 15,25 y 35 kW. Instalado en charolas.	249
FIGURA 6.15.	Corriente en cables de energía Sintenax 15 y 25 kW. Directamente enterrados y pantallas a tierra.	250
FIGURA 6.16.	Corriente en cables de energía Sintenax 15 y 25 kW. Directamente enterrados y pantallas a tierra.	251
FIGURA 6.17.	Corriente en cables de energía Sintenax 15 y 25 kW. En ductos subterráneos y pantallas a tierra.	252
FIGURA 6.18.	Corriente en cables de energía Sintenax 15 y 25 kW. En ductos subterráneos y pantallas a tierra.	253
FIGURA 6.19.	Corriente en cables de energía Sintenax 15 y 25 kW. Instalados en charolas.	254
FIGURA 6.20.	Corriente en cables de energía Sintenax 15 y 25 kW. Instalados en charolas.	255
FIGURA 6.21.	Corriente en cables de energía Vulcanel EP - DRS. Instalados directamente enterrados.	256
FIGURA 6.22.	Corriente en cables de energía EP tipo DS 15 y 25 kV. Instalados en ductos subterráneos y pantallas a tierra.	257
FIGURA 6.23.	Corriente en cables tipo Tripolares 6PT, aislados con papel impregnado y con forro de plomo para 6 kV. Instalados en ductos subterráneos y con plomos a tierra.	258
FIGURA 6.24.	Corriente en cables tipo Monopolares 23PT, aislados con papel impregnado y con forro de plomo para 23 kV. Instalados en ductos subterráneos y con plomos a tierra.	259
FIGURA 6.25.	Corriente en cables de energía Vulcanel 23TC Instalados directamente enterrados y pantallas a tierra.	260
FIGURA 6.26.	Ejemplo 4. Temperatura de la canaleta: 40 °C.	267
CAPITULO 7.		
FIGURA 7.1.	Gráfica del incremento de la temperatura inicial del conductor.	286

FIGURA 7.2.	Sobrecargas en cables unipolares con aislamiento de papel impregnado, hasta 20 kV. Enterrados directamente.	287
FIGURA 7.3.	Sobrecargas en cables unipolares con aislamiento de papel impregnado, hasta 20 kV. en aire.	288
FIGURA 7.4.	Sobrecargas en cables tripolares con aislamiento de papel impregnado, hasta 20 kV. enterrados directamente.	289
FIGURA 7.5.	Sobrecargas en cables tripolares con aislamiento de papel impregnado, hasta 20 kV en aire.	290
FIGURA 7.6.	Sobrecarga en cables unipolares con aislamiento de hule o termoplástico 75 °C, hasta 15 kV en aire.	291
FIGURA 7.7.	Corrientes de cortocircuito permisibles para cables aislados con conductor de cobre.	292
FIGURA 7.8.	Corrientes de cortocircuito permisibles para cables aislados con conductor de aluminio.	293
FIGURA 7.9.	Corrientes de cortocircuito permisibles en conductores de cobre. Aislamiento termoplástico 75 °C.	294
FIGURA 7.10.	Corrientes de cortocircuito permisibles en conductor de aluminio. Aislamiento termoplástico 75 °C.	295
FIGURA 7.11.	Corriente permisible de cortocircuito para pantallas de cinta de cobre.	296
FIGURA 7.12.	Corriente permisible de cortocircuito para neutros concéntricos.	297
FIGURA 7.13.	Corrientes de cortocircuito permisibles para cables aislados con conductor de cobre.	298
FIGURA 7.14.	Tensión inducida entre 2 conductores paralelos.	302
FIGURA 7.15.	Tensión inducida en la pantalla metálica de un cable para media tensión.	302
FIGURA 7.16.	Pantalla aterrizada en un punto.	302
FIGURA 7.17.	Pantalla aterrizada en un dos o mas puntos.	303
FIGURA 7.18.	Tensión inducida (a tierra) en pantallas metálicas de cables de energía.	306
CAPITULO 8.		
FIGURA 8.1.	Alimentador primario radial con suiches de enlace y seccionadores.	312
FIGURA 8.2.	Alimentador primario radial con alimentador expreso.	313
FIGURA 8.3.	Alimentador radial con áreas de carga por fase.	313
FIGURA 8.4.	Alimentador tipo anillo primario.	314
FIGURA 8.5.	Red primaria.	315
FIGURA 8.6.	Sistema selectivo primario.	316
FIGURA 8.7.	Diagrama unifilar de un sistema de alimentación típico con 2 subestaciones y con líneas de enlace.	322
FIGURA 8.8.	Método de desarrollo rectangular para áreas de alta densidad de carga.	324
FIGURA 8.9.	Método de desarrollo rectangular de áreas de baja densidad de carga.	325

FIGURA 8.10.	Desarrollo tipo radial.	326
FIGURA 8.11.	Sistema 3ϕ - 4H con neutro multiterrizado.	326
FIGURA 8.12.	Sistema 3ϕ - 4H.	327
FIGURA 8.13.	Sistema 3ϕ - 4H uniterrizado.	328
FIGURA 8.14.	Sistema 3ϕ - 3H uniterrizado con neutro.	328
FIGURA 8.15.	Sistema lateral 2ϕ - 2H sin neutro.	329
FIGURA 8.16.	Lateral 1ϕ - 2H uniterrizado.	331
FIGURA 8.17.	Lateral 1ϕ - 2H con neutro multiterrizado.	332
FIGURA 8.18.	Equivalente Carson. Conductor neutro aterrizado e hilo neutro.	333
FIGURA 8.19.	Lateral 2ϕ - 3H con neutro uniterrizado.	334
FIGURA 8.20.	Diagrama equivalente del lateral 2ϕ - 3H.	334
FIGURA 8.21.	Lateral 2ϕ - 3H con neutro común multiterrizado.	336
FIGURA 8.22.	Flujos de carga del circuito fundadores a 13.2 kV.	348
FIGURA 8.23.	Terminal 2 Hilos f - N. Disposición vertical. Código: 1TV11TO.	351
FIGURA 8.24.	Retención 2 Hilos f - N. Disposición vertical. Código: 1TV11RO.	352
FIGURA 8.25.	Suspensión 2 Hilos f - N. Disposición vertical. Código: 1TV11PO.	353
FIGURA 8.26.	Doble pin 2 Hilos f - N. Disposición vertical. Código: 1TV11AO.	354
FIGURA 8.27.	Terminal 2 Hilos f - N. Cruceta al centro. Código: 1TC11TO.	355
FIGURA 8.28.	Retención 2 Hilos f - N. Cruceta al centro. Código: 1TC11TO.	356
FIGURA 8.29.	Suspensión 2 hilos f - N. Cruceta al centro. Código: 1TCO2PO.	357
FIGURA 8.30.	Terminal 4 hilos. Cruceta al centro. Código: 1TC13TO.	358
FIGURA 8.31.	Terminal 4 Hilos. Cruceta al centro. Código: 1TC13RO.	359
FIGURA 8.32.	Suspensión 4 Hilos. Cruceta al centro. Código: 1TC13PO.	360
FIGURA 8.33.	Doble pin 4 Hilos. Cruceta al centro. Código: 1TC13AO.	361
FIGURA 8.34.	Suspensión 4 Hilos. Disposición lateral. Código: 1TL13PO.	362
FIGURA 8.35.	Suspensión doble 4 Hilos. Disposición lateral. Código: 1TL13AO.	363
FIGURA 8.36.	Suspensión doble pin 4 Hilos. Disposición lateral. Doble circuito. Código: 1TL13AO.+ 1TL13AP	364
FIGURA 8.37.	Suspensión doble circuito. Disposición lateral. Código: 1TL13PO + 1TL13PP.	365
FIGURA 8.38.	Retención con amarre 4 Hilos. Cruceta al centro. Código 1TC13RO + 1TC13RP.	366
FIGURA 8.39.	Terminal doble. Circuito horizontal. Cruceta al centro. Código: 1TC13TO + 1TC13TP.	367
FIGURA 8.40.	Retención doble circuito horizontal. Cruceta al centro. Código: 1TC13RO + 1TC13TP + 1TC13TS.	368

FIGURA 8.41.	Suspensión doble circuito horizontal. Cruceta al centro. Código 1TC13PO + 1TC13PP.	369
FIGURA 8.42.	Suspensión doble pin. Circuito horizontal. Cruceta al centro. Código: 1TC13AO + 1TC13AP.	370
FIGURA 8.43.	Suspensión 2 Fases - Neutro. Cruceta al centro. Código 1TC12PO.	371
FIGURA 8.44.	Retención 2 Fases y Neutro. Cruceta al centro. Código 1TC12RO.	372
FIGURA 8.45.	Pin sencillo. Circuito monofásico. Código: 1P-0-2.	373
FIGURA 8.46.	Pin doble. Circuito monofásico. Código: 1DP-0-2.	374
FIGURA 8.47.	Retención simple. Circuito monofásico. Código 1R-0-2.	375
FIGURA 8.48.	H. Retención. Circuito monofásico. 1.8 m. Código 2R-1.8-2.	376
FIGURA 8.49.	Pin sencillo. Circuito trifásico. 3 m. Código: 1P-3.0 -4.	377
FIGURA 8.50.	Pin sencillo. Circuito trifásico. 2m Código: IP-2.0-4.	378
FIGURA 8.51.	H Retención. Circuito trifásico. Código: 2R-4.0-4.	379
FIGURA 8.52.	H Retención. Circuito trifásico 3m. Código: ZR-3.0-4.	380
FIGURA 8.53.	H Retención. Circuito trifásico. 2m Código: 2R-2.0-4.	381
FIGURA 8.54.	Pin sencillo. Circuito trifásico. Código 1P-1.5-4.	382
FIGURA 8.55.	H pin. Circuito trifásico. 2 m. Código 2P-3.0-4.	383
FIGURA 8.56.	H pin trifásico 3 m. Código: ITH 13P3. Código 2P-2.0-4.	384
FIGURA 8.57.	Torrecilla.	385

CAPITULO 9.

