

MANUAL CELSIA PARA REDES SUBTERRÁNEAS DE MEDIA Y BAJA TENSION

ÍNDICE

Contenido

1	INTRODUCCIÓN.....	10
2	OBJETO.....	10
3	REGLAMENTACIÓN.....	11
4	CAMPO DE APLICACION.....	11
5	CONDICIONES DEL SERVICIO	12
6	COMPONENTES DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA.	13
7	INFRAESTRUCTURA CIVIL.....	14
8	EXCAVACIONES	17
8.1	Sentido.....	17
8.2	Cruce de vías	18
8.3	Dimensión excavación.....	18
8.4	Trazado canalización.....	18
8.5	Restablecimiento de vías	18
8.6	Nivelación y compactación.....	18
9	DISPOSICIÓN E INSTALACIÓN DE DUCTOS.....	27
9.1	Transición de red aérea a subterránea.....	27
9.2	Separadores en instalación de los bancos de ductos	28
9.3	Uniones en banco de ductos.....	28
9.4	Señalizaciones en banda plástica.....	29
9.5	Resumen ductos normalizados	31
9.6	Tuberías flexibles.....	32
9.7	Ductos metálicos	32
9.8	Curvaturas	32
9.9	Acople de ductos de PVC.....	32
9.10	Ductos en terrenos inestables.....	33
9.11	Ductos de reserva	33
10	CAJAS Y CÁMARAS	33
10.1	Boquillas	34
10.2	Relleno alrededor de la caja o de la cámara	35
10.3	Cajas de paso en transiciones	35

10.4	Zonas de circulación vehicular	35
10.5	Cajas de paso en andenes o zonas verdes	35
10.6	Cajas de paso en linderos de las propiedades.....	35
10.7	Cambios en planos horizontal y vertical.....	35
10.8	Cambio de diámetro de ductos	35
10.9	Cajas en zonas inundables	35
10.10	Compartimiento de las cajas	36
10.11	Cruce con redes de otros servicios	36
10.12	Drenajes.....	36
11	RED DE MEDIA TENSIÓN.....	36
11.1	Conductores de Media Tensión	36
11.2	Empalmes de Media Tensión.....	41
11.3	Terminales Premoldeados de Media Tensión	42
11.4	Conectores para Media Tensión	42
11.5	Adaptadores	43
11.6	Dispositivos de Protección Contra Sobretensiones (DPS)	44
12	RED DE BAJA TENSIÓN	45
12.1	Señalización.....	48
12.2	Trazado.....	48
12.3	Paralelismos.....	49
12.4	Depósitos de carburante	49
12.5	Cimentaciones de otros servicios	49
12.6	Cruzamientos.....	50
13	TOPOLOGÍAS PARA REDES SUBTERRÁNEAS MT	50
13.1	Seccionamiento 3L.....	51
13.2	Sistema Radial	52
13.3	Alimentación Alterna	53
13.4	Alimentación en Anillo.....	53
13.5	Alimentación en Anillo con Derivación Radial.....	55
13.6	Circuito Dedicado con Circuito de Suplencia.....	55
13.7	Anillo dentro de otro Anillo	56

13.8	Paso de aéreo a subterráneo en media tensión.....	57
14	EQUIPOS DE CORTE Y PROTECCIÓN DE MEDIA TENSIÓN.....	58
14.1	Protección Contra Sobreintensidades.....	58
14.2	Protección Contra Sobretensiones	58
14.3	Seccionador de Maniobra Sumergible	58
14.4	Reconectador (Recloser)	61
14.5	Barraje preformados para Media Tensión	62
14.6	Indicador de falla MT	63
15	EQUIPOS DE CORTE Y PROTECCIÓN DE BAJA TENSIÓN	65
15.1	Protección Contra Sobreintensidades.....	65
15.2	Barraje preformado para Baja Tensión.....	65
15.3	Puesta a Tierra para Redes Subterráneas.....	66
16	CARACTERÍSTICAS PARTICULARES	68
16.1	Memoria.....	68
16.2	Planos de Localización	69
16.3	Otros Planos.....	70
16.4	Presupuesto.....	70
17	MEMORIAS DE CÁLCULO.....	70
17.1	Cálculo eléctrico media tensión.....	70
17.1.1	Resistencia del Conductor.....	70
17.1.2	Reactancia Inductiva del Conductor	72
17.1.3	Capacitancia	73
17.1.4	Corriente de Conductores Enterrados	74
17.1.5	Corrientes de Conductores en Banco de Ductos	75
17.1.6	Factores de Corrección.....	76
17.1.7	Pérdidas dieléctricas.....	79
17.1.8	Intensidades de Cortocircuito Admisibles en los Conductores.....	81
17.1.9	Intensidades de cortocircuito admisibles en las pantallas.	82
17.1.10	Caída de tensión	83
17.1.11	Potencia a transportar	85
17.1.12	Pérdidas de potencia.....	89
17.2	Cálculo eléctrico baja tensión.....	90

17.2.1	Resistencia del Conductor.....	90
17.2.2	Reactancia inductiva del conductor	93
17.2.3	Corriente de conductores enterrados.....	94
17.2.4	Corrientes de Conductores en Banco de Ductos	95
17.2.5	Factores de Corrección.....	95
17.2.6	Intensidades de Cortocircuito Admisibles en los Conductores.....	98
17.2.7	Caída de Tensión.....	99
17.2.8	Potencia a Transportar.....	101
17.2.9	Porcentaje de Pérdidas de Potencia.....	102
17.2.10	Cargas de diseño.....	103
17.2.11	Factores de Simultaneidad.....	104
17.3	Calculo eléctrico acometidas BT	105
17.3.1	Instalación Acometidas	107
17.3.2	Protección de la Acometida	107
17.4	Cálculo mecánico	109
17.4.1	Tensión Máxima de Tendido	109
17.4.2	Radio Mínimo de Curvatura.....	110
18	GRÁFICOS EN MEDIA TENSIÓN	111
18.1	Gráficos de caída de tensión para cables de M.T.....	111
18.2	Gráficos de pérdida de potencia para cables de M.T.....	114
19	GRÁFICOS EN BAJA TENSIÓN.....	117
19.1	Gráficos de caída de tensión para cables de B.T.....	117
19.2	Gráficos de potencia de transporte para cables de B.T.....	123
19.3	Gráficos de pérdida de potencia para cables de B.T.	135

INDICE DE TABLAS

Tabla 5.1	Condiciones de servicio.....	13
Tabla 6.1	Redes de distribución de CELSIA	13
Tabla 7.1	Profundidades mínimas enterramiento redes distribución subterráneas	16
Tabla 11.1	Características de los cables de aluminio de Media Tensión 15 kV y 35 kV	38
Tabla 11.2	Características de los conductores de aluminio para cable de 15 kV	39
Tabla 11.3	Características de los conductores de aluminio para cable de 34.5 kV	40
Tabla 11.4	Código de colores para conductores CA. RETIE Tabla 6.5	41

Tabla 11.5 Código de colores para conductores CC. RETIE Tabla 6.6	41
Tabla 12.1 Cables para redes subterráneas a usar en las redes de Baja Tensión	46
Tabla 12.2 Características de conductor de aluminio para redes de Baja Tensión	47
Tabla 12.3 Características conductor de aluminio para acometidas	48
Tabla 14.1 Esquemas de seccionadores de maniobra para red subterránea G&W Electric.	59
Tabla 15.1 Sección conductor aislado línea tierra	68
Tabla 15.2 Sección conductor desnudo línea tierra	68
Tabla 17.1 Resistencia conductores de aluminio MT líneas trifásicas	72
Tabla 17.2 Constante en función del número de alambres	73
Tabla 17.3 Reactancia línea trifásica equilibrada	73
Tabla 17.4 Capacitancia línea trifásica	74
Tabla 17.5 Intensidad máxima conductor aluminio M.T.	75
Tabla 17.6 Intensidad conductor monopolar aluminio M.T.	75
Tabla 17.7 Coeficiente corrección temperatura terreno distinta a 20 °C	77
Tabla 17.8 Coeficiente de corrección del terreno	77
Tabla 17.9 Coeficiente corrección resistividad térmica terreno	77
Tabla 17.10 Coeficiente de corrección en función de la profundidad	78
Tabla 17.11 Coeficiente corrección en función temperatura ambiente	78
Tabla 17.12 Coeficiente corrección cables bandejas	79
Tabla 17.13 Pérdidas dieléctricas en el aislante líneas de M.T.	80
Tabla 17.14 Intensidad de carga capacitiva línea M.T.	81
Tabla 17.15 Intensidad de cortocircuito conductores aluminio	82
Tabla 17.16 Intensidad de cortocircuito pantalla de cobre	82
Tabla 17.17 Valores máximos y mínimos permitidos en el SIN	84
Tabla 17.18 Máximas caídas de tensión permitidas	84
Tabla 17.19 Caída de tensión trifásica según calibre	85
Tabla 17.20 Potencia trifásica cable directamente enterrado	86
Tabla 17.21 Potencia trifásica máxima MT FP=0.9 cable directamente enterrado 13.2 kV	87
Tabla 17.22 Potencia trifásica máxima MT FP=0.8 cable directamente enterrado 34.5 kV	87
Tabla 17.23 Potencia trifásica máxima MT FP=0.9 cable directamente enterrado 34.5 kV	88
Tabla 17.24 Potencia trifásica máxima MT FP=0.8 temperatura ambiente 20 °C 13.2 kV	88
Tabla 17.25 Potencia trifásica máxima MT FP=0.9 temperatura ambiente 20 °C 13.2 kV	88
Tabla 17.26 Pérdidas trifásicas de potencia en %	90
Tabla 17.27 Resistencia conductores	92
Tabla 17.28 Constante K de conductores	93
Tabla 17.29 Reactancia de conductores B.T.	94
Tabla 17.30 Intensidad máxima admisible conductor directamente enterrado	95
Tabla 17.31 Coeficiente de corrección de temperatura del terreno	96
Tabla 17.32 Coeficiente de corrección del terreno	96
Tabla 17.33 Coeficiente de corrección resistividad térmica	96
Tabla 17.34 Coeficiente corrección función de la profundidad	97
Tabla 17.35 Coeficiente corrección función de la temperatura	97
Tabla 17.36 Coeficiente corrección función del # de cables	98
Tabla 17.37 Intensidades de cortocircuito admisibles	99

Tabla 17.38 Caídas de tensión conductores B.T.....	100
Tabla 17.39 Potencia máxima cables directamente enterrados	102
Tabla 17.40 Porcentaje de potencia de pérdida B.T.	103
Tabla 17.41 Cargas de diseño	104
Tabla 17.42 Factor de simultaneidad por rango o estrato	104
Tabla 17.43 Factor de simultaneidad según número de usuarios	105
Tabla 17.44 I máxima interruptores automáticos para acometida de aluminio	108

INDICE DE FIGURAS

Figura No. 8.1 Separadores de ductos	19
Figura No. 8.2 Disposición de ductos para Baja Tensión.....	20
Figura No. 8.3 Disposición de una capa de ductos para Media tensión	21
Figura No. 8.4 Disposición de dos capas de ductos para Media Tensión 13.2 kV	22
Figura No. 8.5 Disposición de tres capas para Media Tensión 13.2 kV.....	23
Figura No. 8.6 Disposición de una capa de ductos para Media Tensión 34.5 kV	24
Figura No. 8.7 Disposición de dos capas para Media Tensión 34.5 kV	25
Figura No. 8.8 Disposición de tres capas de ductos para Media Tensión 34.5 kV	26
Figura No. 9.1 Transición de aéreo a subterráneo en B.T.	27
Figura No. 9.2 Transición de aéreo a subterráneo en M.T.	28
Figura No. 9.3 Ubicación de acoples entre tuberías	29
Figura No. 9.4 Banco de ductos con separadores	29
Figura No. 9.5 Cinta de seguridad amarilla.....	30
Figura No. 9.6 Cinta de seguridad roja.....	30
Figura No. 9.7 Enterramiento directo de cable para un circuito	31
Figura No. 9.8 Enterramiento directo de cable para varios circuitos	31
Figura No. 10.1 Boquilla para ducto de PVC y ducto METALICO.....	35
Figura No. 11.1 Componentes de un cable aislado de Media Tensión	37
Figura No. 11.2 Empalme premoldeado de Media Tensión	42
Figura No. 11.3 Terminales tipo exterior (arriba), tipo interior (abajo).....	42
Figura No. 11.4 Conector tipo codo para 200 A. aptura bajo carga	43
Figura No. 11.5 Conector tipo codo para 600 A. apertura sin carga	43
Figura No. 11.6 Combinaciones de conectores tipo codo y sus adaptadores Cooper Power Systems	44
Figura No. 11.7 DPS tipo codo para red subterránea	45
Figura No. 13.1 Sistema seccionamiento 3L	52
Figura No. 13.2 Sistema seccionamiento Radial	53
Figura No. 13.3 Sistema alimentación alterna	53
Figura No. 13.4 Sistema en Anillo.....	55
Figura No. 13.5 Sistema en Anillo con Derivación Radial	55
Figura No. 13.6 Sistema Circuito Dedicado y Circuito de Suplencia	56
Figura No. 13.7 Sistema Anillo dentro de un Anillo.....	57
Figura No. 14.1 Seccionador de maniobra sumergible de tanque circular G&W Electric	60

Figura No. 14.2 Seccionador de maniobra sumergible de tanque circular	60
Figura No. 14.3 Seccionador de maniobra sumergible de tanque circular	61
Figura No. 14.4 Reconectador tipo pedestal para red subterránea	62
Figura No. 14.5 Vista interior de reconectador tipo pedestal, EATON	62
Figura No. 14.6 Forma de conexión de barraje de M.T.	63
Figura No. 14.7 Ubicación de señalizadores de falla	64
Figura No. 14.8 Montaje de señalizadores de falla	64
Figura No. 14.9 Ubicación de indicadores de falla	64
Figura No. 15.1 Disposición de conexiones en Barraje de B.T.	66
Figura No. 17.1 Detalle ubicación ductos	76
Figura No. 17.2 Detalle de separación y cantidad de cables	89