FIGURA 9.1.	Tres cables monopolares en forma de trébol.	389
FIGURA 9.2.	Dos circuitos de cables monopolares en la misma zanja.	389
FIGURA 9.3.	Un circuito con cables monopolares espaciados horizontalmente. Configuración usual en instalaciones D.R.S.	389
FIGURA 9.4.	Dos circuitos con cables monopolares espaciados horizontalmente.	390
FIGURA 9.5.	Dos circuitos con cables monopolares espaciados horizontalmente y verticalmente.	390
FIGURA 9.6.	Instalación típica de cables directamente enterrados.	392
FIGURA 9.7.	Tendido de cable depositándolo directamente sobre la zanja. Soportado sobre la plataforma de un camión.	392
FIGURA 9.8.	Bancos de ductos.	398
FIGURA 9.9.	Montaje de un banco de ductos.	399
FIGURA 9.10.	Disposición de la pendiente en un sistema de ductos.	399
FIGURA 9.11.	Emboquillado de ductos en pozos de visita.	400
FIGURA 9.12.	Dos circuitos de cables monopolares en la misma zanja.	401
FIGURA 9.13.	Un circuito con cables monopolares espaciados horizontalmente (configuración usual en instalaciones DRS).	402

FIGURA 9.14.	Dos circuitos con cables monopolares espaciados horizontalmente.	402
FIGURA 9.15.	Dos circuitos con cables monopolares espaciados horizontalmente y verticalmente.	402
FIGURA 9.16.	Pozo de visita.	404
FIGURA 9.17.	Empalmes en pozo de visita.	404
FIGURA 9.18.	Empalmes en pozo de visita.	405
FIGURA 9.19.	Dispositivo verificador.	405
FIGURA 9.20.	Dispositivo de malla de acero para limpiar ductos.	405
FIGURA 9.21.	Presión lateral en curvas.	411
FIGURA 9.22.	Ejemplo 1.	413
FIGURA 9.23.	Banco de ductos del ejemplo 2.	417
FIGURA 9.24.	Trayectoria del alimentador del ejemplo 2.	417
FIGURA 9.25.	Radio mínimo de curvatura en un cable de energía.	418
FIGURA 9.26.	Disposición del carrete y el equipo para la instalación de cables de energía en ductos.	422
FIGURA 9.27.	Troquelado de registro.	423
FIGURA 9.28.	Ménsula para soportar los cables en las cámaras.	423
FIGURA 9.29.	Instalación de cables en ductos.	426
FIGURA 9.30.	Disposición típica de distribución subterránea.	435
FIGURA 9.31.	Disposición típica en cruces de calles y avenidas.	435
FIGURA 9.32.	Cables subterráneos, localización y detalles.	436
FIGURA 9.33.	Ubicación de las subestaciones (se indican en un rectángulo).	443
FIGURA 9.34.	Diagrama unifilar del circuito primario seleccionado con flujo de cargas.	445
FIGURA 9.35.	Configuración de las zanjas bajo el andén.	450
FIGURA 9.36.	Configuración de las zanjas bajo calzada.	451
FIGURA 9.37.	Disposición horizontal de tres ductos 4" PVC.	452
FIGURA 9.38.	Disposición de tres ductos en triangulo 4" PVC.	453
FIGURA 9.39.	Disposición de dos ductos por filas 4" PVC.	454
FIGURA 9.40.	Disposición horizontal de cuatro ductos 4" PVC.	455
FIGURA 9.41.	Canalización entre subestación interior y primera cámara.	456
FIGURA 9.42.	Cámara de paso con fondo de grava, para terreno normal.	458
FIGURA 9.43.	Cámara de paso con fondo en de concreto, para terreno de alto nivel freático.	460
FIGURA 9.44.	Tapa y marco de camaras de paso. Redes subterraneeas primarias.	461
FIGURA 9.45.	Cámara de empalme - Losa superior. Redes subterráneas primarias.	462
FIGURA 9.46.	Tapa removible de cámaras de empalme.	463
FIGURA 9.47.	Cámara de empalme - Escalera de gato y marco de tapa removible. Redes subterráneas primarias.	464

FIGURA 9.48.	Cámaras de equipo. Vista en planta a media cámara.	465
FIGURA 9.49.	Cámaras de equipo. Sección transversal típica.	466
FIGURA 9.50.	Columna de los extremos (cámara de equipo).	467
FIGURA 9.51.	Planta zapata (cámara equipo).	468
FIGURA 9.52.	Columna interior (cámara equipo).	469
FIGURA 9.53.	Detalle columnas centrales (cámara equipo).	470
FIGURA 9.54.	Cámaras de equipo. Losa superior tipo 1.	471
FIGURA 9.55.	Cámaras de equipo. Losa superior tipo 1.	474
FIGURA 9.56.	Reja metálica para cámara de equipo.	475
FIGURA 9.57.	Empalme en cinta recto: 200 A; 15 kV.	479
FIGURA 9.58.	Empalme premodelado recto permanente: 200 A; 15 kV.	480
FIGURA 9.59.	Empalme premodelado recto permanete 600 A; 15 kV.	480
FIGURA 9.60.	Empalme premodelado recto desconectable 200 A; 15 kV. Componente hembra.	481
FIGURA 9.61.	Empalme premodelado recto desconectable 200 A; 15 kV. Componente macho.	481
FIGURA 9.62.	Empalme premodelado en Te desconectable 200 A; 15 kV. Detalle de Te para conformar empalme.	482
FIGURA 9.63.	Unión premodelada de 4 vías para 200 A, 15 kV.	483
FIGURA 9.64.	Codo premodelado desconectable para 200 A, 15 kV.	483
FIGURA 9.65.	Montaje de elementos de unión premoldeada para 200 A, 15 kV.	484
FIGURA 9.66.	Empalme premodelado de 2 vías para 600 A con derivación tipo codo, 200 A, 15 kV.	484
FIGURA 9.67.	Ensamble básico de premodelado de 2 vías con derivación tipo codo.	485
FIGURA 9.68.	Distribución de esfuerzos eléctricos en los terminales.	486
FIGURA 9.69.	Terminal premoldeado. Tipo interior.	490
FIGURA 9.70.	Terminal premoldeado. Tipo exterior.	491
FIGURA 9.71.	Instalación de terminal exterior para derivación de una carga interior.	492
FIGURA 9.72.	Instalación de terminal exterior en transición aérea a subterránea o viceversa.	493
FIGURA 9.73.	Ducto para cambio de circuito aéreo a subterráneo. Redes primarias.	494
FIGURA 9.74.	Representación de una falla.	500
FIGURA 9.75.	Circuito localizador de falla con reflectómetro.	503
FIGURA 9.76.	Conexión del cable a generador de quemado y reflectómetro.	504
FIGURA 9.77.	Método de localización por ondas de choque.	505
FIGURA 9.78.	Método de localización usando generador de pulsos.	506
FIGURA 9.79.	Campo magnético alrededor de un cable.	506
FIGURA 9.80.	Detección del campo magnético del cable.	507

CAPITULO 10.

FIGURA 10.1.	Sistema monofásico trifilar.	512
FIGURA 10.2.	Sistema trifásico tetrafilar.	513
FIGURA 10.3.	Sistema radial secundario.	514
FIGURA 10.4.	Bancos secundarios.	517
FIGURA 10.5.	Sistema selectivo secundario.	517
FIGURA 10.6.	Redes secundarias tipo spot.	518
FIGURA 10.7.	Diagrama unifilar de un pequeño segmento de un sistema de red secundaria tipo reja.	519
FIGURA 10.8.	Características de los limitadores en términos del tiempo de fusión vs características de corriente de daño de aislamiento de los cables (generalmente subterráneos).	521
FIGURA 10.9.	Coordinación ideal de los dispositivos de protección de la red secundaria.	522
FIGURA 10.10.	Componentes principales del sistema de protección de la red.	523
FIGURA 10.11.	Factores de aplicación de transformadores de red como una función de la relación ZM/ZT y del número de alimentadores usados.	524
FIGURA 10.12.	Línea de derivacion simple (carga concentrada en el extremo).	533
FIGURA 10.13.	Lineas de alimentacion (circuitos paralelos).	535
FIGURA 10.14.	Línea con carga uniformemente distribuida.	536
FIGURA 10.15.	Línea con carga uniformemente distribuida en una parte de ella.	537
FIGURA 10.16.	Líneas de derivación múltiple.	538
FIGURA 10.17.	Línea mixta con sección constante.	539
FIGURA 10.18.	Carga concentrada punto a punto con origen de momentos variable.	540
FIGURA 10.19.	Línea con ramificaciones.	541
FIGURA 10.20.	Diagrama del circuito radial del ejemplo 1 con flujo de carga.	542
FIGURA 10.21.	Circuito radial N° 1 partición.	545
FIGURA 10.22.	Circuito radial N° 2 partición.	546
FIGURA 10.23.	Línea en anillo sencillo.	548
FIGURA 10.24.	Circuitos radiales equivalentes.	548
FIGURA 10.25.	Circuitos radiales equivalentes.	548
FIGURA 10.26.	Circuito en anillo sencillo del ejemplo 2.	551
FIGURA 10.27.	Preparación del anillo.	552
FIGURA 10.28.	Circuito radial número 1 (Partición).	554
FIGURA 10.29.	Circuito radial número 2 (Partición).	554
FIGURA 10.30.	Red en anillo doble.	555
FIGURA 10.31.	Circuito equivalente con 3 puntos de alimentación con idéntico voltaje y un nodo común (circuito estrella).	558
FIGURA 10.32.	Circuito en anillo doble del ejemplo 3.	559