INDICE DE GRAFICOS

Gráfico No. 18.1 Caída de Tensión línea trifásica U=13.2 kV 4/0 AWG	111
Gráfico No. 18.2 Caída de Tensión línea trifásica U=34.5 kV 4/0 AWG	112
Gráfico No. 18.3 Caída de Tensión línea trifásica U=13.2 kV 500 MCM	112
Gráfico No. 18.4 Caída de Tensión línea trifásica U=34.5 kV 500 MCM	113
Gráfico No. 18.5 Caída de Tensión línea trifásica U=13.2 kV 750 MCM	113
Gráfico No. 18.6 Pérdida de potencia en línea trifásica U=13.2 kV 4/0 AWG	114
Gráfico No. 18.7 Pérdida de potencia en línea trifásica U=34.5 kV 4/0 AWG	114
Gráfico No. 18.8 Pérdida de potencia en línea trifásica U=13.2 kV 500 MCM	115
Gráfico No. 18.9 Pérdida de potencia en línea trifásica U=34.5 kV 500 MCM	115
Gráfico No. 18.10 Pérdida de potencia en línea trifásica U=13.2 kV 750 MCM	116
Gráfico No. 19.1 Caída de Tensión línea monofásica 4/0 AWG – 240 V	117
Gráfico No. 19.2 Caída de Tensión línea monofásica 1/0 AWG – 240 V	117
Gráfico No. 19.3 Caída de Tensión línea monofásica 3X#4 AWG – 240 V	118
Gráfico No. 19.4 Caída de Tensión línea monofásica 3X #6 AWG – 240 V	118
Gráfico No. 19.5 Caída de Tensión línea trifásica 500 MCM – 208 V	119
Gráfico No. 19.6 Caída de Tensión línea trifásica 500 MCM – 240 V	119
Gráfico No. 19.7 Caída de Tensión línea trifásica 4/0 AWG – 208 V	120
Gráfico No. 19.8 Caída de Tensión línea trifásica 4/0 AWG – 240 V	120
Gráfico No. 19.9 Caída de Tensión línea trifásica 1/0 AWG – 208 V	121
Gráfico No. 19.10 Caída de Tensión línea trifásica 1/0 AWG – 240 V	121
Gráfico No. 19.11 Caída de Tensión línea trifásica 4X #4 AWG – 208 V	122
Gráfico No. 19.12 Caída de Tensión línea trifásica 4X #4 AWG – 240 V	122
Gráfico No. 19.13 Potencia máxima de transporte 4/0 AWG línea monofásica 240 V $\cos \phi = 0.8$	123
Gráfico No. 19.14 Potencia máxima de transporte 4/0 AWG línea monofásica 240 V $\cos \phi = 0.9$	123
Gráfico No. 19.15 Potencia máxima de transporte 4/0 AWG línea monofásica 240 V $\cos \phi = 1.0$	124
Gráfico No. 19.16 Potencia máxima de transporte 1/0 AWG línea monofásica 240 V $\cos \phi = 0.8$	124
Gráfico No. 19.17 Potencia máxima de transporte 1/0 AWG línea monofásica 240 V $\cos \phi = 0.9$	125
Gráfico No. 19.18 Potencia máxima de transporte 1/0 AWG línea monofásica 240 V $\cos \phi = 1.0$	125
Gráfico No. 19.19 Potencia máxima de transporte 500 MCM línea trifásica 208 V $\cos \phi = 0.8$	126

Gráfico No. 19.20 Potencia máxima de transporte 500 MCM línea trifásica 208 V $\cos \phi = 0.9$	126
Gráfico No. 19.21 Potencia máxima de transporte 500 MCM línea trifásica 208 V $\cos \phi = 1.0$	127
Gráfico No. 19.22 Potencia máxima de transporte 500 MCM línea trifásica 240 V $\cos \phi = 0.8$	127
Gráfico No. 19.23 Potencia máxima de transporte 500 MCM línea trifásica 240 V $\cos \phi = 0.9$	128
Gráfico No. 19.24 Potencia máxima de transporte 500 MCM línea trifásica 240 V $\cos \phi = 1.0$	128
Gráfico No. 19.25 Potencia máxima de transporte 4/0 AWG línea trifásica 208 V $\cos \phi = 0.8$	129
Gráfico No. 19.26 Potencia máxima de transporte 4/0 AWG línea trifásica 208 V $\cos \phi = 0.9$	129
Gráfico No. 19.27 Potencia máxima de transporte 4/0 AWG línea trifásica 208 V $\cos \phi = 1.0$	130
Gráfico No. 19.28 Potencia máxima de transporte 4/0 AWG línea trifásica 240 V $\cos \phi = 0.8$	130
Gráfico No. 19.29 Potencia máxima de transporte 4/0 AWG línea trifásica 240 V $\cos \phi = 0.9$	131
Gráfico No. 19.30 Potencia máxima de transporte 4/0 AWG línea trifásica 240 V $\cos \phi = 1.0$	131
Gráfico No. 19.31 Potencia máxima de transporte 1/0 AWG línea trifásica 208 V $\cos \phi = 0.8$	132
Gráfico No. 19.32 Potencia máxima de transporte 1/0 AWG línea trifásica 208 V $\cos \phi = 0.9$	132
Gráfico No. 19.33 Potencia máxima de transporte 1/0 AWG línea trifásica 208 V $\cos \phi = 1.0$	133
Gráfico No. 19.34 Potencia máxima de transporte 1/0 AWG línea trifásica 240 V $\cos \phi = 0.8$	133
Gráfico No. 19.35 Potencia máxima de transporte 1/0 AWG línea trifásica 240 V $\cos \phi = 0.9$	134
Gráfico No. 19.36 Potencia máxima de transporte 1/0 AWG línea trifásica 240 V $\cos \phi = 1.0$	134
Gráfico No. 19.37 Pérdida de potencia 4/0 AWG línea monofásica 240 V	135
Gráfico No. 19.38 Pérdida de potencia 1/0 AWG línea monofásica 240 V	135
Gráfico No. 19.39 Pérdida de potencia 3X #4 AWG línea monofásica 240 V	136
Gráfico No. 19.40 Pérdida de potencia 3X #6 AWG línea monofásica 240 V	136
Gráfico No. 19.41 Pérdida de potencia 500 MCM línea trifásica 208 V	137
Gráfico No. 19.42 Pérdida de potencia 500 MCM línea trifásica 240 V	137
Gráfico No. 19.43 Pérdida de potencia 4/0 AWG línea trifásica 208 V	138
Gráfico No. 19.44 Pérdida de potencia 4/0 AWG línea trifásica 240 V	138
Gráfico No. 19.45 Pérdida de potencia 1/0 AWG línea trifásica 208 V	139
Gráfico No. 19.46 Pérdida de potencia 1/0 AWG línea trifásica 240 V	139
Gráfico No. 19.47 Pérdida de potencia 4X #4 AWG línea trifásica 208 V	140
Gráfico No. 19.48 Pérdida de potencia 4X #4 AWG línea trifásica 240 V	140

MANUAL CELSIA PARA REDES SUBTERRÁNEAS DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN

1 INTRODUCCIÓN

El presente documento constituye el MANUAL aplicable a líneas eléctricas subterráneas de Media tensión para conductores de aluminio y cobre 750 kcmil, 500 kcmil, 4/0 AWG y 1/0 AWG y líneas subterráneas de Baja tensión para distribución con conductores de aluminio 500 kcmil, 4/0 AWG y 1/0 AWG, para acometidas con conductores de aluminio y cobre 4 x #4 AWG, 3 x #4 AWG, 3 x #6 AWG y 4 x #6 AWG.

Este MANUAL es un elemento de consulta para el diseño de las redes subterráneas de CELSIA, que permitirá la construcción de una infraestructura de alta confiabilidad y por tanto una calidad de servicio conforme lo exige la regulación vigente. Para lograr este objetivo, se requiere principalmente hacer la red subterránea con una alta resistencia a su mayor enemigo que es la humedad. En las especificaciones se definen elementos para que trabajen inclusive sumergidos en el agua sin que se interrumpa el servicio; es de aclarar que este no es el único factor a tener en cuenta, porque también son necesarias las buenas prácticas de montaje siguiendo lo especificado en esta manual, en las recomendaciones de los fabricantes, en el dimensionamiento adecuado de los equipos y materiales; y el mantenimiento de la red principalmente el Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM).

2 OBJETO

El presente MANUAL CELSIA PARA REDES SUBTERRÁNEAS tiene por objeto, definir las especificaciones técnicas civiles, eléctricas, métodos de montaje y prácticas de mantenimiento para las redes eléctricas de distribución subterráneas de media tensión a 13.2 kV y 34.5 kV; y baja tensión a 240/120 V y 208/120 V, en la jurisdicción de las empresas de energía de **CELSIA**. Este documento servirá de base para la tramitación oficial de cada obra, en cuanto a su Autorización Administrativa, sin más requisitos que la presentación de las características particulares de la misma, haciendo constar que su diseño se ha realizado de acuerdo con este MANUAL.

Los Operadores de Red (OR) deben cumplir con la normativa vigente, basada en las Leyes 142 y 143 de 1994, Resoluciones CREG 025 de 1995 o Código de Red, 070 de 1998 o Reglamento de Distribución, el POT de los municipios relacionados con las obras de infraestructura eléctrica de CELSIA, el RETIE, el RETILAP y las disposiciones ambientales pertinentes.

Los procedimientos para la aprobación de una solicitud de conexión por parte del Operador de Red (OR) se diferencian según el tipo de conexión: cargas

que no implican la expansión de la red del Sistema de Transmisión Regional (STR) y/o Sistema de Distribución Local (SDL) y cargas que sí implican la expansión de dichos sistemas. El cliente deberá presentar los planos eléctricos del inmueble y de la acometida hasta el punto de conexión definido en la etapa de disponibilidad, así como las características de la demanda. El OR podrá especificar un nivel de tensión de conexión diferente al solicitado por el cliente por razones técnicas debidamente sustentadas. Si la solicitud se relaciona con la modificación de una conexión existente, el cliente deberá presentar los planos eléctricos actuales y los nuevos con la modificación requerida.

Celsia como Operador de Red está en la obligación facilitar a los clientes, cuando lo soliciten, un punto de conexión a su sistema de distribución que sea viable y garantizar el libre acceso a las redes, bajo igualdad de condiciones; así mismo el usuario debe suministrar la información relacionada con el proyecto, en la cual debe incluir entre otros, los datos de ubicación del inmueble, la carga proyectada para la conexión, la acometida y el posible punto de conexión. En los planos georreferenciados se incluirá la ruta del proyecto, las vías con sus paramentos, las aceras, separadores viales y ubicación de otros servicios públicos con redes subterráneas, como los de comunicaciones, agua, alcantarillado y gas.

CELSIA recibirá el proyecto una vez se cumpla con las normas definidas en este manual y sea demostrada la conformidad de las instalaciones eléctricas como lo establece el RETIE en el Artículo 34.

3 REGLAMENTACIÓN

En la redacción del presente MANUAL se han tenido en cuenta, la siguiente documentación técnica:

- Reglamento Colombiano de Construcción Sismo Resistente NSR 10.
- Norma Técnica ICONTEC 2050.
- Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE.
- El Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público.
- Norma Técnica ICONTEC 2486-2
- Norma Técnica ICONTEC 1099-1
- Norma Técnica ICONTEC 4564
- National Electrical Code (NEC) – Estados Unidos. Edición 2002.
- National Electrical Safety Code (NESC) – Estados Unidos. Edición 1997.
- American National Standard Institute (ANSI).
- American Society for Testing and Materials (ASTM).

4 CAMPO DE APLICACION

El MANUAL CELSIA PARA REDES ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE MEDIA Y BAJA TENSION se aplicará al diseño general y cálculo de los diferentes elementos que

intervienen en la construcción de líneas eléctricas subterráneas de 13,2, 34,5 kV, con conductores de cobre y aluminio 750 kcmil, 500 kcmil, 4/0 AWG y 1/0 AWG y redes subterráneas de baja tensión con conductores de aluminio 500 kcmil, 4/0AWG y 1/0 AWG, conductores de cobre y aluminio para acometidas 4 x #4 AWG, 3 x #4 AWG, 3 x #6 AWG y 4 x #6 AWG.

La potencia a considerar debe ser aquella que se prevea debe transportar la línea, al menos a medio plazo, determinada por un anteproyecto general o por aumentos de demanda previsibles.

Las líneas subterráneas se emplearán en localidades y zonas urbanizadas, cuando lo exijan las condiciones arquitectónicas, los POT municipales, la imposibilidad de construir redes aéreas por el no cumplimiento de distancias de seguridad y cuando a juicio del proyectista sea ésta la solución idónea.

5 CONDICIONES DEL SERVICIO

Las condiciones de servicio representan un promedio de las características ambientales de los departamentos del Tolima y Valle del Cauca, en los que se encuentran los sistemas de distribución de CELSIA. Debido a su similitud geográfica como departamentos con valles, cordilleras é hidrología similares, se pueden considerar que tienen en común las condiciones como altura sobre el nivel del mar, temperatura y velocidad del viento, que se resumen en la **Tabla 5.1**.

En el sistema del Valle del Cauca, el caso excepcional es el sistema de distribución del puerto de Buenaventura, con un ambiente húmedo por su alto nivel pluviométrico, de alta salinidad y un urbanismo con limitaciones de espacio público que requiere soluciones especiales.

El sistema de distribución en media tensión es de 13.2 kV a cuatro hilos, conexión **Y** puesta a tierra con neutro corrido.

Condiciones Ambientales	
Altura sobre el nivel del mar [msnm]	0 – 3 000
Ambiente tropical	Contaminación Normal
Humedad relativa Máxima / Promedio [%]	96 / 90
Temperaturas: Mín. / Prom. / Máx. [°C] de 0 – 1 000 msnm	15 / 26 / 40
Temperaturas: Mín. / Prom. / Máx. [°C] de 1 000 – 2 000 msnm	10 / 20 / 35

Temperaturas: Mín. / Prom. / Máx. [°C] de 2 000 – 3 000 msnm	5 /15 /30
Velocidad máxima del viento [km/h]	100
Velocidad máxima promedio de viento [km/h]	60

Tabla 5.1 Condiciones de servicio

6 COMPONENTES DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA.

Para efectos de este manual las redes de distribución subterránea de energía de CELSIA se resumen en la **Tabla 6.1**

Tipo de servicio	Tipo de Red	Tensión Fase-Fase [V]
Alumbrado Público (AP)	Monofásica o Trifásica	Depende del proyecto del operador de AP
Baja Tensión Hasta 600 V	Monofásica o Trifásica Neutro puesto a tierra	Red Monofásica 120/240 Red Trifásica 120/208
Media Tensión 13.200 V	Monofásica Trifásica tres hilos Trifásica cuatro hilos*	13.200
Media Tensión 34.500 V	Trifásica tres hilos	34.500

Tabla 6.1 Redes de distribución de CELSIA

(*) Corresponde a la red de distribución de BUENAVENTURA, Valle del Cauca.

Tanto en media como en baja tensión, se identifican dos tipos de infraestructura, una de tipo civil y la otra de tipo eléctrico.

Infraestructura Civil

Para las redes subterráneas la infraestructura civil la conforman los siguientes elementos:

- Canalizaciones
- cajas
- Cámaras
- Cárcamos
- Afloramientos

Infraestructura Eléctrica

La infraestructura eléctrica, la conforman los siguientes elementos y equipos:

- Cables de media tensión aislados a 15 kV y a 35 kV
- Terminales, elementos de conexión y empalmes para cables de media tensión
- Cables de baja tensión aislados a 600 V
- Terminales, elementos de conexión y empalmes para cables de baja tensión
- Equipos de maniobra
- Equipos de protección
- Transformadores
- Equipos de regulación
- Equipos de señalización de fallas

7 INFRAESTRUCTURA CIVIL

La infraestructura civil en los sistemas de distribución de electricidad es un componente esencial en el presupuesto y en el buen desempeño del servicio público de electricidad. Los indicadores de calidad del servicio continuamente exigen el mejoramiento de la infraestructura en todos sus aspectos; pero tal vez en las circunstancias de emergencia causadas por un terremoto el servicio eléctrico es crucial en la reconstrucción de las zonas afectadas. Por estos dos factores se requiere que las normas de este manual estén basadas en entre otras en el Reglamento Colombiano de Construcción Sismo Resistente NSR 10.