FIGURA 10.33.	Capacidades relativas de conductores.	561
FIGURA 10.34.	Red en anillo triple.	564
FIGURA 10.35.	Red equivalente con 4 puntos de alimentación. $V_A = V_B = V_C = V_D$.	564
FIGURA 10.36.	Circuito en anillo triple del ejemplo 5.	566
FIGURA 10.37.	Red equivalente son 4 puntos de alimentación.	568
FIGURA 10.38.	Red anillo equivalente con 4 puntos de alimentación. $V_A = V_B = V_C = V_D$.	568
FIGURA 10.39.	Red enmallada del ejemplo 6.	570
FIGURA 10.40.	Estructura de suspensión 5 hilos.	575
FIGURA 10.41.	Estructura terminal 5 hilos.	576
FIGURA 10.42.	Estructura cable terminal 90° 5 hilos.	577
FIGURA 10.43.	Estructura: terminal 180° 5 hilos.	578
FIGURA 10.44.	Estructura: Herraje disposición vertical 5 hilos empontrada.	579
FIGURA 10.45.	Estructura: escuadra 4 Hilos.	580
FIGURA 10.46.	Disposición horizontal 5 hilos en bandera.	581
FIGURA 10.47.	Estructura en escuadra 5 hilos.	582
FIGURA 10.48.	Configuración de zanjas bajo andén.	585
FIGURA 10.49.	Configuración de zanjas bajo calzada.	586
FIGURA 10.50.	Cámara de paso y empalme. Redes subterráneas secundarias.	587
FIGURA 10.51.	Tapa y marco de paso. Redes subterráneas secundarias.	588
FIGURA 10.52.	Transición de red aérea a red subterránea. Redes subterráneas secundarias.	589

CAPÍTULO 11.

FIGURA 11.1.	Subestación aérea. Monofásica hasta 75 kVA. (Montaje con collarín).	593
FIGURA 11.2.	Subestación aérea. Trifásica hasta 75 kVA. (Montaje con collarín).	594
FIGURA 11.3.	Subestación aérea. Trifásica entre 76 kVA y 112.5 kVA. (Montaje con collarín y repisa).	595
FIGURA 11.4.	Subestación aérea. Trifásica entre 113 y 150 kVA. (Montaje en camilla).	596
FIGURA 11.5.	Subestación pedestal compacta. Interruptor de maniobra y transformador incorporados.	598
FIGURA 11.6.	Subestación pedestal con interruptor de maniobra separado del transformador.	599
FIGURA 11.7.	Elementos premodelados de una subestación pedestal.	600
FIGURA 11.8.	Disposición física de elementos para medida en AT en la celda de protección del transformador.	602
FIGURA 11.9.	Subestación capsulada con seccionador de entrada y con seccionador de salida, diagrama unifilar equivalente y disposición de comportamientos perfil y planta.	604
FIGURA 11.10.	Subestación capsulada con seccionador duplex de entrada y salida con su diagrama unifilar equivalente y disposición de comportamientos perfil y planta.	605

FIGURA 11.11.	Características técnicas de elementos componentes de una subestación capsulada.	606
FIGURA 11.12.	Subestación intemperie enmallada.	607
FIGURA 11.13.	Celda de baja tensión.	610
FIGURA 11.14.	Celda de Transformador.	611
FIGURA 11.15.	Celda para seccionador.	611
FIGURA 11.16.	Factor de corrección de altitud.	614
FIGURA 11.17.	Factor de corrección de temperatura ambiente.	614
FIGURA 11.18.	Localización de grupos electrógenos.	615
FIGURA 11.19.	Disposición adecuada para ventilación y circulación de aire.	616
FIGURA 11.20.	Disposición para líneas de agua y combustible conductores eléctricos y drenaje de aceite.	616
FIGURA 11.21.	Tipos de bases para plantas de emergencia.	619
FIGURA 11.22.	Anclaje del grupo eléctrico.	619
FIGURA 11.23.	Aislador de vibración de resorte de acero.	620
FIGURA 11.24.	Aislador de vibración de caucho.	620
FIGURA 11.25.	Reducción de vibraciones.	621
FIGURA 11.26.	Montaje del silenciador, tubería de escape y descarga del aire radiador en ducto común.	623
FIGURA 11.27.	Descarga del aire del radiador en ducto donde está el silenciador de escape.	624
FIGURA 11.28.	Seccionador trípolar para operación sin carga.	633
FIGURA 11.29.	Posiciones del seccionador bajo carga de la Siemens (accionamiento vertical).	636
FIGURA 11.30.	Factores de corrección para una prueba de voltaje con frecuencia industrial en función de la altura de montaje sobre el nivel del mar.	637
FIGURA 11.31.	Frecuencia de operación n del seccionador dependiendo de la corriente de interrupción.	638
FIGURA 11.32.	Seccionador bajo carga tipo cuchilla giratoria.	639
FIGURA 11.33.	Constitución de un fusible HH.	640
FIGURA 11.34.	Oscilograma de desconexión de un fusible de 3 GA.	641
FIGURA 11.35.	Isc (Valor eficaz kA) líneas características de limitación.	642
FIGURA 11.36.	Curvas características medias del tiempo de fusión.	643
FIGURA 11.37.	Estudio de selectividad con fusibles HH y NH.	645
FIGURA 11.38.	Configuración típica de la malla.	648

CAPITULO 12.

FIGURA 12.1.	Diagrama unifilar simplificado de un alimentador de distribución con los diferentes tipos de protección de sobrecorriente.	656
FIGURA 12.2.	Corrientes de cortocircuito en función de la distancia a la subestación.	659

FIGURA 12.3.	El cortacircuitos fusible y sus componentes.	660
FIGURA 12.4.	Curva característica de un fusible de baja tensión.	667
FIGURA 12.5.	Eslabón fusible típico usado en cortacircuitos de distribución tipo intemperie a) para menos de 10 A y b) entre 10 A y 100 A.	670
FIGURA 12.6.	Interrupción de una corriente de falla de baja magnitud.	672
FIGURA 12.7.	Interrupción de una corriente de falla de alta magnitud y diferentes asimetrías.	673
FIGURA 12.8.	Rigidez dieléctrica y tensión de restablecimiento entre los bornes del fusible.	674
FIGURA 12.9.	Circuito RLC.	675
FIGURA 12.10.	Incremento de la resistencia en fusibles de expulsión.	678
FIGURA 12.11.	Variación de la resistencia de fusibles dependiendo de su carga de expulsión.	679
FIGURA 12.12.	Curvas $t - I$ de fusión mínima y de despeje total para un fusible 10 K.	681
FIGURA 12.13.	Curvas de fusión mínima de fusibles 15K y 15T.	683
FIGURA 12.14.	Curvas características $t - I$ de fusión mínima para fusibles tipo T (de la Kerney) instalados en cortacircuitos A.B.B.	684
FIGURA 12.15.	Curvas características $t - I$ de despeje máximo para fusibles tipo T (de la Kerney) instalados en cortacircuitos A.B.B.	685
FIGURA 12.16.	Curvas características $t - I$ de fusión mínima para fusibles tipo K (de la Kerney) instalados en cortacircuitos A.B.B.	686
FIGURA 12.17.	Curvas características $t - I$ de despeje máximo para fusibles tipo K (de la Kerney) instalados en cortacircuitos A.B.B.	687
FIGURA 12.18.	Curvas características $t - I$ de fusión mínima para fusibles tipo H (de la Kerney) instalados en cortacircuitos A.B.B.	688
FIGURA 12.19.	Curvas características $t - I$ de despeje máximo para fusibles tipo H (de la Kerney) instalados en cortacircuitos A.B.B.	689
FIGURA 12.20.	Relación $t - I - V$ que muestra la operación del fusible limitador de corriente.	692
FIGURA 12.21.	Relaciones e que muestran la operación del fusible limitador de corriente (FLC).	693
FIGURA 12.22.	Curvas características de fusión mínima para fusibles limitadores de corriente CHANCE K-MATE de 8.3 kV.	695
FIGURA 12.23.	Curvas características de despeje total para fusibles limitadores de corriente CHANCE K-MATE DE 8.3 kV.	696
FIGURA 12.24.	Curvas características de fusión mínima para fusibles limitadores de corriente CHANCE K-MATE de 15.5 kV y 22 kV.	697
FIGURA 12.25.	Curvas características de despeje total para fusibles limitadores de corriente CHANCE K-MATE DE 15.5 kV y 22 kV.	698
FIGURA 12.26.	Curvas de corriente - tiempo de fusión de fusibles limitadores de corriente de propósitos generales para 23 kV.	699
FIGURA 12.27.	Operación del fusible limitador de corriente como respaldo.	700
FIGURA 12.28.	Características de corriente de paso libre para fusibles limitadores de corriente (Sistemas 3-15 kV y 1-8.3 kV) (CHANCE K-MATE).	702