El RETIE en el numeral 25.8 define las obligaciones de mantenimiento de la infraestructura en general de los operadores de red, el cual transcribimos: El operador de red o quien tenga el manejo de la red debe asegurar un mantenimiento adecuado de sus redes y subestaciones de distribución que minimice o elimine los riesgos, tanto de origen eléctrico como mecánico asociados a la infraestructura de distribución y deberá dejar evidencias mediante registros de las actividades desarrolladas en tales mantenimientos.

Para el desarrollo de cualquier proyecto, es requisito previo gestionar ante las entidades municipales los permisos correspondientes y ajustarse al Plan de Ordenamiento territorial vigente.

- a. Las canalizaciones seguirán los lineamientos definidos en el numeral 25.7.2 Conductores Subterráneos del RETIE.
 - Los ductos deben ser de materiales que reúnan las siguientes condiciones:
 - No higroscópicos
 - Mantener un grado de protección adecuado al tipo de uso.
 - Garantizar el que no rasguen o deterioren el aislamiento de los conductores.
- b. Se acepta el uso de tubos corrugados de PVC de doble pared tipo TDP Norma NTC 3363 tipo DB Norma NTC 1630 o de polietileno alta densidad para la protección mecánica térmica de cables de redes de media y baja tensión.
- c. Debe mantenerse una distancia útil mínima de 0,20 m entre el borde externo del conductor y cualquier otro servicio (gas, agua, calefacción, vapor, aire comprimido, entre otros). Si esta distancia no puede ser mantenida, se deben separar en forma efectiva las instalaciones a través de una hilera cerrada de ladrillos u otros materiales dieléctricos resistentes al fuego y al arco eléctrico, de por lo menos 5 cm de espesor.
- d. Los conductores dentro del ducto deben conservar la misma disposición y adecuación a lo largo de todo su recorrido, asegurando que se mantenga la separación de los circuitos.
- e. No se admite la instalación de cables sobre el nivel del suelo terminado, se entiende por "suelo terminado" el que habitualmente es pisado por las personas.
- f. La profundidad de enterramiento de ductos para redes de distribución subterráneas, tomada desde la superficie superior del suelo terminado hasta la parte superior del conductor o del ducto, no debe ser menor a los valores de la **Tabla 7.1**. Excepción: cuando existan conflictos con otras instalaciones subterráneas existentes en áreas peatonales para menos de 150 V pueden ser enterradas a una profundidad no menor a 0,45 m.

Tensión Fase-Fase [V]	Profundidad del Ducto [m]	Profundidad del conductor para enterramiento directo [m]
Alumbrado	0,50	0,50

Público		
0 a 600	0,60	0,60
13200	0,75	0,95
34500	1,00	1,20

Tabla 7.1 Profundidades mínimas enterramiento redes distribución subterráneas

- g. Los ductos se colocarán, con pendiente mínima del 0,1% hacia las cámaras de inspección, en una zanja de profundidad suficiente que permita el recubrimiento de relleno sobre el ducto.
- h. Los cables subterráneos instalados debajo de construcciones deben estar alojados en un ducto que salga como mínimo 0,30 m del perímetro de la construcción.
- i. Se deben instalar todos los conductores de un circuito de la línea, sea monofásica o polifásica con su conductor de neutro y puesta a tierra de protección en el mismo ducto, si por las dimensiones del ducto no caben todos los conductores del circuito, se deberán utilizar ductos paralelos, siempre que estén cercanos y no sean de materiales conductores de la electricidad. En ductos metálicos o conductores todo el circuito debe ir en el mismo ducto, ya que circuitos incompletos inducen corrientes que calientan el ducto, comprometiendo la seguridad.
- j. Las canalizaciones subterráneas con base en ductos deben tener cámaras de inspección o de paso, se deben instalar en tramos rectos a distancias no mayores a 80 m, salvo cuando existan causas debidamente justificadas en cálculos de tensión de halado que exijan una distancia diferente (por ejemplo, cruce de grandes avenidas), en cuyo caso debe quedar asentado en la memoria o especificación técnica del proyecto.
- k. Para cables de enterramiento directo, el fondo de la zanja será una superficie firme, lisa, libre de discontinuidades y sin obstáculos. El cable se dispondrá con una barrera de protección contra el deterioro mecánico de 21 MPa. A una distancia entre 20 y 30 cm por encima del cable deben instalarse cintas de identificación o señalización no degradables en un tiempo menor a la vida útil del cable enterrado.
- l. Solamente se permitirán cables directamente enterrados para acometidas con medición y protección en el punto de arranque.
- m. No se permitirán derivaciones en cables directamente enterrados.
- n. El calibre mínimo para enterramiento directo es el No. 2 AWG
- o. La transición de cable aéreo a subterráneo se hará con tubería y curva del

diámetro y calibre adecuado a los conductores.

- p. No se permitirán cables directamente enterrados en zonas fangosas o inestables.
- q. En circunstancias de emergencia se permitirá el enterramiento directo de cables con el fin de restablecer el servicio.
- r. Todas las transiciones entre tipos de cables, las conexiones a las cargas, o las derivaciones, deben realizarse en cámaras o cajas de inspección que permitan mantener las condiciones y grados de protección aplicables. Las dimensiones internas útiles de las cajas o cámaras de paso, derivación, conexión o salida deben ser adecuadas a las funciones específicas y permitir el tendido en función de la sección de los conductores.
- s. Las cajas y tapas para redes subterráneas podrán ser prefabricadas, siempre que sean de materiales resistentes a la corrosión, que resistan impacto y aplastamiento, dependiendo del ambiente y el uso del suelo donde se instalen, lo cual debe demostrarse mediante el cumplimiento de una norma técnica para ese tipo de producto, tal como la ANSI/STCE 77.
- t. El circuito y sus fases deben quedar debidamente identificados en las cámaras de inspección.
- u. Los empalmes y derivaciones de los conductores deben ser accesibles.
- v. Las uniones entre conductores deben asegurar la máxima hermeticidad posible y no deben alterar su sección transversal interna.
- w. Se permite el uso de conductores de aluminio en redes subterráneas de baja y media tensión siempre que el cable este certificado para uso subterráneo, sea instalado por profesionales competentes y se cumpla una norma técnica internacional, de reconocimiento internacional o NTC, tanto del producto como en la instalación.
- x. Para garantizar la hermeticidad de la red al agua, se deben instalar tapones en los extremos libres de cables.

8 EXCAVACIONES

8.1 Sentido

En lo posible se deben evitar las canalizaciones en el sentido longitudinal de las vías.

8.2 Cruce de vías

El cruce de vías se debe hacer perpendicular a estas y los ductos deben quedar embebidos en concreto con una resistencia mínima de 21 MPa que debe cubrir a los ductos mínimo 10 cm.

8.3 Dimensión excavación

La dimensión de la excavación se debe calcular con la cantidad de capas de ductos, que deben quedar mínimo a 90 mm de las paredes de la excavación. También se debe tener en cuenta las distancias de las bandas de señalización a los ductos y al piso terminado.

8.4 Trazado canalización

En el trazado de la canalización las redes secundarias o de nivel de tensión 1 son las más próximas de las edificaciones y las de Nivel 2 y Nivel 3 deben ser las más próximas al borde de la acera. Siempre se deben tener en cuenta las profundidades de los ductos definidas en la tabla 25.1 del RETIE.

8.5 Restablecimiento de vías

Se deben restablecer las vías a su condición original de acuerdo con las especificaciones de la secretaría de obras públicas, en el caso de las aceras con acabados especiales se deben reconstruir para que queden como estaban.

8.6 Nivelación y compactación

Una vez excavada la zanja se debe nivelar y compactar el fondo de ésta, se hace la capa de arena mínimo de 5 cm de espesor para que los ductos se asienten en ella, cuando está hecha la base se instalan los separadores Figuras 8.1, 9.3 y 9.4 y se procede a montar los ductos Figura 8.1 haciendo el relleno con arena en cada capa de ductos. Paso siguiente se hace relleno y se compactan las capas conforme las Figuras 8.2 a 8.8 Cuando se trate de bancos de ductos que crucen la vía, se vacía concreto hasta cubrir los ductos con una capa que sobresalga 10 cm por cada lado.

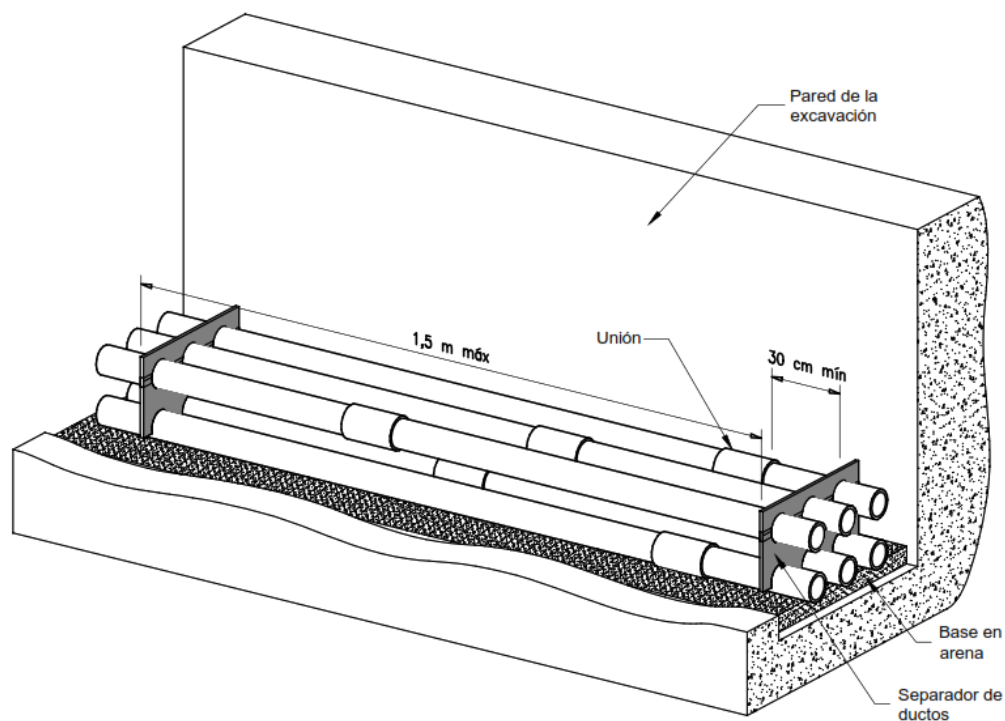


Figura No. 8.1 Separadores de ductos

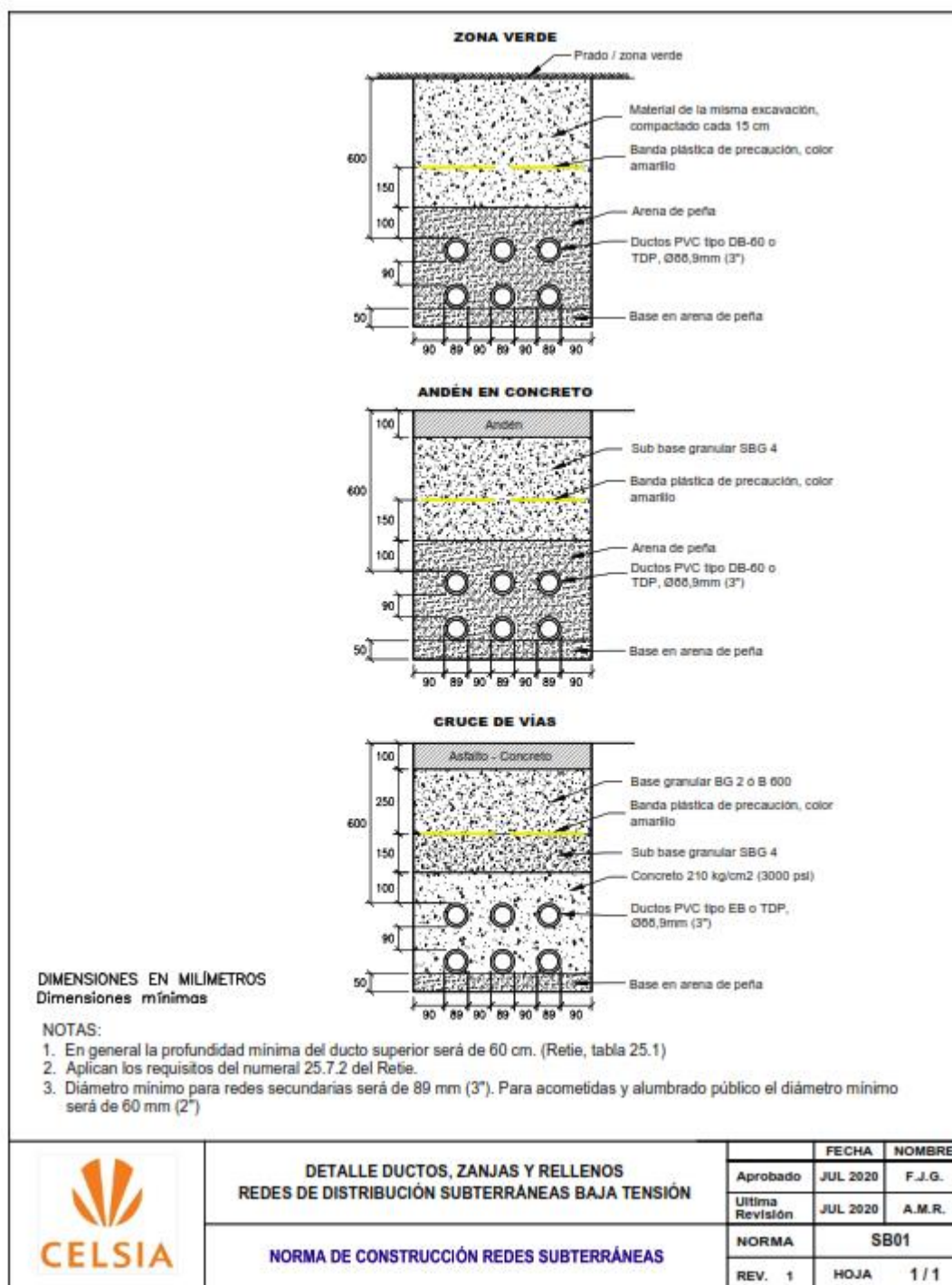


Figura No. 8.2 Disposición de ductos para Baja Tensión

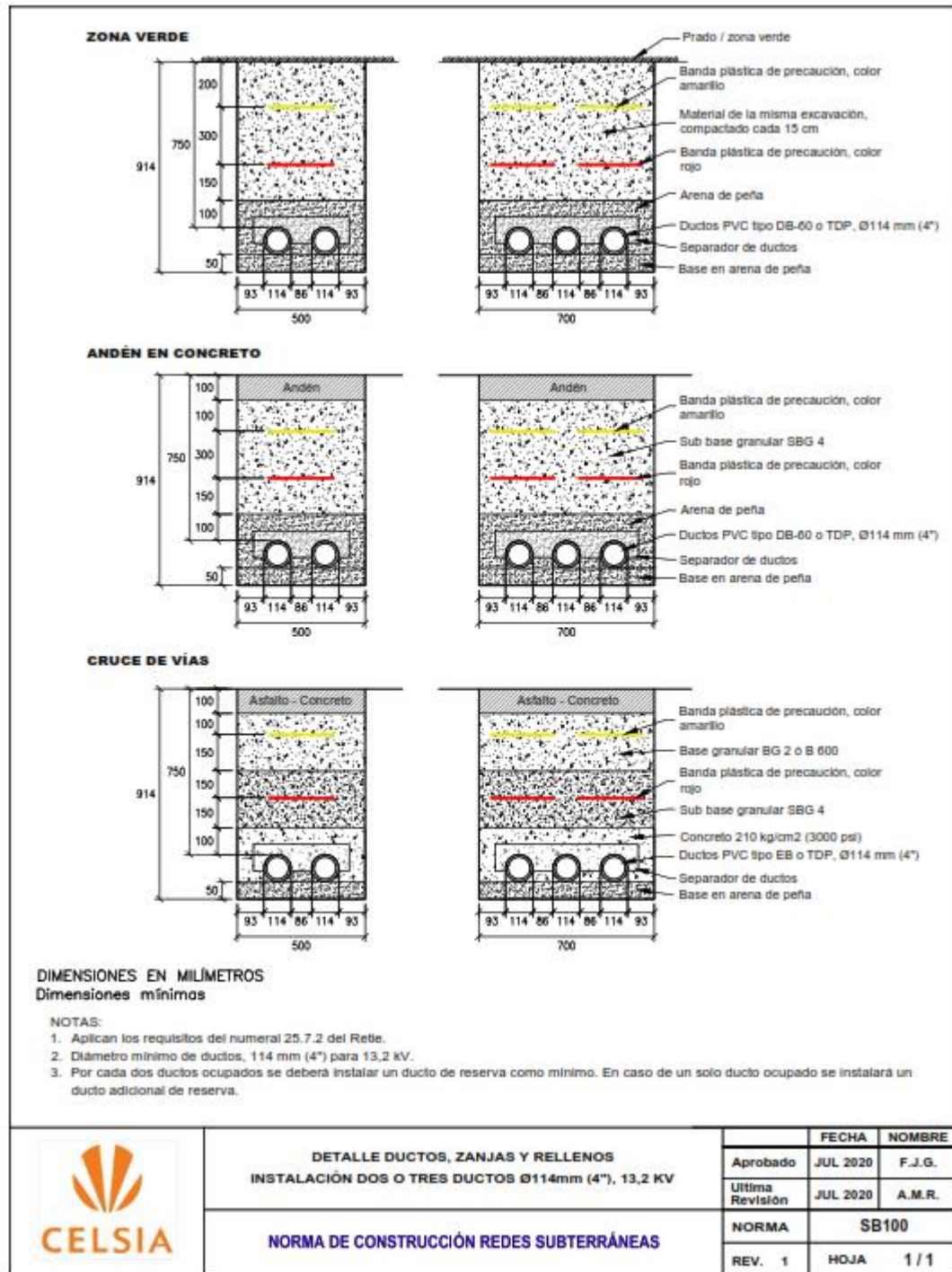


Figura No. 8.3 Disposición de una capa de ductos para Media tensión

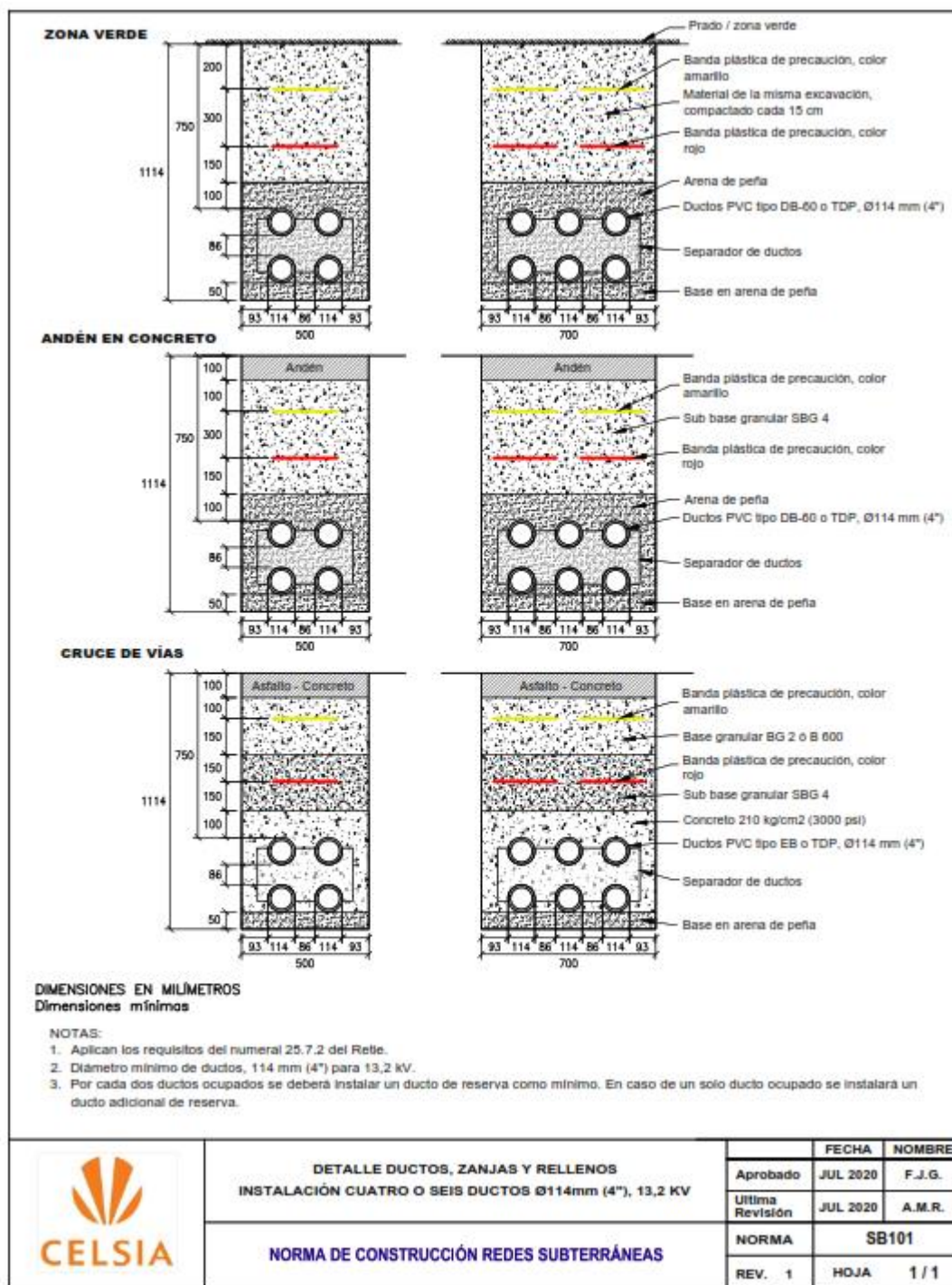


Figura No. 8.4 Disposición de dos capas de ductos para Media Tensión 13.2 kV

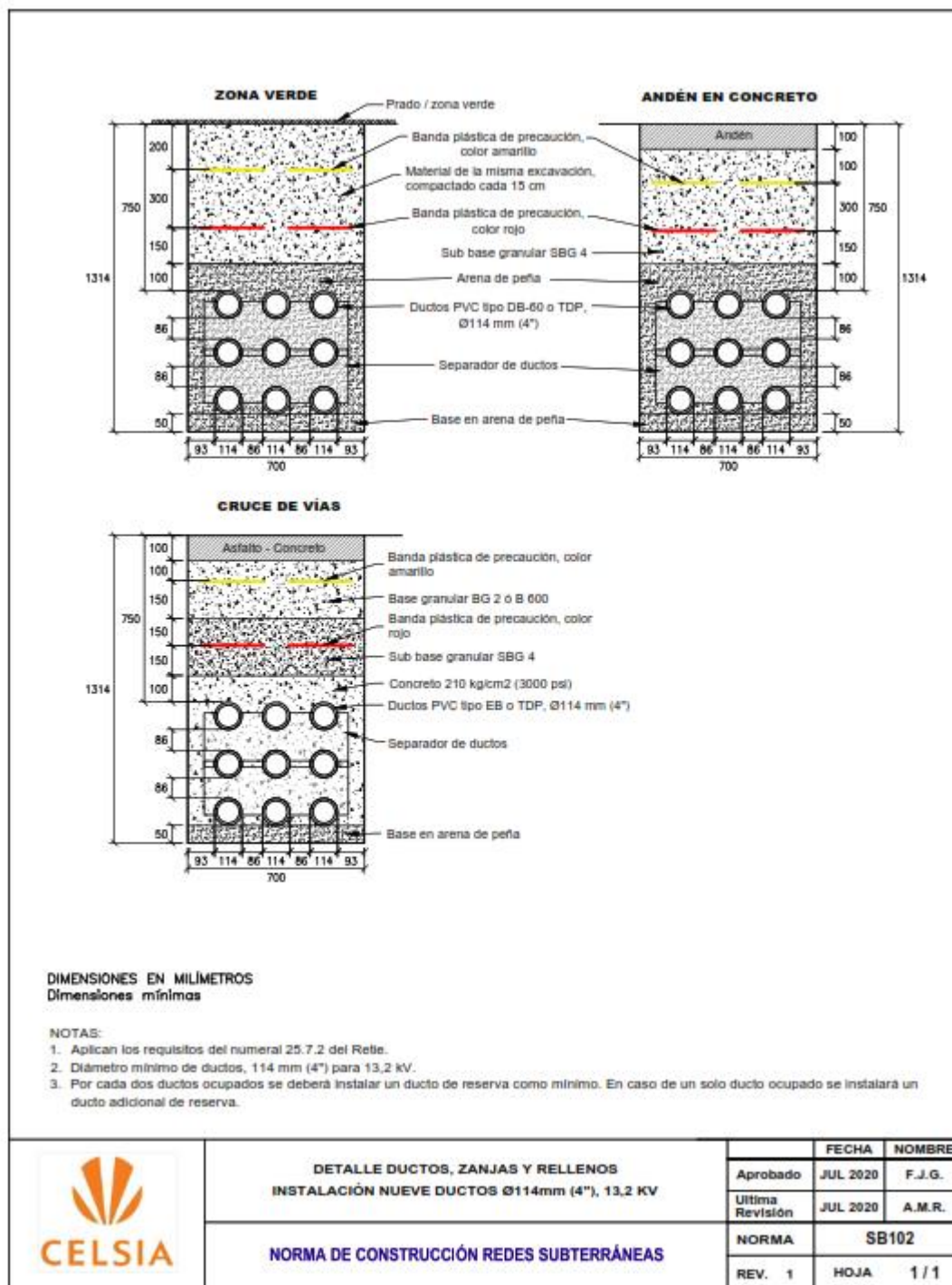


Figura No. 8.5 Disposición de tres capas para Media Tensión 13.2 kV

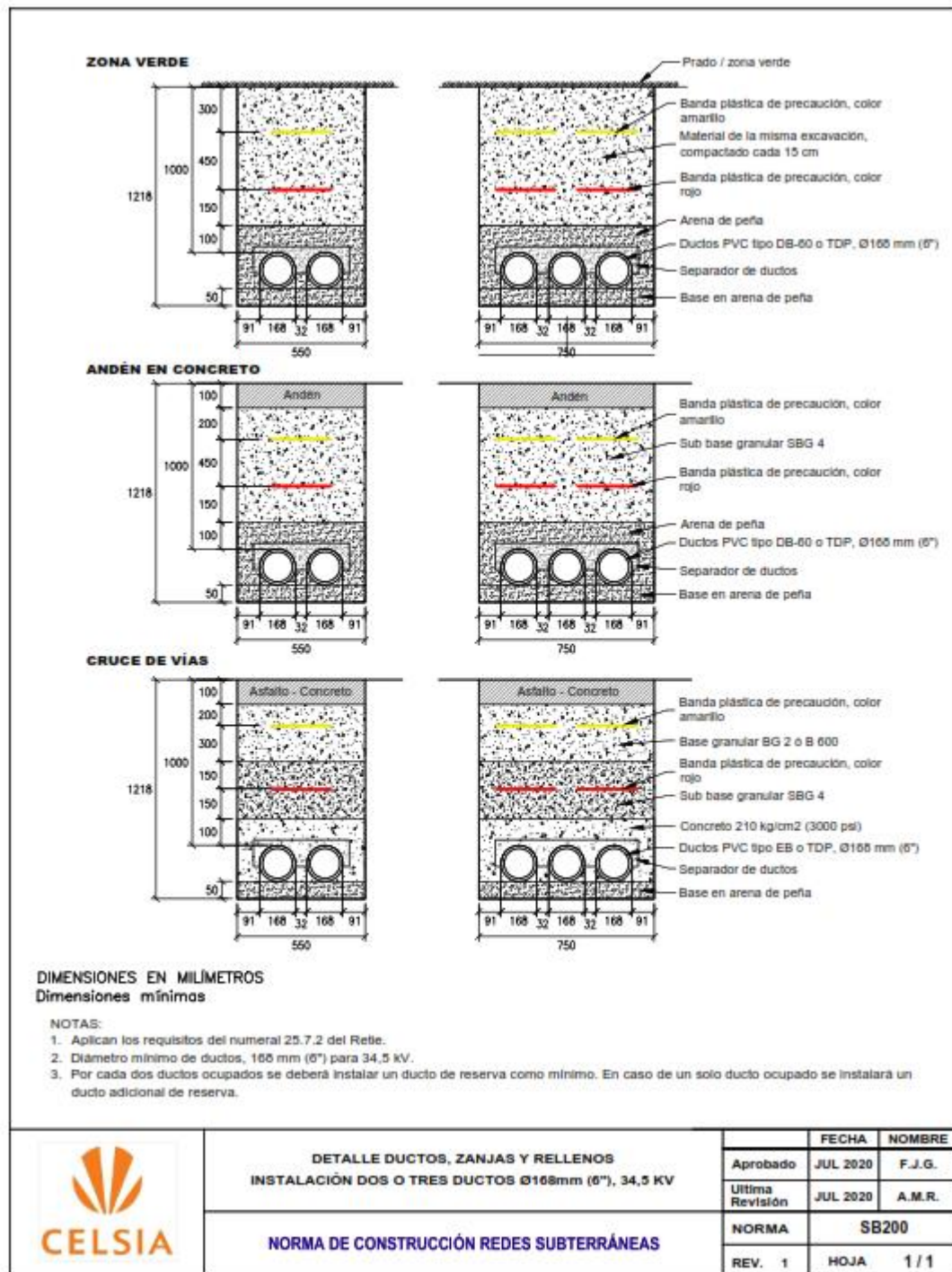


Figura No. 8.6 Disposición de una capa de ductos para Media Tensión 34.5 kV

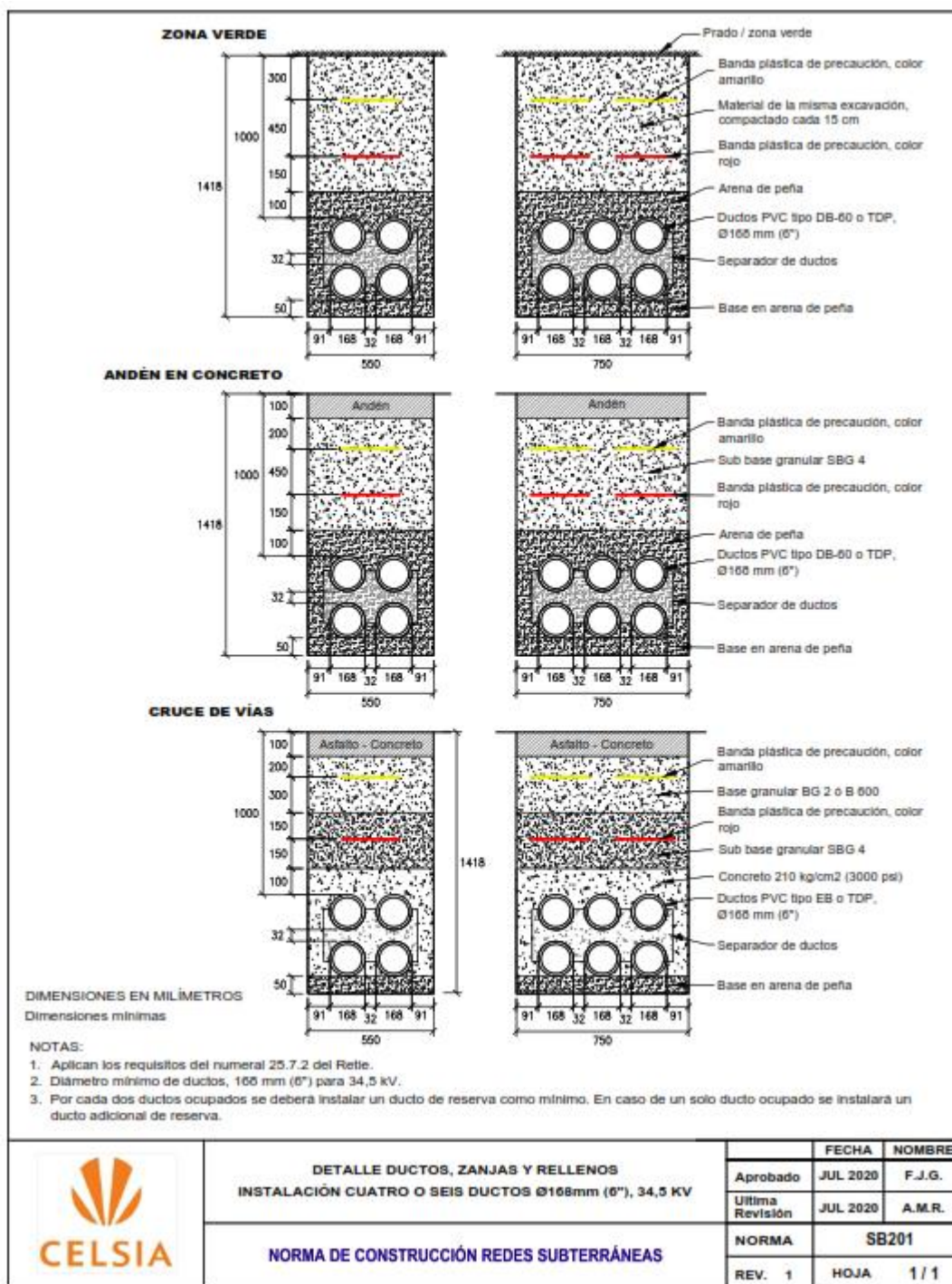


Figura No. 8.7 Disposición de dos capas para Media Tensión 34.5 kV

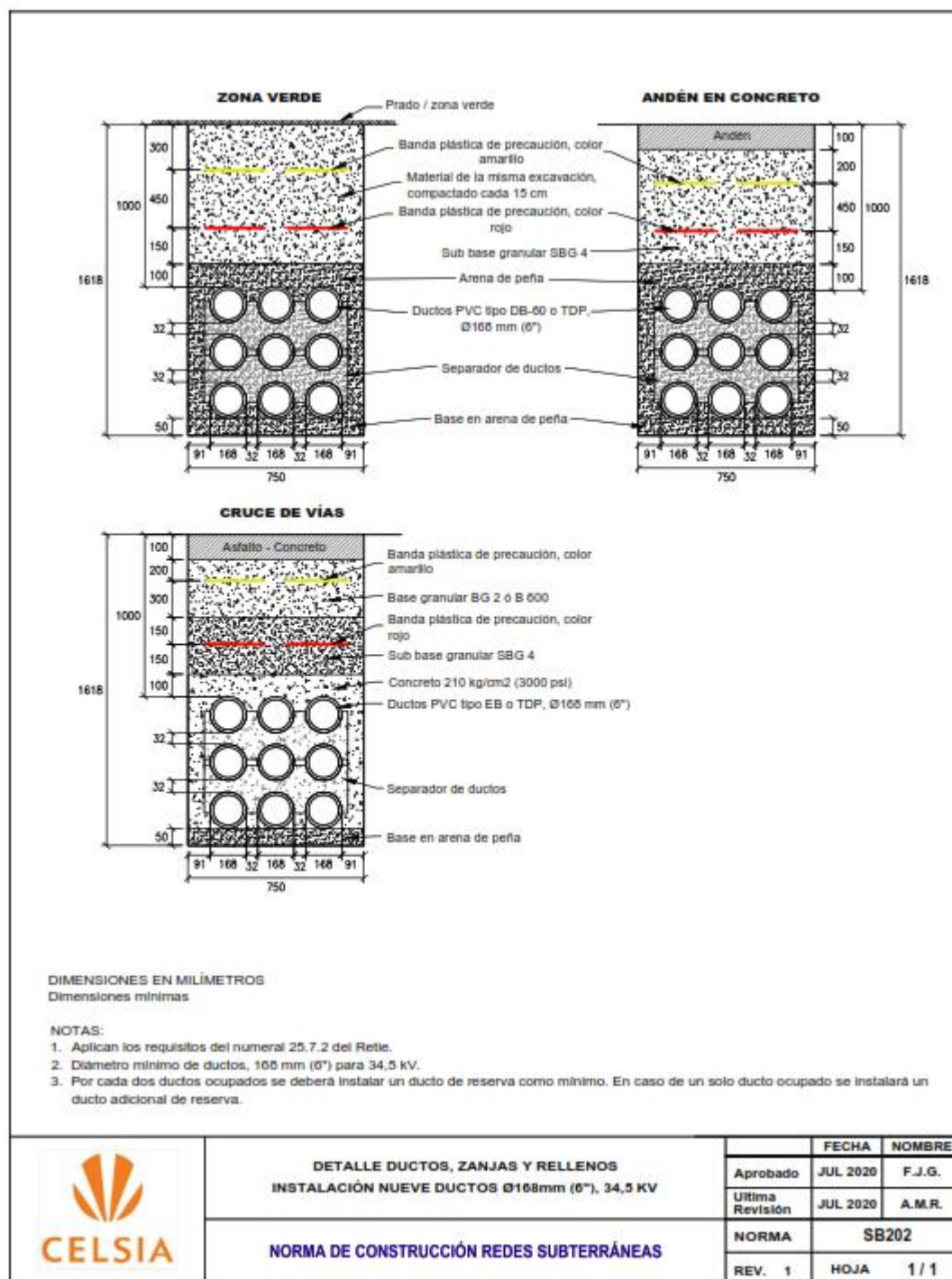