FIGURA 12.29.	Características de corriente de paso libre para fusibles limitadores de corriente (Sistemas 3-25 kV, 1-15.5 kV, 3-35 kV y 1-22kV) (CHANCE K-MATE).	703
FIGURA 12.30.	Coordinación de fusibles limitadores con pararrayos.	704
FIGURA 12.31.	Curvas características t - I de fusión mínima para fusibles limitadores de corriente CHANCE K-MATE de 8.3 kV.	705
FIGURA 12.32.	Curvas características t - I de despeje total para fusibles limitadores de corriente CHANCE K-MATE DE 8.3 kV.	706
FIGURA 12.33.	Curvas características t - I de fusión mínima para fusibles limitadores de corriente CHANCE K-MATE de 15.5 y 22 kV.	707
FIGURA 12.34.	Curvas características t - I de despeje total para fusibles limitadores de corriente CHANCE K-MATE DE 15.5 y 22 kV.	708
FIGURA 12.35.	Fusible electrónico.	709
FIGURA 12.36.	Circuito subterráneo en Δ .	713
FIGURA 12.37.	Circuito en Y aterrizado.	713
FIGURA 12.38.	Localización de los fusibles de protección y protegido.	715
FIGURA 12.39.	Efecto de la relación de fusión.	718
FIGURA 12.40.	Factor dependiente de la relación X/R y del factor de potencia.	719
FIGURA 12.41.	Protección del transformador de 50 kVA - 1 con fusible 8T.	722
FIGURA 12.42.	Protección del transformador de 50 kVA - 1 con fusible 10 K.	723
FIGURA 12.43.	Protección del transformador de 50 kVA - 1 con fusible limitador de corriente de 12 A.	724
FIGURA 12.44.	Protección del transformador de 50 kVA - 1 con fusible BT en serie con fusible limitador de corriente.	725
FIGURA 12.45.	Protección de transformadores de pequeña capacidad.	726
FIGURA 12.46.	Coordinación de protección del transformador de distribución.	729
FIGURA 12.47.	Características de rotura de capacitores tipo cinta.	735
FIGURA 12.48.	Factores de multiplicación E / X (A).	741
FIGURA 12.49.	Diagrama de las tensiones de ruptura del dieléctrico del aire, aceite y SF ₆ .	742
FIGURA 12.50.	Relevador de sobre corriente tipo inducción.	743
FIGURA 12.51.	Esquema típico de protección de un alimentador distribución.	744
FIGURA 12.52.	Familia de curvas del relé de sobrecorriente.	745
FIGURA 12.53.	Características de operación de los relevadores.	746
FIGURA 12.54.	Circuito sensor de condiciones del alimentador.	747
FIGURA 12.55.	Circuito para el control del interruptor.	748
FIGURA 12.56.	Recierres de un interruptor.	749
FIGURA 12.57.	Curvas características t-I de un restaurador.	750
FIGURA 12.58.	Seccionador de control hidráulico.	758
FIGURA 12.59.	Instalación de un seccionalizador.	760

FIGURA 12.60.	Coordinación de protecciones.	764
FIGURA 12.61.	Ejemplo de coordinación fusible-fusible (de expulsión).	764
FIGURA 12.62.	Curvas t-I para coordinación del circuito dado en la figura 12.61.	766
FIGURA 12.63.	Porción de circuito para la aplicación de las reglas empíricas.	769
FIGURA 12.64.	FLC protegiendo un fusible de expulsión.	770
FIGURA 12.65.	Coordinación entre FLC y fusible de expulsión.	770
FIGURA 12.66.	Fusible de expulsión protegiendo un FLC.	771
FIGURA 12.67.	Coordinación fusibles de expulsión-FLC.	771
FIGURA 12.68.	Coordinación FLC-FLC.	773
FIGURA 12.69.	Coordinación relevador (interruptor) - fusible.	777
FIGURA 12.70.	Coordinación durante fallas permanentes.	778
FIGURA 12.71.	Rango de coordinación del FDR.	779
FIGURA 12.72.	Ubicación de fusibles que siempre operan, operan adecuadamente y que nunca operan.	779
FIGURA 12.73.	Recierre de interruptor del alimentador.	780
FIGURA 12.74.	Alimentador con áreas de corriente de falla y áreas de corriente.	781
FIGURA 12.75.	Características del recloser automático.	782
FIGURA 12.76.	Ejemplo de coordinación relevador-reclose.	784
FIGURA 12.77.	Características t-I de disparo instantáneo y diferido del recloser.	787
FIGURA 12.78.	Coordinación recloser-fusible.	788
FIGURA 12.79.	Coordinación recloser-fusible adecuada.	790
FIGURA 12.80.	Ciclo de temperatura del fusible durante las operaciones del recloser.	791
FIGURA 12.81.	Coordinación recloser-fusible en un ejemplo práctico.	791
FIGURA 12.82.	Coordinación resultante recloser-fusible (ejemplo).	792
FIGURA 12.83.	Condición indeseada para aplicación de seccionalizadores.	795
FIGURA 12.84.	Ejemplo de aplicación de seccionalizadores.	796

CAPÍTULO 13.

FIGURA 13.1.	Swicheo 1ϕ en un circuito 3ϕ .	801
FIGURA 13.2.	Secuencia de accionamiento de suiches para evitar ferresonancia.	802
FIGURA 13.3.	Energización de un banco de capacitores.	802
FIGURA 13.4.	Sobrevoltaje debido a la energización.	803
FIGURA 13.5.	Desenergización de un banco de condensadores.	803
FIGURA 13.6.	Sobrevoltaje debido a la desenergización de bancos de capacitores.	804
FIGURA 13.7.	Circuito que ilustra las corrientes de corte.	805
FIGURA 13.8.	Pararrayos de carburo de silicio y MOV.	807

FIGURA 13.9.	Comparación de las características no lineales del pararrayos MOV con las de los pararrayos de carburo de silicio.	808
FIGURA 13.10.	Fallo línea - tierra en un sistema delta.	810
FIGURA 13.11.	Falla línea - tierra en un sistema Y aterrizado.	811
FIGURA 13.12.	Características de aislamiento del transformador y coordinación de aislamiento.	817
FIGURA 13.13.	Lateral subterráneo.	818
FIGURA 13.14.	Voltaje de descarga reflejado en el punto abierto.	818
FIGURA 13.15.	Voltaje vs Longitud de conductor.	821
FIGURA 13.16.	Derivación lateral subterráneo de 34.5 kV.	823
FIGURA 13.17.	Derivación lateral subterránea de 12.47 kV.	824
FIGURA 13.18.	Voltajes de descarga en el punto inicial y en el punto final del cable con pararrayos tipo poste en el inicio.	825
FIGURA 13.19.	Voltajes en el punto inicial y en el punto medio.	826
FIGURA 13.20.	Descarga bipolar.	827
FIGURA 13.21.	Cuadruplicación del voltaje en el punto final del cable.	828
FIGURA 13.22.	Lateral derivado.	828
FIGURA 13.23.	Voltajes al final de las derivaciones y en el punto de derivación.	829
FIGURA 13.24.	Onda normalizada de $8 \times 20 \mu$ seg.	830
FIGURA 13.25.	Descripción gráfica de la cancelación de la reflexión en una línea corta.	830
FIGURA 13.26.	Sistema de 13.2 kV (pararrayos en la fase superior).	834
FIGURA 13.27.	Sistema de 13.2 kV (pararrayos en las 2 fases).	835
FIGURA 13.28.	Impactos a la línea vs densidad de descargas a tierra.	839
FIGURA 13.29.	El ancho de apantallamiento S creado por un árbol cercano a línea de distribución.	840
FIGURA 13.30.	Curvas aproximadas para factor de apantallamiento Sf vs Altura de línea y distancias de apantallamiento.	841
FIGURA 13.31.	Rata de flameos de voltaje inducidos de líneas de distribución aéreas vs BIL.	842

Indice de tablas

	Pagina
CAPITULO 1.	
TABLA 1.1. Sistemas de distribución secundaria.	9
CAPITULO 2.	
TABLA 2.1. Factores de variacion horaria.	37
TABLA 2.2. Demandas diversificadas horarias en el TD.	42
TABLA 2.3. Demandas diversificadas máximas promedio kW / Usuarios.	43
TABLA 2.4. Ejemplo 2.2.	48
TABLA 2.5. Cargas horarias promedio en kW día pico.	52
TABLA 2.6. Duración de la carga para el día pico.	53
TABLA 2.7. Relación entre el factor de carga y el factor de pérdidas.	62
TABLA 2.8. Multiplicador de pérdidas de potencia vs factor de carga.	62
TABLA 2.9. Porcentaje de pérdidas de potencia a la hora pico para varios niveles de pérdidas de energía	63
CAPITULO 3.	
TABLA 3.1. Incremento de la resistencia por efecto de cableado.	74
TABLA 3.2. Resistencia cd a 20 °C en Ω/km para conductores cableados concéntricos.	74

TABLA 3.3.	Factores de corrección por temperatura para cálculo de resistencia.	76
TABLA 3.4.	Razón para conductores de cobre y aluminio a 60 Hz.	78
TABLA 3.5.	Resistencia c.a de conductores de aluminio tipo ACSR a 60 Hz.	79
TABLA 3.6.	Resistencia c.a de conductores de aluminio tipo ASC a 60 Hz.	80
TABLA 3.7.	Resistencia c.a de conductores de cobre duro 97.5% de conductividad.	80
TABLA 3.8.	Resistencia c.a de cables monopolares subterráneos. Ω/km .	81
TABLA 3.9.	RMG para conductores homogéneos de cobre y aluminio.	91
TABLA 3.10.	Valores RMG para conductores cableados concéntricos de Cu, Al, ACS y ACSR.	92
TABLA 3.11.	DMG para disposiciones típicas de redes de distribución (un conductor por fase).	93
TABLA 3.12.	(RMG) y (DMG) equivalente para disposiciones típicas (varios conductores por fase y circuitos dobles).	94
TABLA 3.13.	Reactancia inductiva XL en Ω/km para redes aéreas con conductores aislados de cobre duro y aluminio ACS.	98
TABLA 3.14.	Reactancias inductivas XL en Ω/km fase para líneas de distribución en conductor ACSR.	100
TABLA 3.15.	Reactancia inductiva XL en Ω/km para cables monopolares subterráneos (cobre o aluminio).	101
TABLA 3.16.	Configuraciones para el cálculo de resistencia y reactancia aparentes.	101
TABLA 3.17.	Fórmulas para el cálculo de resistencia de pantallas y cubiertas metálicas.	103
TABLA 3.18.	Valores de la constante SIC.	105
TABLA 3.19.	Coeficiente geométrico G empleado en el cálculo de la capacitancia.	107

CAPÍTULO 4.

TABLA 4.1.	Módulos y argumentos de las impedancias unitarias para redes monofásicas y trifásicas aéreas. Conductores aislados de cobre duro. Temperatura de conductor 50 °C .	117
TABLA 4.2.	Módulos y argumentos de las impedancias unitarias para redes monofásicas y trifásicas aéreas. Conductores aislados de aluminio ACS. Temperatura de conductor 50 °C Ω/km .	117
TABLA 4.3.	Módulos y argumentos de las impedancias por unidad de longitud en redes aéreas de distribución, conductor ACSR, temperatura del conductor = 50°C Ω/km .	119
TABLA 4.4.	Profundidad de regreso por tierra D_e e impedancia R_e y X_e a 60 Hz.	120
TABLA 4.5.	Valores máximos de regulación en los componentes del sistema de distribución.	139

CAPÍTULO 5.

TABLA 5.1.	Pérdidas de potencia (% de kW generados).	156
TABLA 5.2.	Lista de chequeo preliminar para niveles de pérdidas en sistemas de potencia.	157
TABLA 5.3.	Pérdidas en transformadores de distribución. Unidades monofásicas típicas (60 Hz).	172

TABLA 5.4.	Pérdidas en transformadores de distribución otras características de voltaje.	173
TABLA 5.5.	Efecto de la corrección del factor de potencia sobre la caída de voltaje y las pérdidas.	177
TABLA 5.6.	Programa FEN BID /Redes de distribución. Precios unificados de conductores para fines presupuestales (precio de 1980).	203
TABLA 5.7.	Pérdidas de hierro y pérdidas de cobre en W. para transformadores monofásicos de distribución.	222
TABLA 5.8.	Pérdidas de hierro y pérdidas de cobre en W. para transformadores trifásicos de distribución.	222

CAPITULO 6.

TABLA 6.1.	Capacidades de corriente para conductores de cobre y aluminio (ACSR).	229
TABLA 6.2.	Temperaturas máximas permisibles en cables de energía.	223
TABLA 6.3.	Resistividad de aislamientos.	235
TABLA 6.4.	Resistividad de cubiertas.	235
TABLA 6.5.	Valores de A,B,C.	235
TABLA 6.6.	Resistividad de materiales empleados en ductos.	235
TABLA 6.7.	Factores de corrección por variación en la temperatura ambiente.	261
TABLA 6.8.	Cables expuestos al sol.	261
TABLA 6.9.	Factores de corrección por incremento en la profundidad de instalación.	261
TABLA 6.10.	Factores de corrección por variación por variación de la resistencia térmica del terreno.	262
TABLA 6.11.	Factores de corrección por agrupamiento en instalación subterránea de cables.	262
TABLA 6.12.	Factores por agrupamiento de tubos conduit aéreos.	263
TABLA 6.13.	Factores de corrección por agrupamiento en charolas (al aire libre y sin incidencia de rayos solares)*.	263
TABLA 6.14.	Ejemplo 4. Resultados	268
TABLA 6.15.	Cables monopolares de cobre THV.	271
TABLA 6.16.	Cables tripolares de cobre tipo THV.	272
TABLA 6.17.	Cables monopolares de cobre XLPE.	273
TABLA 6.18.	Cables tripolares de cobre tipo XLPE.	274
TABLA 6.19.	Factores de corrección a la capacidad de corriente aplicable a las tablas 6.15 a 6.18.	275
TABLA 6.20.	Cables monopolares de cobre.	276
TABLA 6.21.	Cables monopolares de aluminio.	277

CAPITULO 7.

TABLA 7.1.	Temperatura de sobrecarga de cables de energía de media tensión.	282
TABLA 7.2.	Sobrecargas permisibles para tiempos menores de 2 horas.	284

TABLA 7.3.	Factores de corrección de la resistencia por variación de la temperatura del conductor.	285
TABLA 7.4.	Valor aproximado de la constante k.	285
TABLA 7.5.	Valor de B en función de t y k.	286
TABLA 7.6.	Temperaturas máximas admisibles en condiciones de cortocircuito (°C).	299
TABLA 7.7.	Valores de K y T para la ecuación 7.8.	300
TABLA 7.8.	Valores de C para determinar la corriente de cortocircuito en conductor y pantalla o cubierta.	301
TABLA 7.9.	Cálculo del potencial respecto a tierra por cada 100 metros de longitud de cable.	304
CAPITULO 8.		
TABLA 8.1.	Comparación de ratas de falla entre SDA y SDS.	310
TABLA 8.2.	Confiabilidad de diferentes SD primarios.	316
TABLA 8.3.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	338
TABLA 8.4.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	339
TABLA 8.5.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	339
TABLA 8.6.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	340
TABLA 8.7.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	340
TABLA 8.8.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	341
TABLA 8.9.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	341
TABLA 8.10.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	342
TABLA 8.11.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	342
TABLA 8.12.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	343
TABLA 8.13.	Cálculo de regulación y pérdidas del circuito fundadores a 13.2 kV.	347
TABLA 8.14.	Electrificación rural - primaria 13.2 kV (parte 1), selección de estructuras.	349
TABLA 8.15.	Electrificación rural - primaria 12.3 kV (parte 2), selección de estructuras.	349
TABLA 8.16.	Separación entre conductores.	350

CAPITULO 9.

TABLA 9.1.	Confiuraciones de los ductos.	397
TABLA 9.2.	Tensiones de jalado para cables con perno de tracción colocado en el conductor.	407
TABLA 9.3.	Valores de $e^{w/\theta}$	409
TABLA 9.4.	Tensiones laterales	412
TABLA 9.5.	Radios mínimos de curvatura (D = Diámetro exterior del cable).	418
TABLA 9.6.	Diámetros exteriores de cables de energía.	421
TABLA 9.7.	Guía para la selección del tipo de la instalación subterránea.	427
TABLA 9.8.	Guía para la selección de los cables según su forma de construcción.	428
TABLA 9.9.	Propiedades de los aislamientos más comunmente usados en cables de energía (5 - 35 kV)	431
TABLA 9.10.	Guía para seleccón de cables subterráneos según su aislamiento.	432
TABLA 9.11.	Propiedades de las cubiertas.	433
TABLA 9.12.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	438
TABLA 9.13.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	438
TABLA 9.14.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	439
TABLA 9.15.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	439
TABLA 9.16.	Ejemplo.	441
TABLA 9.17.	Cálculo de las subestaciones.	444
TABLA 9.18.	Cuadro de cálculo redes de distribución.	446
TABLA 9.19.	Cuadro de hierros. Cámara de empalme.	472
TABLA 9.20.	Cuadro de hierros y cantidades de obra. Cámaras de equipo.	472
TABLA 9.21.	Cantidades de obra. Cámara de equipo.	473
TABLA 9.22.	Cantidades de obra. Reja cámara de equipo.	473

CAPITULO 10.

TABLA 10.1.	Evaluación en términos de confiabilidad para cargas tradicionales.	518
TABLA 10.2.	La operación requerida de los dispositivos de protección.	522
TABLA 10.3.	Valores nominales para transformadores trifásicos para red secundaria.	525
TABLA 10.4.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	527
TABLA 10.5.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	527

TABLA 10.6.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	528
TABLA 10.7.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	528
TABLA 10.8.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	529
TABLA 10.9.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	529
TABLA 10.10.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	530
TABLA 10.11.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	530
TABLA 10.12.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	531
TABLA 10.13.	Momento eléctrico y constantes de regulación y pérdidas para redes de distribución de CA.	531
TABLA 10.14.	Demanda diversificada tipo residencial.	532
TABLA 10.15.	Cuadro de cálculo para el circuito radial del ejemplo 1.	543
TABLA 10.16.	Cuadro de cálculo del circuito radial N° 1 (partición).	547
TABLA 10.17.	Cuadro de cálculo del circuito radial N° 2 (partición).	547
TABLA 10.18.	Cuadro de cálculo del circuito en anillo sencillo del ejemplo 2.	553
TABLA 10.19.	Cuadro de cálculo del circuito radial N° 1(partición).	555
TABLA 10.20.	Cuadro de cálculo del circuito radial N° 2(partición).	556
TABLA 10.21.	Cuadro de cálculo circuito en anillo doble con idéntico calibre del ejemplo 3.	560
TABLA 10.22.	Cuadro de cálculo del circuito en anillo doble con diferente calibre del ejemplo 4.	563
TABLA 10.23.	Cuadro de cálculo del anillo triple del ejemplo 5.	567
TABLA 10.24.	Cuadro de cálculo del circuito enmallado del ejemplo 6.	571

CAPITULO 11.

TABLA 11.1.	Límite de fluctuaciones de voltaje.	615
TABLA 11.2.	Limitaciones típicas en reducciones de voltaje.	615
TABLA 11.3.	Dimensiones de la sala de máquinas.	627
TABLA 11.4.	Características del parrayos autoválvula.	628
TABLA 11.5.	Datos técnicos del cortacircuitos para 15 kV y 38 kV - 100 A.	632
TABLA 11.6.	Características técnicas del seccionador tripolar.	633
TABLA 11.7.	Características del seccionador bajo carga (accionamiento vertical).	635
TABLA 11.8.	Selectividad del circuito primario y secundario de transformadores de alta tensión 13.2 kV.	644
TABLA 11.9.	Características de los fusible HH.	646

TABLA 11.10.	Factores de espaciamento.	650

CAPITULO 12.