Figura No. 8.8 Disposición de tres capas de ductos para Media Tensión 34.5 kV

9 DISPOSICIÓN E INSTALACIÓN DE DUCTOS

9.1 Transición de red aérea a subterránea

En la transición de red aérea a subterránea (afloramiento o subterranización) se debe usar caja de inspección de las dimensiones adecuadas al tipo de conductor a utilizar. Ver figuras 9.1 y 9.2.

VISTA FRONTAL

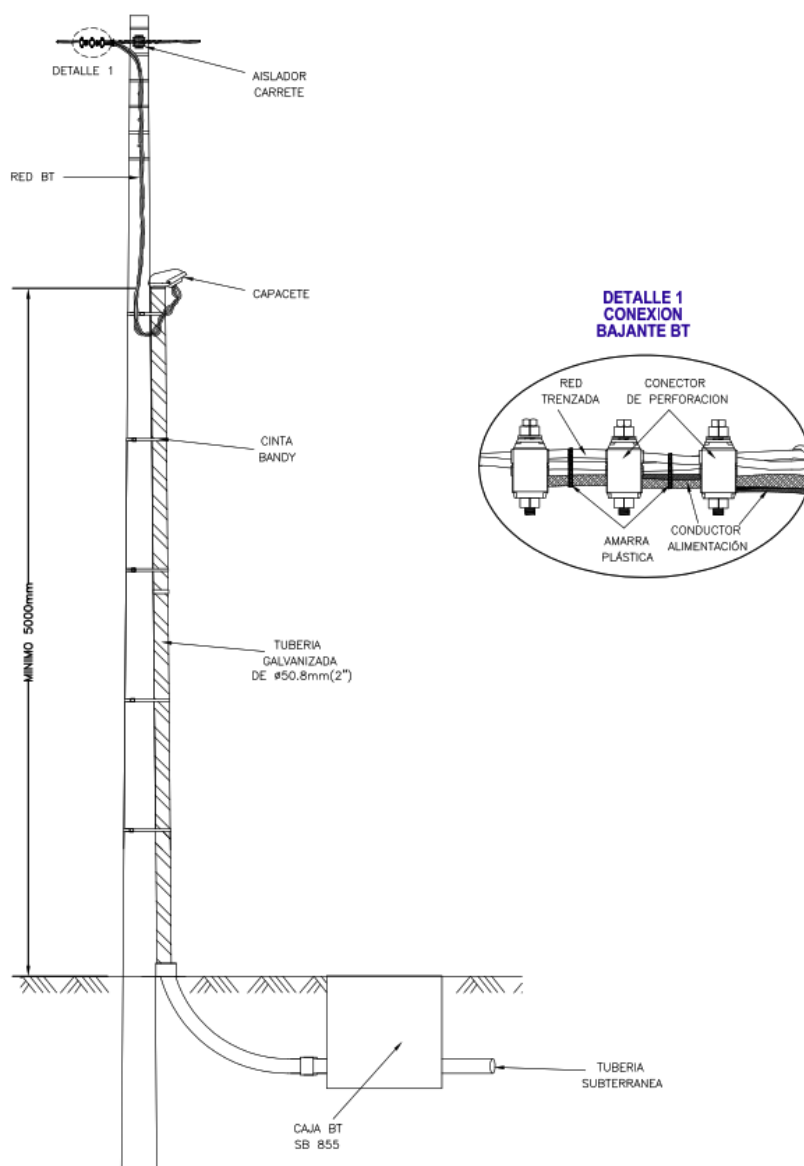


Figura No. 9.1 Transición de aéreo a subterráneo en B.T.

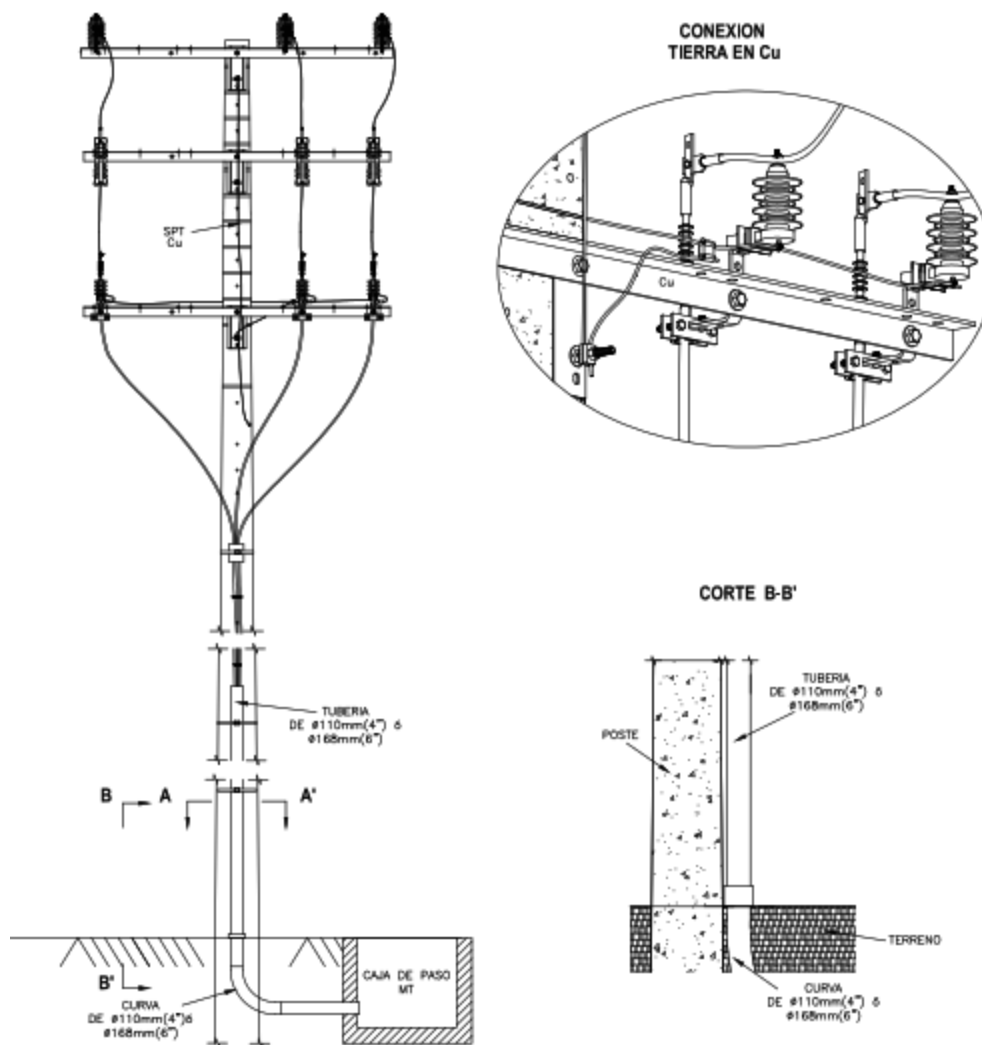


Figura No. 9.2 Transición de aéreo a subterráneo en M.T.

9.2 Separadores en instalación de los bancos de ductos

En la instalación de los bancos de ductos se deben usar separadores para garantizar la distancia entre estos y entre la pared de la excavación y el ducto exterior.