TABLA 12.1.	Dimensiones generales de chuchilla - fusible. Tipo estandar	661
TABLA 12.2.	Capacidad de corriente de interrupción para cortacircuitos fusible.	662
TABLA 12.3.	BIL y distancias de fuga de los cortacircuitos fusible.	662
TABLA 12.4.	Capacidad continua de corriente de fusibles de distribución tipos K, T, H, y N de estaño.	664
TABLA 12.5.	Valores nominales de fusibles limitadores (de potencia).	665
TABLA 12.6.	Datos característicos de eslabones tipo K y T.	680
TABLA 12.7.	Recomendaciones para la correcta aplicación de cortacircuitos en los diferentes voltajes de sistemas de distribución.	712
TABLA 12.8.	Valores I - t para definir las curvas de daño y la curva de energización (inrush) en transformadores de 1 a 500 kVA.	716
TABLA 12.9.	Características requeridas de los fusibles.	720
TABLA 12.10.	Relación de rapidéz para protección de transformadores.	721
TABLA 12.11.	Programa de aplicación de fusibles N y H para transformadores de distribución (protección entre 200 y 300 % de la carga nominal).	727
TABLA 12.12.	Programa de aplicación de fusibles K, T y H para transformadores de distribución (protección entre 200 y 300 % de la carga nominal).	728
TABLA 12.13.	Protección de sobrecarga de transformadores tipo seco y OISC(1) (Aplicación monofásica).	730
TABLA 12.14.	Protección de sobrecarga de transformadores tipo seco y OISC. (Aplicación trifásica).(1).	731
TABLA 12.15.	Guía de selección de fusibles limitadores K-Mate SL para transformadores trifásicos.	732
TABLA 12.16.	Guía de selección de fusibles limitadores K-Mate SL para transformadores monofásicos.	732
TABLA 12.17.	Guía de selección de fusibles limitadores K-Mate SL para transformadores monofásicos.	733
TABLA 12.18.	Valores nominales de interruptores.	738
TABLA 12.19.	Características nominales de los reclosers.	754
TABLA 12.20.	Voltaje máximo nominal, voltaje de impulso nominal, corriente nominal, corriente de interrupcción simétrica y características del funcionamineto de los seccionadores de línea.	762
TABLA 12.21.	Corriente continua nominal, corriente mínima actuante, corriente asimétrica, y capacidad de 1 y 10 segundos de un seccionalizador.	762
TABLA 12.22.	Resultados del estudio de coordinación	765
TABLA 12.23.	Coordinación entre fusibles tipo K (EEI-NEMA).	767
TABLA 12.24.	Coordinación entre fusibles tipo T (EEI - NEMA).	767

TABLA 12.25.	Coordinación entre fusibles tipo K y tipo H de alta descarga (EEI-NEMA).	768
TABLA 12.26.	Coordinación entre fusibles tipo T y tipo H de alta descarga (EEI-NEMA).	768
TABLA 12.27.	Coordinación entre fusibles tipo N	768
TABLA 12.28.	Coordinación fusible de expulsión tipo K - FLC 8.3 kV.	772
TABLA 12.29.	Coordinación fusible de expulsión tipo K - FLC 15.5-22 kV	772
TABLA 12.30.	Coordinación fusible de expulsión tipo T - FLC 8.3 kV.	772
TABLA 12.31.	Coordinación fusible de expulsión tipo T - FLC 15.5-22 kV.	773
TABLA 12.32.	Características de los FLC	774
TABLA 12.33.	Coordinación FLC 8.3 kV - FLC 8.3 kV.	775
TABLA 12.34.	Coordinación FLC 15.5-22 kV - FLC 15.5-22 kV.	775
TABLA 12.35.	Coordinación entre fusibles de potencia y FLC 8.3 kV.	775
TABLA 12.36.	Coordinación entre fusibles de potencia y FLC 15.5-22 kV.	775
TABLA 12.37.	Coordinación entre FLC 8.3 kV y fusibles de potencia.	776
TABLA 12.38.	Coordinación entre FLC 15.5-22 kV y fusibles de potencia.	776
TABLA 12.39.	Coordinación entre FLC 8.3 kV y fusible NX 8.3 kV	776
TABLA 12.40.	Coordinación entre FLC 15.5-22 kV y fusible NX 15.5-23 kV.	777
TABLA 12.41.	Corriente máxima a la cual la coordinación es posible	778
TABLA 12.42.	Coordinación de recloser con fusibles.	793
TABLA 12.43.	Conteos del seccionalizador.	795

CAPÍTULO 13.

TABLA 13.1.	Duración de la descarga simple.	799
TABLA 13.2.	Voltajes nominales para las clases de pararrayos.	808
TABLA 13.3.	Pararrayos y su MCOV	809
TABLA 13.4.	Voltajes nominales de pararrayos de óxido - metálico comúnmente aplicados en sistemas de distribución	810
TABLA 13.5.	Ejemplos de cálculos para encontrar voltajes nominales de pararrayos.	813
TABLA 13.6.	Voltaje nominal de pararrayos (ciclo de trabajo).	813
TABLA 13.7.	Características de los pararrayos de distribución de carburo de silicio.	815
TABLA 13.8.	Características de los pararrayos de distribución tipo MOV (trabajo pesado).	816
TABLA 13.9.	Cálculo de márgenes para otros voltajes.	819
TABLA 13.10.	Cambio en las características del BIL del pararrayos.	822
TABLA 13.11.	Localización recomendada de pararrayos.	832
TABLA 13.12.	Comparación de los diferentes parámetros de protección de una línea de distribución.	836

TABLA 13.13. Probabilidad de impactos que causan flameos (en porcentaje) para diferentes tipos de construcción y niveles de aislamiento.	837
TABLA 13.14. Cálculos de impactos de descargas sobre líneas de distribución.	839

Bibliografía

-
- RAMÍREZ CASTAÑO Samuel.
Redes de Distribución, su diseño y construcción. 1988.
Centro de publicaciones Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales.
 - RAMÍREZ CASTAÑO Samuel.
Redes de Subtransmisión y Distribución de energía. 1º Edición. 1993.
Centro de publicaciones Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales.
 - RAMÍREZ CASTAÑO Samuel.
Redes de Subtransmisión y Distribución de energía. 2º Edición.
Centro de publicaciones Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales.
 - SIERRA MADRIGAL Víctor.
Manual técnico de cables de energía. Condumex . 1982.
Mc Graw Hill Book company.
 - CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS CHEC.
Normas para el diseño y construcción a niveles de Subtransmisión y Distribución. 1993.
Centro de publicaciones Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales.
 - PANSINI, EE, PE Anthony J
Electrical Distribution Engineering .
Mc Graw Hill Book company.

- FINK Donald G. WAYNE Beaty H.
Manual de ingeniería eléctrica tomos I y II. 13ª edición.
Mc Graw Hill.
- BRATU N. CAMPERO. E
Instalaciones eléctricas - conceptos básicos y diseño 2ª edición.
Alfaomega.
- ESPINOSA Y LARA Roberto.
Sistemas de distribución.
Editorial Limusa 1990.
- VIQUEIRA L. Jacinto.
Redes eléctricas tomos I y II. 1970.
Representaciones y servicios de ingeniería S.A.
- CONDENSEA
Construcción de redes para barrios de desarrollo progresivo. 1998.
División obras e ingeniería - Normas técnicas.
- WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION
Distribution systems.
- WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION.
Transmisión and Distribution.
- SPITA. Albaert F.
Instalaciones eléctricas tomo I.
Editorial Dossat S.A Siemens.
- STEVENSON. William D.
Análisis de sistemas eléctricos de potencia. 2ª edición.
Mc Graw Hill.
- LUCA MARÍN. Carlos
Líneas e instalaciones eléctricas 7ª edición.
Representaciones y servicios de ingeniería S.A.
- HAPPOLDT. Buchhola .
Centrales y redes eléctricas 4ª edición.
Editorial Labor.

-
- SCHMILCHER.Theodor .
Manual de baja tensión - Indicaciones para la selección de aparatos de maniobra. Instalaciones y distribuciones.
Enciclopedia CEAC de la electricidad. Instalaciones eléctricas generales
Siemens.
 - GERIN. Merlín (Catalogo).
Low voltage circuit breaker application guide 05/87.
 - FADALTEC.
Cátalogo de productos.
 - FACOMECH.
Cátalogo de productos.
 - HENRIQUEZ HARPER. Gilberto.
Líneas de transmisión y redes de distribución de potencia. Vol II.
Editorial Limusa.
 - IEEE Tutorial Course.
Practical applications of ANSI/IEEE Estándar 80-1986.
 - MUNASINGHE. Mohan. and SCOTT. Walter. (World bank).
Energy Efficiency: Optimization of electric power distribution - systems losses.
 - CUERVO SALCEDO. Gabriel. (Salgado Meléndez y Asociados)
Actualización de criterios para la selección del conductor económico y cargabilidad de transformadores.
 - UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA. Facultad de Ingeniería.
Memorias del Seminario Nacional de Pérdidas de Energía y su evaluación económica en sistemas de distribución. Noviembre 7 / 1986.
Pereira.
 - TORRES M. Álvaro.
Metodologías para el análisis de pérdidas en sistema de distribución.
Universidad de los Andes.
 - TORRES M. Álvaro.
Modelos para estudios de perdidas en sistemas de distribución
Universidad de los Andes.

- POSADA C. Anibal.
Estado actual de las pérdidas de energía resumen de estudios de pérdidas realizados.
ISA.
- GUTIÉRREZ C. Gustavo.
Separación de pérdidas de un sistema de potencia en sus diferentes componentes.
Empresas Públicas. Pereira.
- MURILLO S. José Joaquín.
Optimización en la planeación de sistemas de distribución.
Universidad Tecnológica de Pereira. XI Congreso Nacional de Ingeniería Eléctrica, Mecánica y Afines y XII Congreso Panamericano de COPIMERA. Cartagena abril 1990.
- GÖNEN. Turan .
Electric Power Distribution System Engineering
Mc Graw Hill
- BURKE J. James.
Power Distribution Engineering. Fundamentals and Applications.
Editorial Marcel Bekker inc.
- IEEE
Stándard for Surge arresters for AC Power Circuits C62.1 - 1984
- IEEE
Standard for metal oxide surge arresters for AC power systems. C62.11 - 1987.
- CALOGGERO. Early. Sheehan NFPA
National Electrical Code - Handbook
- HOLF. Michel.
Understanding the National Electrical Code. 1992.
- ALL ALUMINIUM ASSOCIATION PUBLISHED DATA
The evaluation of losses in conductors 1ª edición. 1984.
- IEEE tutorial course 80 EHO-157-8-PWR.
Application and coordination of reclosers, sectionatizers and fuses.
- Distribution system protection manual
Mc Graw Edicson Company - Power system division.

-
- Selection guide - change k - Mate SL.
Current limiting fuse Bulletin Nro 18 - 8301.
 - S&C positrol Fuse Links.
S&C Electric Company.
 - Working group report: calculating the lightning performance of distribution lines IEEE Transactions on Power Delivery Vol 5 Nro 13 July 1990.
 - HERING. Paul .
La escuela del técnico electricista tomo X. 2ª Edición.
 - ACIEM. Cundinamarca.
Memorias de las primeras jornadas nacionales de subtransmisión y distribución de energía.
 - TORRES. Álvaro.
Ubicación, dimensionamiento óptimo de condensadores en alimentadores.
Universidad de los Andes.
 - QUINTERO. Carlos J.
Mantenimiento de cables y localización de fallas en redes de distribución.
 - Normalización de plantas de emergencia.
 - LUNA ZAPATA. Gilberto.
Cargabilidad óptima de transformadores de distribución.
 - Overcurrent and overvoltage protections.
Mc Graw Edison Power System división.
 - ICEL - Ministerio de Minas y energía.
Normas para sistemas de subtransmisión y distribución.
 - MERLÍN GERIOR (Catálogo de productos)
Tableros de distribución tipo SB y ML, tableros para contadores de MT, celdas para transformador.
 - SIEMENS - Catálogo
Aparatos de alta tensión.
 - GUTIÉRREZ. Gustavo A.
Sistema de distribución Eléctrica - Métodos avanzados. 1997.
-

- RAMÍREZ CASTAÑO Samuel.
Apuntes de la clase de Sistemas de distribución.
Universidad Nacional de Colombia. Sede Manizales.

Indice general

	Pagina
A.	
Accidentes	657
Aéreas.	
Redes de distribución.	6
Corriente en redes de distribución.	226
Normas técnicas para la construcción de redes.	344
Normas técnicas para la construcción de redes de distribución secundarias.	572
Mérgenes para equipo de redes.	815
Afloramiento	489
Aislamiento	350,429
Cálculo de las resistencias térmicas	234
Cables con aislamiento de papel impregnado	419
De papel impregnado.	428
Blindaje	453
Coordinación	815
de línea	832
Alambres.	
Número de alambres en conductores estándar.	70
Tamaños de alambres en conductores trenzados.	71
Alimentador	
Primario tipo radial	311
Niveles de voltaje	316
Primarios	320, 322
Primarios. Desarrollo tipo rectangular	321
De distribución	738
Alterna	
Resistencia a la corriente alterna.	76

Alumbrado público	12
Aluminio.	66
Densidad.	67
Capacidad de corriente.	278
Anillo	
Sencillo	546
Doble	556
Triple	563
Anual	
Curvas de carga.	23
Curvas de duración de carga.	23
Apertura	
De zanja	400
Aplicación	
Eslabones fusible	714
Factores de aplicación de restauradores	751
Apoyos	344, 572
Arco	738
Área	
De los conductores trenzados.	72
Método de desarrollo para áreas de alta densidad de carga.	321
Método de desarrollo para áreas de baja densidad de carga	322
Armaflex	
Cables	419
Asimétrica	
Valores nominales de corriente	752
Aspectos	
Generales sobre planeamiento de sistemas de distribución	12
Generales para la selección de fusibles de media tensión	664
Atmosféricas	
Descargas	800, 721
Autoextinción	
De descargas	779
Automáticos	
Interruptores	737
Seccionalizadores	755
B.	
Bancos	
Secundarios	514
De capacitores con fusible	729
Básico	
Modelo del transformador	190
Componentes básicos de una subestación	627
Principios	794
Bifilar	
Inductancia de una línea	86
Sistema bifásico	132
BIL	311
Deterioro	
Blindaje	453

C.

Cálculo

Pérdidas en sistemas de distribución	166
Resistencias térmicas de aislamiento	234
Regulación y pérdidas en líneas de distribución	337
Regulación y pérdidas en redes primarias	436
Redes de distribución secundarias	526,533
Redes radiales	534
Redes en anillo sencillo	546
Redes en anillo doble	556
Redes en anillo triple	563
Malla de puesta a tierra	648
Resistencia de malla	649
Tensiones de paso y contacto reales	651

Calibre

Cálculo de regulación	436
Criterios	510

Cámaras

De paso o inspección	450
De empalme	451
De equipo	451
Notas	452
Mantenimiento de cables	495

Capacitancia

	104

Capsulada

Subestación	599

Característica

Conductores	67
Líneas	110
Pérdidas	209
Sistema de suministro	721
Capacitores	729
Relevadores	740
Recloser	753
Descarga atmosférica	798
Capacidad	
Instalada	19
Conduccion de corriente	225
Tablas	269
Corriente del aluminio	278
Grupo eléctrico	617
Ruptura	642

Carga

Clasificación	12
Características	17
Densidad	18
Instalada	19
Máxima	20
Equivalente	20
Diaria	21
Anual	23
Promedio	26
Factor de carga	28
De diseño para redes de distribución	35

Uniformemente distribuida	135
Regular e irregular	136
Celda	
Subestación interior	609
Para transformador	611
Media tension para seccionadores	612
Clasificación	
Sistemas de distribución	6
Redes de distribución de acuerdo a sus voltajes nominales	8
Redes de distribución de acuerdo al tipo de cargas	11
Cargas	12
Líneas según su longitud	108
Líneas según características eléctricas	110
Métodos para localizar fallas	499
Cobre	66
Densidad	67
Norma internacional	68
Capacidad de corriente	278
Cogeneración	814
Condensadores	
Protección	645
Condiciones	
Recepción	112,127
Envío	113
De instalación	269
Funcionamiento	637
Protección de sobrecorriente	657
Conductividad	68
Conductor	
Materiales	66
Características	67
Propiedades	68
Trenzados	70
Compuestos	72
Resistencia	72
Inductancia	82
Radio medio geométrico	91
Económico	199
Alimentación primario	320
Malla de puesta a tierra	647
Descarga	798
Configuración	
Cables subterráneos	396
Directamente enterrados	389
Zanjas de bajo anden	448
Zanjas bajo calzada	449
Redes secundarias aéreas	574
Redes secundarias subterráneas	583
Plantas de emergencia	615
Mallas de puesta a tierra	646
Construcción	
Normas técnicas	447
Redes secundarias aéreas	572
Redes secundarias subterráneas	583
Subestación	634

Fusibles de alta tensión HH	640
Fusibles limitadores de corriente	690
Conteos	760
Continua	
Prueba de alta tensión	497
redes de distribución	139
Perdidas de potencia	147
Control	
Tipos	753
Coordinación	
De dispositivos de protección	763
Fusible limitador	770
Fusible expulsión	771
FLC - FLC	773
Interruptor - fusible	777
Recloser - fusible	786, 789
Con relevador selectivo de alimentador	789
Recloser - recloser	790
Recloser - fusible de alto voltaje	792
De aislamiento	815
Corriente	
Resistencia a la corriente directa	73
Alterna	76
Capacidad de conducción	225
En cables subterráneos	228
Tablas	269
Prueba de alta tensión	497
Limitaciones	642
De falla	658
Fusibles limitadores	682
Nominal	711
De energización	717
De puesta en marcha	717
Asimétrica	752
Esquema de corriente alta/baja	781
Magnitudes	799
Cortadas	805
Cortacircuitos	630
Fusibles	658
Factores de selección	710
Cortocircuito	299
Crucetas	344
Cubierta	
Calculo de las resistividades	236
Selección	430
Curva	
Carga diaria	21
Duración de carga diaria	21
Carga anual	23
Duración de carga anual	23
Demanda máxima diversificada	33
Factores de diversidad	34
Características del tiempo de fusión	643

D.

Daño	
Del tanque del transformador	716
Térmico del transformador	717
Demanda	21
Tasa de crecimiento	25
Factor de demanda	26
Curvas	33
Coincidente	36
Maxima	37
Densidad	
Carga	18
Cobre	67
Desarrollo	
Tipo rectangular	321
Tipo radial	323
Plan de muestreo	194
Descarga	
Efecto	721
Autoextinción	779
Atmosférica	798,800
Inducida	836
Diámetro	
Conductores trenzados	71
Dimensión	
Cables subterráneos	396
Apertura de zanja	401
Sala de máquinas	627
Diseño	
Sistema de distribución	5
Telescopico	540
Fusibles de expulsión	669
Cargas	35
Cargas primarias	338
Cargas secundarias	526
Criterio	185
Distancia	
Media geométrica	92
Efecto	658
Diversidad	
Factor	29
Curvas de factores	34
DMG	92
DRS	419
Ductos	
Subterráneos	395
Limpieza, verificación	403
Normas técnicas	447

E.

Efecto	
Trenzado	72
Cableado sobre la resistencia	73

Temperatura sobre la resistencia	74
Descargas atmosféricas	721
Longitud lateral	829
Eléctrico	
Conductores	68
Cálculo del momento	436
Configuración del conjunto	615
Capacidad del grupo	617
Sistema	626
Electrónico	
Fusible	709
Restaurador	753
Seccionalizador	759
Empalme	
Cámaras	451
Premoldeado	476
Premoldeado permanente	477
Premoldeado desconectable	478
Recto	478
En T	478
Empalmes y terminales	496
Especificaciones	613
Esquema	
Corriente alta/baja	781
Estructura	
Tipo combinada	345
Excavaciones	391
Expulsión	
Fusibles	669
Coordinación fusible	771

F.