9.3 Uniones en banco de ductos

En los bancos de ductos, las uniones deben quedar traslapadas y deben quedar mínimo a los 30 cm de los espaciadores. Figura 9.3 y 9.4

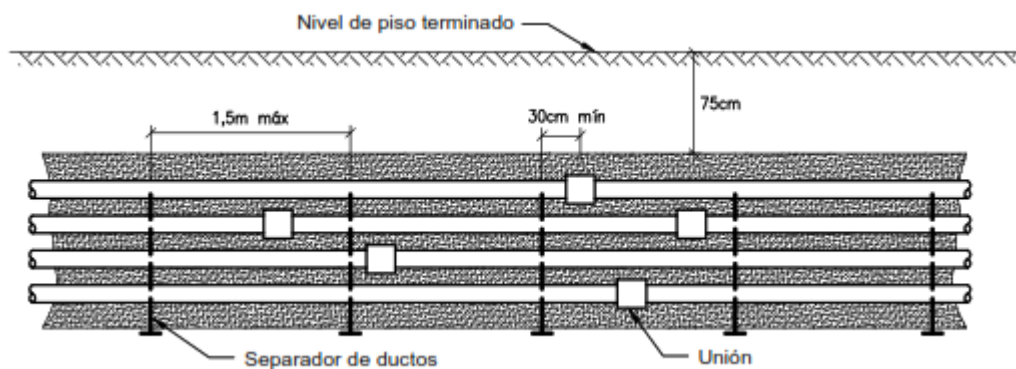


Figura No. 9.3 Ubicación de acoples entre tuberías



Figura No. 9.4 Banco de ductos con separadores

9.4 Señalizaciones en banda plástica

Como protección a los cables directamente enterrados, se usarán dos señalizaciones en banda plástica no degradable, una amarilla y otra roja; y se hará una barrera de protección en concreto de 25 MPa de 5 cm de espesor. Norma SB3 53 Figuras 9.5 y 9.6. La disposición de las cintas en la excavación se presenta en las Figuras 9.7 y 9.8.

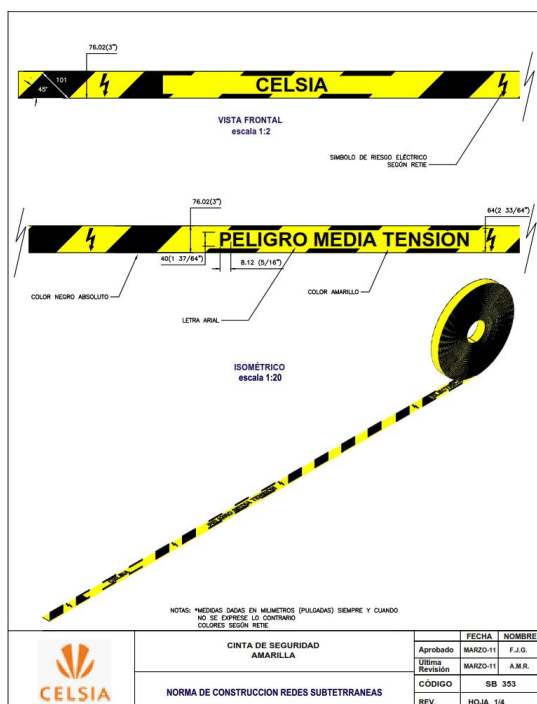


Figura No. 9.5 Cinta de seguridad amarilla

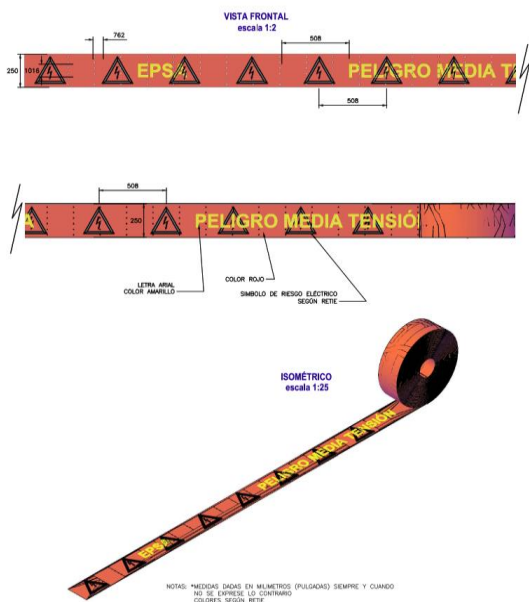


Figura No. 9.6 Cinta de seguridad roja

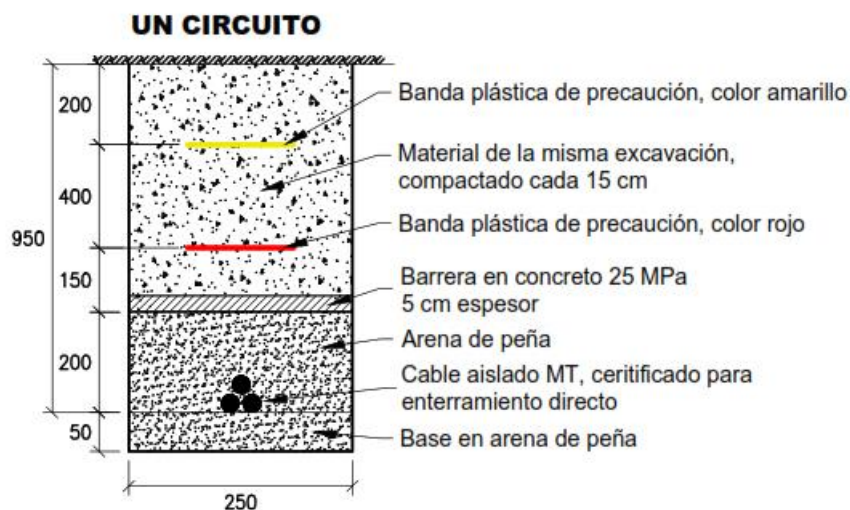


Figura No. 9.7 Enterramiento directo de cable para un circuito

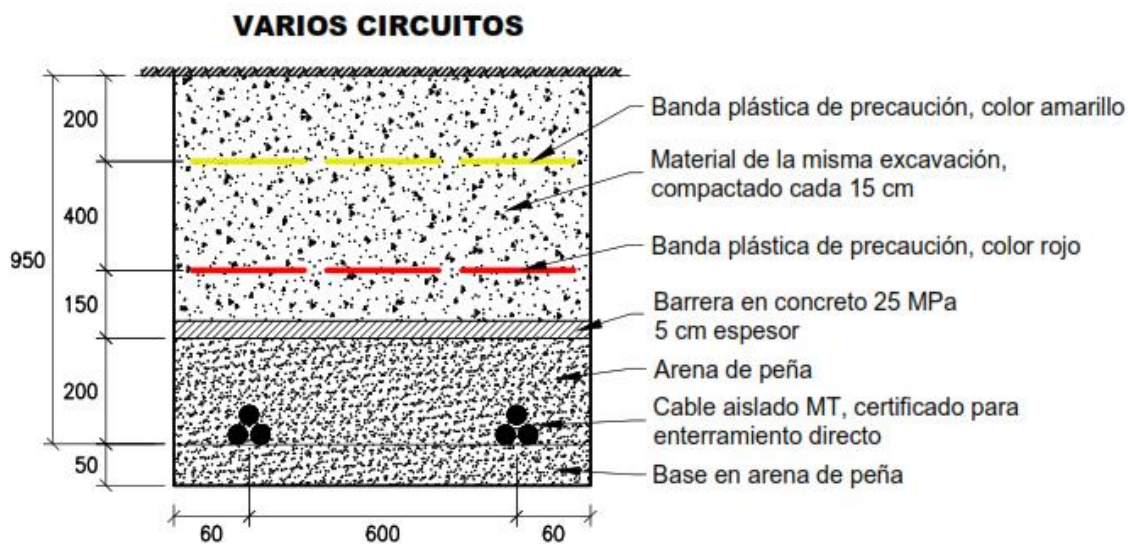


Figura No. 9.8 Enterramiento directo de cable para varios circuitos

9.5 Resumen ductos normalizados

En la **Tabla 9.1** se resumen los ductos normalizados para los diferentes niveles de tensión de las redes subterráneas. En todos los casos se debe cumplir la norma para ocupación de ductos definida en la Tabla 1 del Capítulo 9 de la NTC 2050 tabla **9.2**.

Tensión Fase-Fase [V]	Diámetro Mínimo del Ducto
Alumbrado Público	5.08 cm (2")
Hasta 600	7.62 cm (3")
13.200	10.16 cm (4"). Un circuito trifásico por ducto
34.500	15.24 cm (6"). Un circuito trifásico por ducto

Tabla No. 9.1 Ductos normalizados según la tensión

Cantidad de conductores y/o cables	Área transversal [%]
1	53
2	31
Más de 2	40

Tabla No. 9.2 Porcentaje de la sección transversal de tuberías para conductores y cables. NTC 20.50, Cap.9 Tabla 1.

9.6 Tuberías flexibles

No se permite el uso de tuberías flexibles en redes subterráneas FMC (Flexible Metal Conduit) o LPMC (Liquid Tight Metal Conduit).

9.7 Ductos metálicos

Cuando se utilicen ductos metálicos, estos deben ser galvanizados en caliente y estar conectados eléctricamente a tierra.

9.8 Curvaturas

Los ductos en su instalación no se deben forzar a tener curvaturas en el plano horizontal o en el vertical, más allá de la flexibilidad natural del material del ducto. No se deben aplicar esfuerzos mecánicos ni calor para generar curvaturas en los tubos.

9.9 Acople de ductos de PVC

El acople de ductos de PVC se debe hacer con cemento solvente que permita su unión hermética y estable en el tiempo.

9.10 Ductos en terrenos inestables

No se permiten ductos en terrenos inestables. En este caso, primero se debe estabilizar el terreno mediante las técnicas de ingeniería civil adecuadas a cada situación.

9.11 Ductos de reserva

En instalaciones nuevas se deben prever ductos de reserva, de acuerdo con la cantidad de los ductos ocupados, se establecen los ductos de reserva. En los diseños se debe racionalizar la cantidad de ductos de acuerdo con la magnitud del proyecto y el espacio disponible. Los ductos de reserva se definen en la **Tabla 9.3**.

DUCTOS OCUPADOS	DUCTOS DE RESERVA
1, 2	1
3, 4 y 5	2
6 y 7	3

Tabla No. 9.3 Cantidad de ductos a utilizar

10 CAJAS Y CÁMARAS

Las cajas y cámaras para media y baja tensión se han clasificado así:

- Caja de paso tipo A: SB850. Será una caja de 1.3 x 1.3 m y una profundidad de 1.3 m para una capacidad máxima de seis ductos.
- Caja de paso tipo B: Norma SB851. Esta caja tendrá unas dimensiones de 1.5 x 1.5 m y una profundidad de 1.3 m y se utilizarán para cuando haya un giro o cambio de dirección del conductor.
- Caja de giro tipo C: SB852. Esta caja tendrá unas dimensiones de 1.8 x 1.5 m y una altura de 1.3 m, se utilizarán para cuando haya un giro o cambio de dirección del conductor.
- Caja de giro tipo D: Norma SB858. Esta caja tendrá unas dimensiones de 0.9 x 0.9 m y una profundidad de 0.9 m, se utilizarán para cuando haya un giro o cambio de dirección del conductor en calzada vehicular.
- Caja de paso tipo E: Norma SB 850A. Esta caja tendrá unas dimensiones de 1.4 x 1.0 m y una altura de 1.35 m, se utilizarán para cuando haya un giro o cambio de dirección del conductor en calzada vehicular.

- f) Cámara tipo 1: Norma SB853. Esta cámara tendrá unas dimensiones de 2.6 x 1.5 m, y una profundidad de 1.2 m, y se utilizará para la llegada de cables a barraje y seccionador.
- g) Cámara tipo 2: Norma SB854. Esta cámara tendrá unas dimensiones de 2.1 x 1.5 m, y una profundidad de 2.4 m, y se utilizará para la llegada y salida de cables en barrajes elastoméricos.
- h) Cámara tipo 3: Norma SB855. Esta cámara tendrá unas dimensiones de 2.4 x 1.8 m, y una profundidad de 2.4 m, y se utilizará para seccionador de maniobra sumergible.
- i) Cámara tipo 4: Norma SB856. Esta cámara tendrá unas dimensiones de 2.3 x 2.3 m, y una profundidad de 2.4 m, y se utilizará para barrajes, seccionador de maniobra y transformador.

Todas las cajas y cámaras de registro de cables subterráneos serán debidamente marcadas y numeradas en el interior con pintura amarilla, la tapa de cada caja estará debidamente marcada con el nombre de **CELSIA**.

10.1 Boquillas

Los ductos que lleguen a las cajas o a las cámaras se les deben instalar boquillas para proteger el aislamiento de los cables, estas deben quedar a ras de la pared interna de la caja o cámara. Figura 10.1

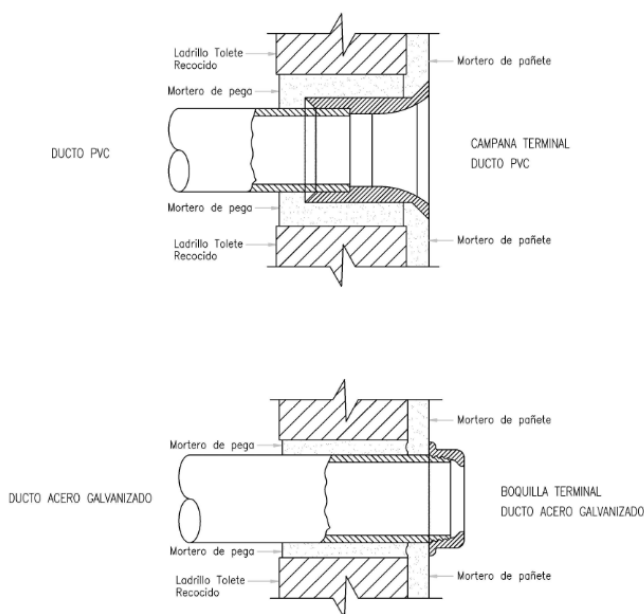


Figura No. 10.1 Boquilla para ducto de PVC y ducto METALICO

10.2 Relleno alrededor de la caja o de la cámara

El relleno alrededor de la caja o de la cámara, debe quedar bien compactado para que los ductos que lleguen no sean sometidos a esfuerzos de cortadura y sufran deformaciones o rotura.

10.3 Cajas de paso en transiciones

En toda transición tanto en el plano horizontal como en el vertical, en las conexiones, en los empalmes de conductores y en los afloramientos se deben utilizar cajas de paso.

10.4 Zonas de circulación vehicular

Las cámaras que contengan equipos de maniobra protección, transformadores subterráneos y barrajes de media tensión no deben quedar en zonas de circulación vehicular.

10.5 Cajas de paso en andenes o zonas verdes

En lo posible, las cajas de paso deben quedar en andenes o en zonas verdes. Para zonas con tráfico vehicular se utilizarán cajas diseñadas con la resistencia adecuada para este propósito.

10.6 Cajas de paso en linderos de las propiedades

Las cajas de paso se deben construir en los linderos de las propiedades para que no queden en el ingreso de vehículos. En los cruces de vías debe haber caja de inspección a cada lado.

10.7 Cambios en planos horizontal y vertical

Los cambios en los planos horizontal y vertical se harán en cajas de inspección.

10.8 Cambio de diámetro de ductos

Cuando haya cambio de diámetro de ductos se debe hacer en una caja de inspección.

10.9 Cajas en zonas inundables

No se permitirán cajas en zonas inundables o donde haya riesgo de material de arrastre.

10.10 Compartimiento de las cajas

No se deben compartir las cajas ni las cámaras con otros servicios, a menos que haya un acuerdo entre CELSIA y el prestador del otro servicio.

10.11 Cruce con redes de otros servicios

Las cajas de inspección no deben existir instalaciones de uso final de ningún tipo. Tampoco se podrán cruzar redes de otros servicios.

10.12 Drenajes

En áreas de alto nivel freático, se debe implementar un drenaje que garantice la evacuación del agua de la caja de inspección.

11 RED DE MEDIA TENSIÓN

En este capítulo se presentan los componentes de las redes de media y baja tensión empezando con los conductores aislados para cada nivel de tensión, los accesorios de conexión y elementos de protección.

11.1 Conductores de Media Tensión

Componentes de un conductor de media tensión:

Los cables a emplear serán de tipo XLPE de 13.2 y 34.5 kV, de acuerdo a la especificación técnica correspondiente. Sus principales componentes son las siguientes:

- Los conductores que se emplearán serán de aluminio, comprimidos, de sección circular, constituidos por varios alambres cableados.
- Capa semiconductor sobre el material conductor.
- Aislamiento a base de polietileno reticulado (XLPE).
- Capa semiconductor sobre el material aislante.
- Pantalla metálica constituida por una corona de alambres de cobre arrollados helicoidalmente, para pantalla electrostática.
- Chaqueta en PVC retardante a la llama y resistente al calor y la humedad.

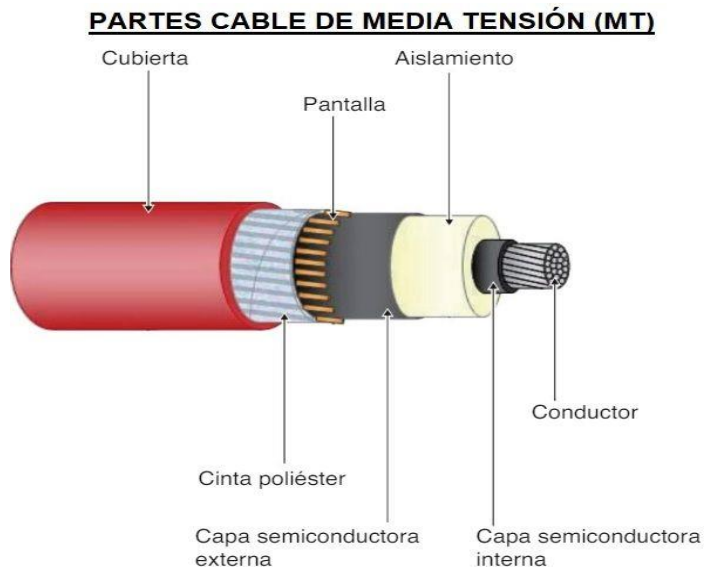


Figura No. 11.1 Componentes de un cable aislado de Media Tensión

Las dimensiones mínimas de cada una de estas capas para los distintos niveles de tensión y conductor, y para un nivel de aislamiento del 100% serán las que se muestran en la tabla 11.1:

Características conductor de aluminio MT							
DENOMINACIÓN DEL CONDUCTOR	1/0 AWG		4/0 AWG		500 MCM		750 MCM
Nivel de Tensión	15KV	35KV	15KV	35KV	15KV	35KV	15KV
Conductor							
Nº de alambres	19		19		37		61
Diámetro del alambre (mm)	1,89		2,68		2,95		2,82
Diámetro nominal conductor (mm)	9,19		13,01		20,04		24,59
Sección del conductor(mm²)	53,5		107,2		253,3		380
Pantalla semiconductora del conductor							
Espesor (mm)	0,06		0,06		0,06		0,06
Aislamiento							
Espesor (mm)	4,45	8,76	4,45	8,76	4,45	8,76	4,45
Pantalla							

Calibre mínimo	14		14		12		12
Cubierta							
Espesor (mm)	1,27	1,27	1,27	1,27	2,03	2,03	2,03
Diámetro exterior total (mm)	25,4	34,5	29,2	38,4	37,6	47,8	43,70
Radio mínimo de curvatura (mm)	305	414	350	460	451	574	525
Peso aproximado (Kg/Km)	697	1158	957	1467	1604	2333	2095

Tabla 11.1 Características de los cables de aluminio de Media Tensión 15 kV y 35 kV

Características eléctricas

Las tensiones normales de los conductores a utilizar se eligen de acuerdo con la tensión normal de la red, teniendo en cuenta que en todos los casos se trata de redes con sistema de apantallamiento electrostático puesto a tierra en múltiples puntos de estas.

Las características eléctricas principales de los conductores se indican en las tablas 11.2 y 11.3.

Características eléctricas conductor de aluminio 13.2 kV	
CONDUCTORES CLASE 15 KV	
Tensión nominal entre fases (kV)	13,2
Tensión más elevada de la red (KV)	14,124
Tª max. normal (°C)	90

Tª en cc. máx. 5 s. (°C)	250			
Aislamiento	100 %			
Tipo de conductor	1/0 AWG	4/0 AWG	500 MCM	750 MCM
Corriente admis. aire a 40°C (A) (Corriente nula por pantalla). (*)	175	270	460	590
Corriente admis. enterrada a 20°C (A) (Corriente nula por pantalla). (**)	190	280	445	550
Corriente admis. enterrada bajo tubo en arena (A) (Corriente nula por pantalla). (***)	155	230	370	455
I cc admisible conductor durante 0,2 s. (kA)	11,1	22,2	52,6	79
I cc admisible pantalla durante 0,2 s. (kA)	7,3	10,6	16,9	16,9
Resistencia máx. en continua a 20°C (Ω/Km)	0,2739	0,1362	0,1135	0,0759
Capacidad μF/Km (Caso trifásico)	0,2047	0,2662	0,3775	0,4492
Coeficiente autoinducción (H/Km) (Caso trifásico)	3,97×10 ⁻⁴	3,55×10 ⁻⁴	3,17×10 ⁻⁴	3,05×10 ⁻⁴
Coeficiente autoinducción (H/Km) (Caso monofásico)	3,57×10 ⁻⁴	-	-	-
Reactancia inductiva (Ω/Km) a 60 Hz. (Caso trifásico)	0,1498	0,1340	0,1197	0,1148
Reactancia inductiva (Ω/Km) a 60 Hz. (Caso monofásico)	0,1344	-	-	-

Tabla 11.2 Características de los conductores de aluminio para cable de 15 kV

(*) Tabla 310-68 NTC-2050

(**) Tabla 310-86 detalle 7 - NTC-2050 – Directamente enterrados

(***) Tabla 310-78 - NTC-2050 - Tres conductores en un ducto

Características eléctricas conductor de aluminio 34.5 kV	
Tensión nominal entre fases (kV)	34,5
Tensión más elevada de la red (KV)	36,915
Tª max. normal (°C)	90
Tª en cc. máx. 5 s. (°C)	250
Aislamiento	100 %

Tipo de conductor	1/0 AWG	4/0 AWG	500 MCM
Corriente admis. aire a 40°C (A) (Corriente nula por pantalla). (*)	175	270	460
Corriente admis. enterrada a 20°C (A) (Corriente nula por pantalla). (**)	190	280	445
Corriente admis. enterrada bajo tubo en arena (A) (Corriente nula por pantalla). (***)	155	230	370
I cc admisible conductor durante 0,2 s. (kA)	11,1	22,2	52,6
I cc admisible pantalla durante 0,2 s. (kA)	10,6	7,3	16,9
Resistencia máx. en continua a 20°C (Ω /Km)	0,2739	0,1362	0,1135
Capacidad μ F/Km (Caso trifásico)	0,1299	0,1626	0,2209
Coeficiente autoinducción (H/Km) (Caso trifásico)	$4,58 \times 10^{-4}$	$4,1 \times 10^{-4}$	$3,65 \times 10^{-4}$
Coeficiente autoinducción (H/Km) (Caso monofásico)	$4,27 \times 10^{-4}$	-	-
Reactancia inductiva (Ω /Km) a 60 Hz. (Caso trifásico)	0,1728	0,1546	0,1378
Reactancia inductiva (Ω /Km) a 60 Hz. (Caso monofásico)	0,1613	-	-

Tabla 11.3 Características de los conductores de aluminio para cable de 34.5 kV

(*) Tabla 310-68 NTC-2050

(**) Tabla 310-86 detalle 7 - NTC-2050 – Directamente enterrados

(***) Tabla 310-78 - NTC-2050 - Tres conductores en un ducto

Los conductores utilizados serán debidamente protegidos contra la corrosión que pueda provocar el terreno donde se instalen y tendrán resistencia mecánica suficiente para soportar los esfuerzos a que pueden estar sometidos.

Los conductores de media tensión deben ir identificados en donde hallan barrajes y puntos de conexión con el código de colores. De acuerdo con la tabla 6.5 del RETIE y considerando que se trata de sistemas trifásicos, conectados en Y conectada a tierra y con tensión superior a 1000 V, estos colores son:

- Fases: Amarillo (FASE A), Violeta (FASE B) y Rojo (FASE C)

- Tierra: Desnudo

Todos los carretes de los conductores deben venir debidamente marcados con la marca del fabricante, metraje del cable, referencia y tramo donde se instalará.

Sistema c.a.	1Φ	1Φ	3ΦY	3ΦΔ	3ΦΔ-	3ΦY	3ΦY	3ΦΔ	3ΦΔ	3ΦY
Tensión nominal (voltios)	120	240/120	208/120	240	240/208/120	380/220	480/277	480 - 440	Más de 1000 V	Más de 1000 V
Conductor activo	1 fase 2 hilos	2 fases 3 hilos	3 fases 4 hilos	3 fases 3 hilos	3 fases 4 hilos	3 fases 4 hilos	3 fases 4 hilos	3 fases 3 hilos	3 fases	3 fases
Fase	Color fase o negro	Color fases o 1 Negro	Amarillo Azul Rojo	Negro Azul Rojo	Negro Naranja Azul	Café Negro Amarillo	Café Naranja Amarillo	Café Naranja Amarillo	Violeta Café Rojo	Amarillo Violeta Rojo
Neutro	Blanco	Blanco	Blanco	No aplica	Blanco	Blanco	Blanco o Gris	No aplica	No aplica	No Aplica
Tierra de protección	Desnudo o verde	Desnudo o verde	Desnudo o verde	Desnudo o verde	Desnudo o verde	Desnudo o verde	Desnudo o verde	Desnudo o verde	Desnudo o verde	No Aplica
Tierra aislada	Verde o Verde/amarillo	Verde o Verde/amarillo	Verde o Verde/amarillo	No aplica	Verde o Verde/amarillo	Verde o Verde/amarillo	No aplica	No aplica	No aplica	No Aplica

Tabla 11.4 Código de colores para conductores CA. RETIE Tabla 6.5

Sistema c.c.	Con conductor medio		Sin conductor medio	
	TN-S	TN-C y T-T	TN-S	TN-C y T-T
Conductor positivo	Rojo	Rojo	Rojo	Rojo
Conductor negativo	Azul	Azul	Blanco	Blanco
Conductor medio	Blanco	Blanco	No aplica	No aplica
Tierra de protección	Verde o Verde/Amarillo	No aplica	Verde o Verde/Amarillo	No aplica

Tabla 11.5 Código de colores para conductores CC. RETIE Tabla 6.6

11.2 Empalmes de Media Tensión

Se entiende por empalme, la conexión y reconstrucción del aislamiento demás elementos que constituyen un cable de potencia aislado, protegidos mecánicamente dentro de la misma carcasa. El tipo de empalme a emplear será el premoldeado

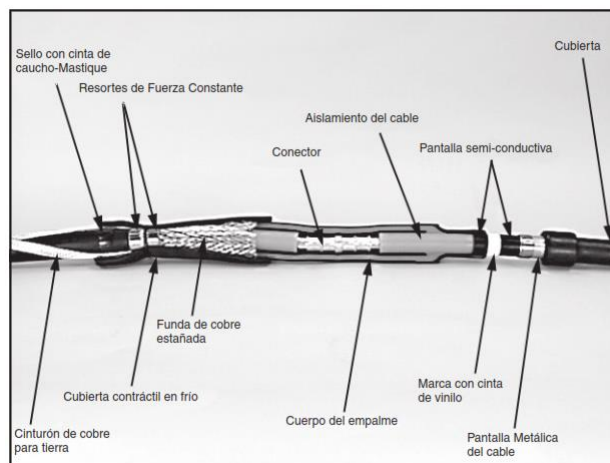


Figura No. 11.2 Empalme premoldeado de Media Tensión

11.3 Terminales Premoldeados de Media Tensión

Los terminales premoldeados de media tensión de acuerdo a su uso se clasifican así:

- Terminal premoldeado tipo interior
- Terminal premoldeado tipo exterior



Figura No. 11.3 Terminales tipo exterior (arriba), tipo interior (abajo)

11.4 Conectores para Media Tensión

Los conectores se clasifican en conectores tipo codo o derivación para operación sin carga y operación con carga.

- Conector tipo codo de 600 A (operación sin carga)

- Conector tipo codo de 200 A (operación con carga)

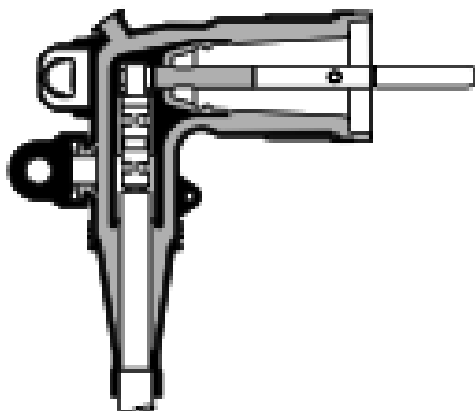


Figura No. 11.4 Conector tipo codo para 200 A. apertura bajo carga

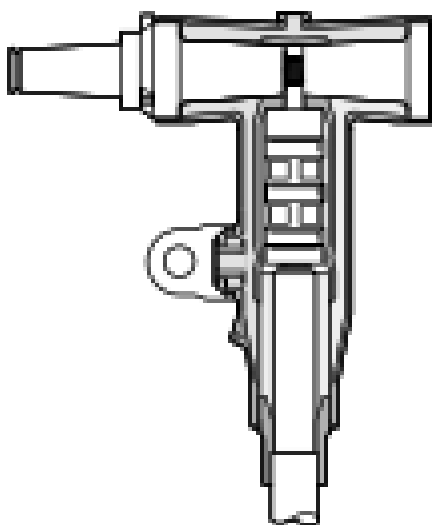


Figura No. 11.5 Conector tipo codo para 600 A. apertura sin carga

11.5 Adaptadores

Los adaptadores para codos son elementos que hacen el acople de codos de 200 A, a barrajes de 600 A o a equipos como transformadores.