Factor	
Demanda	26
Utilización	26
Planta	27
Potencia	27
Carga	28
Diversidad	29
Coincidencia	31
Contribución	32
Pérdidas	45
Distribución de carga	136
Distribución de pérdidas	153
Fallas	
Permanentes	654
Localización	655
Internas de los equipos	656
Línea - tierra	800
Ferroresonancia	800,814
Flameos	843
Flujograma	3
Forma	
Cables	427

Frente de onda	816
Fricción	
Cables subterráneos	417
Funcionamiento	
Subestación	636
Fusibles de alta tensión	641
Fusible	
Hilos	632
Alta tensión HH	640
Selección	646
Cortacircuitos	658
Liston fusible o elemento fusible	663
Distribución	664
De potencia	665
De expulsión	669
Lento rapido y de alta descarga	680
Limitador de corriente	682
De rango completo (full range)	701
Electrónico	709
En vacío	710
variables de operación	714
Protección de transformadores	715
Criterio de selección	716
Filosofía de protección	717
Primario de transformadores	723
Protección de bancos de capacitores	729
Tipos de protección	734
Protección de derivaciones laterales	736
Coordinación fusible de expulsión FLC	771
Coordinación recloser	786
Tamaño	787
Fusión	
Curvas	643
Calor	714

G.

Galvanizado acero	67
Generalidades	
Características de pérdidas	209
redes primarias aéreas	308
redes primarias subterráneas	388
Redes secundarias	510
Norma técnica de construcción	583
Malla de puesta a tierra	646
Geográfica	
Ubicación de redes	8
Graficas	
Capacidad de corriente	243

H.

Herrajes	573
HH fusibles	640
Hilos fusible	632

Hora equivalente	44

I.

ICONTEC	221
Identificación	
Cables	426
Impedancia	116
De secuencia cero	118
Indirectas	
Descargas	843
Inducción	
Cables en paralelo	102
Inductancia	
Definición	82
conductor	85
Línea bifilar monofásica	86
Líneas de cables	89
Inductiva	
Reactancia	96
Línea no	111
Línea	112
Industrial	
Carga	11
Influencia	18
Inspección	
Cámaras	450
Instalación	
Cables	391,418
Tipos	393
Cables subterráneos	420
Grupo generador	617
Instalada	
Carga	19
Instantáneo	
Recierre	780
Interior	
Subestación	597,609
Interruptores	
Automaticos	737
Valores nominales	738

J.

Jalado	
Longitud máxima	406

L.

Lateral	
Circuitos	328,331,332,334,336
Protección de derivaciones	736
Derivado	827
Efecto de la longitud	829
Limitadores	520
De corriente	682,699,770,800

Líneas

Cortas	108
Medianas	109
Largas	110
De enlace	321
Pérdidas	337
Derivación simple	534
Alimentación	535
Con carga uniformemente distribuida	536
Derivación múltiple	537
Con ramificaciones	540
Aislamiento	832
Descarga directa	838
Inductancia	89

Localización

Fallas	498,655
Grupo generador	617

Loop primario

314

M.

Malla

De puesta a tierra	646
Configuración	648
Cálculo de resistencia	649

Mantenimiento

Cables	495
Pruebas	497
Componentes de subestación	638

Márgenes

Equipo subterráneo	818
Equipo redes aéreas	815
Factores	819
Cálculo	822

Materiales

Conductores eléctricos	66
Ductos	396

Máxima

Carga	20
Demanda	33,37
Longitud de jalado	406

Mecanismos

Almacenamiento de energía	738

Media

Tensión	488,612664
Distancia media geométrica	92

Metalica

Pantalla	301,454
Cable en tubería	427

Método

Análisis de demanda máxima	37
SGRD	217
Cálculo de regulación	337
Cables subterráneos	401
Localización de fallas	499

Cálculo redes secundarias	525
Desarrollo áreas	322
Coordinación de dispositivos	763,765,766
Metodología	
Cálculo de regulación	434
Desempeño de incidencia	837
Minimizar	
Localización de fallas	655
Probabilidad de caída	656
Fallas internas	656
Accidentes	657
Mixtas	
Cargas	12
Modelamiento	
Contadores	193
Acometidas	198
Modelo	
Planeamiento de sistemas	16
Analítico computarizado	186
Económico de optimización	158
Subtransmisión	187
Sistema primario	188
Transformador de potencia	190
Regulador	191
Distribución de medidas correctivas	196
Monofásico	8,86
Sistema trifilar	132,512
Clases de reclosers	753
Monopolar	
Cable	105,241,242
Momento	
Eléctrico	127,129,131,134,337,436,526
Motor	
Enfriamiento	625
Protección	645
N.	
Neutro	
Multiaterrizado	323,332,336
Uniaterrizado	327
Nivel	
Voltaje en alimentadores	316
Pérdidas	156,437
Aislamiento	454
Voltaje secundario	512
Carga	788
Isoceraúnico	800
Nivel isoceraúnico	800
Nominal	
Circuito equivalente T_e	109
Circuito equivalente π	110
Potencia	309
Corriente	711

Norma

Internacional de cobre recocido IACS	68
ICONTEC	221
Técnica para la construcción	344,447,572,583

Normalización plantas de emergencia

Número

Horas equivalente	20
Alambres en conductores	70

O.

Ohm

Ley térmica	228

Ondas

Viajeras	825
Efecto	824

Operación

Cortacircuitos	661
Fusible de expulsión	669
Seccionalizador	755
Fusible limitador	800

P.

Pad mounted

Pararrayos	597
Componentes subestación	627
Carburo de silicio	806
Clases	808
Selección	809

Pantalla

Factor de pérdidas	241
Cables tripolares	243
Metálicas	301,454

Paralelo

Inducción de cables	102

Pérdida

Potencia	44,46,147,149,210
Factor	45,47,56,153,241
Niveles	156,221
Modelo económico de optimización	158,163
Valor económico	165
Cálculo	166
Optimización	177
Técnicas	179,181
Reducción económica	182

Pérdidas

Corrección factor	44,46,147,149,210
Modelo transformador	171
Fusibles	190
Calidad	663,665
	781

Planta

Factor	27
Emergencia	613
Potencia	

Factor	27
Planta de emergencia	613
Polaridad	800
Porcentaje	
Pérdidas	46
Conductividad	68
Presión lateral	410
Primaria	
Carga primaria de diseño	338
Sistema de red	314
Tipos de circuito de distribución	323
Promedio	
Carga	26
Propiedades de los conductores	68
Protección	
Transformadores	643,715
Motores	645
Banco de capacitores	729
Tipos fusibles	734
Derivaciones	736
Dispositivos serie	763
Líneas	832

R.

Radio	
Medio geométrico	91
Minimo	417,418,455
Reactancia	82,96,104,107
Recepción	
Condiciones	112,127
Redes	
Distribución aéreas	6,147
Subterráneas	7,434
Clasificación	8,11,12
Cargas de diseño	35
aéreas	226,344
Spot secundarias	518
Radiales	534
Anillo sencillo	546
Anillo doble	556
Anillo triple	563
Enmalladas	568
Residencial	11
Comercial	11
Industrial	11
Rural	11
Regulación	127,129,131,134,135,138,337,434
Relé	747
Relevadores	
Características	790
Coordinación	781,789
Resistencia	
Conductores	72
reactancia	96

Térmica	234,237
Malla	649
Resistividades térmicas	236
Restauradores	750
Tipos	751
RMG	91
S.	
Sala de máquinas	627
Salida alimentadores	321
SDA	309,310
SDS	309,310
Seccionador	310
Celda	612
Tripolar	632,634
Sobrecorrientes	653
Sobrevoltaje	800
Seccionamiento	
Protección	350
Secuencia	321,322,752
Cero	118
Secundaria	518,166,181,191,512
Bancos secundarios	514
Sistema selectivo	517
Redes	525,533,572,583
Cargas secundarias	526
Selección	434,436
Ductos subterráneos	
Cubiertas	430
Fusibles	646,710,711,716
Malla puesta a tierra	847
Pararrayos	809
Sintenax	418,419
Sistema	323,327,328,512
Distribución	2,166,309
Red primaria	314
Selectivo secundario	517
Eléctrico	626
Sobrecarga	281,282
Spot	
Redes	518
Subestacion	449
Distribución	591
Aérea	592
En piso	597
Capsulada	599
Subterránea	608
Interior	609
Componentes	627
Subterráneas	
Redes	8,434
Subestaciones	608
Subterráneos	309
Cables	96,228,243,241,395,420

Suiches

Alto voltaje	523

T.

Tasa de crecimiento	25
Temperatura	74,714
Variación	437
Térmica	
Ley de Ohm	228
Resistencia	234
Tensión	
Inducida en pantallas metálicas	301
Longitud máxima de jalado	406
Cables subterráneos	420
Celda de baja	609
Celda de media	612
Fusible de alta tensión	640
Protección de motores	645
Fusibles	664
Terminales	487,488,496
Tetrafilar	8,132,512
Triángulo	8,449
TOV (Sobrevoltaje temporal)	810
Transformadores	8,218,219,220,327,723,726
Distribución	169,179,185,191,209
Básico	190
Red	523
Subestación aérea	592,792
Protección	643,715
Daño	716,717
Trifásico	8
Cable	118
Sistema	132,512,835
Recloser	753
Trifilar	
Sistema monofásico	
Tripolar	
Cable	106,243
Seccionador	632,634

U.

Uniterrizado	327,328,331
Unipolar	
Cables	124

V.

Vacío	
Fusible	710
Ventilación	
Plantas de emergencia	621
Vibración	
Plantas de emergencia	620
Voltaje	8,806,809,810

Niveles	316,512
Suiches	523
Nominal	711
Regulación	813
Duplicación	825
Cuadruplicación	826
Vulcanel	418
Z.	
Zanjas	390,448,583