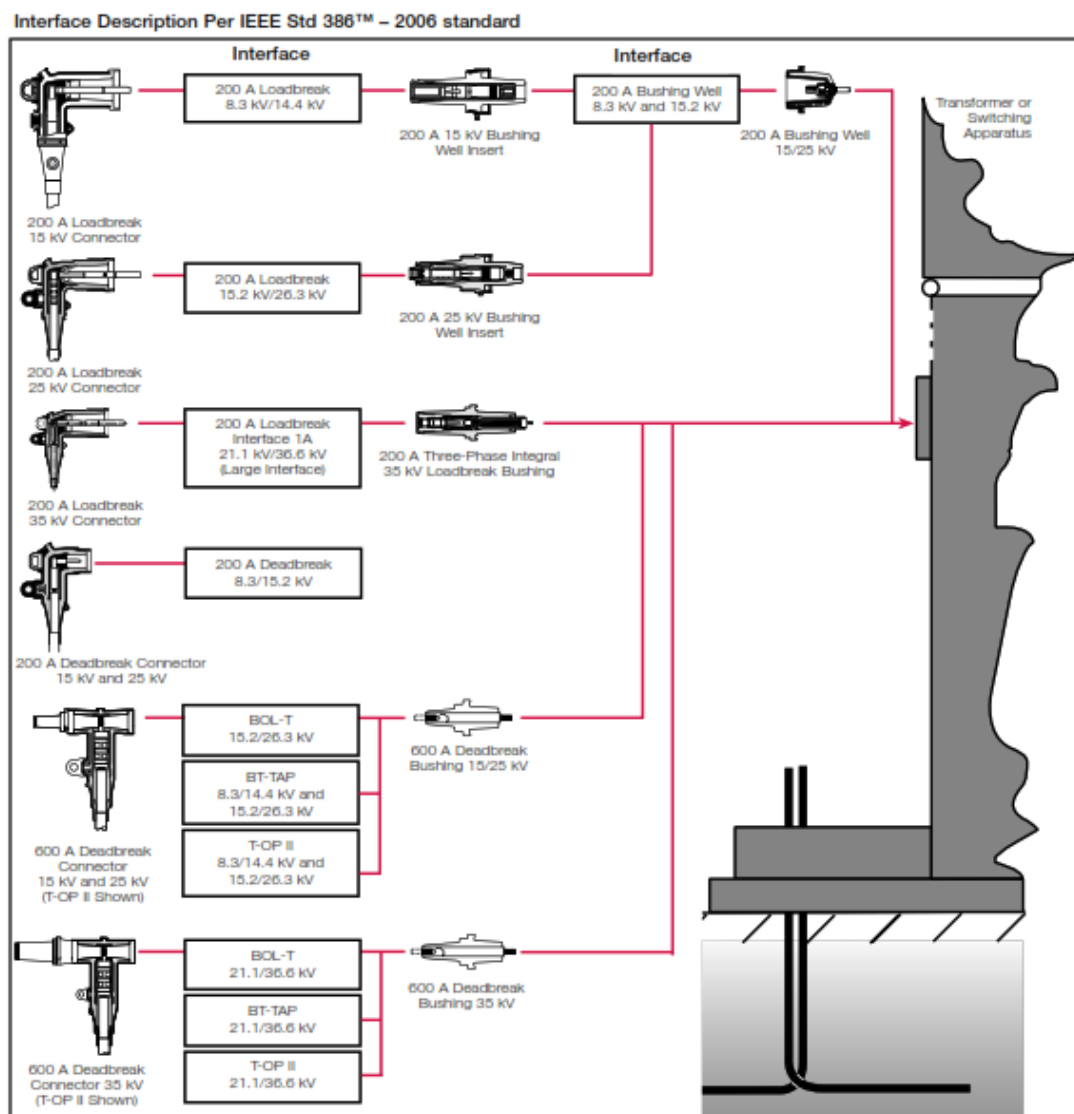


Figura No. 11.6 Combinaciones de conectores tipo codo y sus adaptadores Cooper Power Systems

11.6 Dispositivos de Protección Contra Sobretensiones (DPS)

Son DPS en configuración similar a los conectores tipo codo que se incorporan a los equipos de red subterránea para lograr el máximo grado de protección. Son premoldeados y presentan el cable terminal flexible en cobre para la conexión a tierra del DPS.



Figura No. 11.7 DPS tipo codo para red subterránea

12 RED DE BAJA TENSIÓN

Los conductores que se emplearán para la red de B.T. subterránea serán de aluminio de sección circular de varios alambres cableados de aleación de aluminio serie 8000 según NTC 310.14.

Los conductores de aluminio serán unipolares, protegidos contra la corrosión que pueda provocar el terreno en el que se instalen. Así mismo, tendrán la resistencia mecánica suficiente para soportar los esfuerzos a los que estén sometidos. En la tabla 12.1 se describen los diferentes conductores empleados en el proyecto:

Conductores Redes Subterráneas y Acometidas BT

Conductor	Descripción
Conductores de Aluminio para uso en líneas	
500 kcmil	Conductor aislado XLPE 500 MCM – 600V
4/0 AWG	Conductor aislado XLPE 4/0 AWG – 600V
1/0 AWG	Conductor aislado XLPE 1/0 AWG – 600V
Conductores de Aluminio para uso exclusivo en acometidas	
4x #2 AWG	Concéntrico; Fases y neutro: #2 – 600V
3x #2 AWG	Concéntrico; Fases y neutro: #2 – 600V
4x #4 AWG	Concéntrico; Fases y neutro: #4 – 600V
3x #4 AWG	Concéntrico; Fases y neutro: #4 – 600V
3x #6 AWG	Concéntrico; Fases y neutro: #6 – 600V
4x #6 AWG	Concéntrico; Fases y neutro: #6 – 600V
3x #6 AWG	Concéntrico; Fases y neutro: #6 – 600V

Tabla 12.1 Cables para redes subterráneas a usar en las redes de Baja Tensión

Los empalmes y conexiones de los conductores subterráneos se efectuarán siguiendo métodos o sistemas que garanticen una perfecta continuidad del conductor y de su aislamiento.

La sección del conductor neutro será la misma que la de los conductores de fase.

El conductor neutro se conectará a tierra en las acometidas, así como en las derivaciones y en cada final de circuito. De cualquier modo, se asegurará una conexión a tierra cada 200 metros como máximo, asegurando una resistencia global de la puesta a tierra de 10 ohmios como máximo.

Siempre se debe garantizar que las tensiones de paso, contacto y transferidas en caso de una falta a tierra no superen las máximas permitidas establecidas en el RETIE.

Todos los conductores de baja tensión deben ir identificados en donde hallan barrajes y puntos de conexión con el código de colores, estos colores son:

- Fases: Amarillo, Azul y Rojo
- Neutro: Blanco
- Tierra: Desnudo o Verde

Se indican las principales características de los conductores empleados en el presente Manual de la tabla 12.2 y 12.3:

Características Conductor de Aluminio BT para Redes			
Conductor	DE USO EN LÍNEAS		
	500 kcmil	4/0 AWG	1/0 AWG
Sección (mm ²)	253,3	107,2	53,5
Composición (n° alambres x ø en mm)	37 x 2,95	19 x 2,68	19 x 1,98
Aislamiento	Polietilen o reticulad o	Polietilen o reticulad o	Polietilen o reticulad o
Cubierta	PVC	PVC	PVC
Diámetro del conductor (mm)	20,04	13,01	8,52
Diámetro total (mm)	27,25	18,49	14,53
Peso del aluminio (kg/km)	698,5	295,7	147,1
Carga de rotura por (daN)	4031	1794	969
Resistencia eléctrica en C.C. a 20 °C (Ω/km)	0,1135	0,2682	0,5378
Resistencia eléctrica en C.C. a 90 °C (Ω/km)	0,1455	0,3438	0,6895

Tabla 12.2 Características de conductor de aluminio para redes de Baja Tensión

Conductor uso exclusivo en acometidas en Aluminio AA8000								
		3 No 2 AWG	4 No 2 AWG	3 No 4 AWG	4 No 4 AWG	2 No 6 AWG	3 No 6 AWG	4 No 6 AWG
FASE	No HILOS	7						

	Diámetro hilo (mm)	2,47		1,96		1,55			
	Diámetro fase (mm)	6,54		5,19		4,11			
	Sección Fase (mm²)	33,6		21,2		13,3			
Espesor del aislamiento (mm)		1,14							
Diámetro exterior aprox. (mm)		21,7	28,9	18,7	24,9	10,86	16,3	18,8	
Peso (kg/m)		0,48	0,64	0,34	0,38	0,166	0,249	0,291	
Resistencia eléctrica en c.c. a 20 °C (Ω/km)		≤0,86		≤1,36		≤2,649			

Tabla 12.3 Características conductor de aluminio para acometidas

12.1 Señalización

Se realizará mediante dos cintas plásticas como señales de prevención de presencia de conductores eléctricos y se instalarán a lo largo de los ductos.

Se utilizará una cinta de 25 cm de ancho de color rojo a una distancia mínima de 20 cm del tendido superior de conductos y otra cinta de color amarillo que debe colocarse a 20 cm encima de la cinta roja (Ver Figura 9.6).

12.2 Trazado

El trazado de las líneas se realizará de acuerdo con las siguientes consideraciones:

- Todo trazado debe estar georreferenciado.
- La longitud de la canalización será lo más corta posible.
- Se ubicará, preferentemente, salvo casos excepcionales, en terrenos de dominio público, bajo acera, evitando los ángulos pronunciados.

- El radio interior de curvatura, después de colocado el cable, será, como mínimo 12 veces el diámetro del conductor o el valor recomendado por el fabricante.
- Los cruces de calzadas deberán ser perpendiculares a sus ejes, salvo casos especiales, debiendo realizarse en posición horizontal y en línea recta.
- Las distancias a fachadas estarán de acuerdo con lo especificado por los reglamentos y ordenanzas municipales correspondientes.

12.3 Paralelismos

Los cables subterráneos, cualquiera que sea su forma de instalación, deberán cumplir las condiciones y distancias de proximidad; en ningún caso se canalizarán paralelamente por encima o por debajo de cualquier otra instalación, con excepción de las líneas eléctricas, siempre y cuando estas sean de propiedad de **CELSIA**. En tal caso, ambas líneas se canalizarán bajo tubo y se situará en el nivel superior la línea de menor tensión.

Para todos los servicios tales como redes de baja tensión, media tensión, cables de telecomunicación, agua, alcantarillado, vapor y gas, deberán cumplir con una distancia mínima entre ellos de 20 cm. Cuando no sea posible conseguir esta distancia, se deben separar en forma efectiva las instalaciones a través de una hilera cerrada de ladrillos o concreto, resistentes al fuego y al arco eléctrico, y malos conductores de calor de por lo menos 5 cm de espesor como lo establece el Cap. 6 Art 34.2 del RETIE.

En el caso de los cables telefónicos, deberá tenerse en cuenta lo especificado por el correspondiente acuerdo con las compañías de telecomunicaciones. Solo se podrán realizar paralelismos de más de 500 m si los cables de telecomunicación llevan pantalla electromagnética.

12.4 Depósitos de carburante

Entre los cables eléctricos y los depósitos de carburante, habrá una distancia mínima de 1,20 m, debiendo, además, protegerse apropiadamente el cable eléctrico instalándolo al menos desde 3 m de distancia a ambos lados de la zona de paralelismo, tal y como se muestra en los planos correspondientes del documento.

12.5 Cimentaciones de otros servicios

Cuando existan soportes de líneas aéreas de transporte público, telecomunicación, alumbrado público, etc. próximas a una canalización

el cable se instalará a una distancia de 50 cm como mínimo de los bordes externos de los soportes o de las fundaciones. Esta distancia será de 150 cm en el caso en el que el soporte esté sometido a un esfuerzo de vuelco permanente hacia la zanja. Cuando esta precaución no se pueda tomar, se empleará una protección mecánica resistente a lo largo del soporte y de su fundación prolongando una longitud de 50 cm a ambos lados de los bordes extremos de la misma.

12.6 Cruzamientos

En los cruzamientos de los cables de baja tensión, media tensión, cables de telecomunicaciones, agua, alcantarillado, vapor y gas deberá cumplir con una distancia mínima entre ellos de 20 cm. En caso de que no pudiese conseguirse esta distancia, se deben separar en forma efectiva las instalaciones por medio de una hilera cerrada de ladrillos o concreto, resistentes al fuego y al arco eléctrico, y malos conductores del calor, así como lo establece el capítulo 6 del RETIE

Ferrocarriles

Los cruzamientos con ferrocarriles se realizarán en conductos o tubos hormigonados, en todos los casos en que sea posible, perpendiculares a la vía y a una profundidad de 1,30 m como mínimo. Esta profundidad debe considerarse con respecto a la cara inferior de las traviesas. Se recomienda efectuar el cruzamiento por los lugares de menor anchura de la zona del ferrocarril. En todo caso, deberá tenerse en cuenta lo especificado por la correspondiente autorización de la empresa de ferrocarriles.

Depósitos de carburantes

Se evitarán los cruzamientos de cables eléctricos sobre depósitos de carburantes. Los cables de energía eléctrica deberán bordear el depósito adecuadamente protegido y quedar a una distancia mínima de 1,20 m del mismo.

13 TOPOLOGÍAS PARA REDES SUBTERRÁNEAS MT

Con el fin de seleccionar qué cuál topología es el más conveniente para un grupo o un tipo de usuario es necesario tener en cuenta los diferentes aspectos que tiene la regulación entre ellos, el grupo de calidad del servicio clasificación definida por la CREG que permite clasificar circuitos, tramos o transformadores que prestan el servicio de energía eléctrica, de acuerdo a su localización geográfica:

Grupo 1: Circuitos, tramos o transformadores ubicados en cabeceras municipales con una población superior o igual a 100.000 habitantes según el último dato certificado por el DANE.

Grupo 2: Circuitos, tramos o transformadores ubicados en cabeceras municipales con una población menor a 100.000 habitantes y superior o igual a 50.000 habitantes según el último dato certificado por el DANE.

Grupo 3: Circuitos, tramos o transformadores ubicados en cabeceras municipales con una población inferior a 50.000 habitantes según el último dato certificado por el DANE.

Grupo 4: Circuitos, tramos o transformadores ubicados en suelo que no corresponde al área urbana del respectivo municipio o distrito.

Con relación a los índices de calidad el Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (ITAD) y la referencia para su evaluación el Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad (IRAD); el Índice Trimestral de la Discontinuidad por Transformador (ITT) y la referencia para su evaluación el promedio de los Índices de Referencia de la Discontinuidad por Grupo de Calidad (IRGP). Ambos indicadores evalúan de tanto de manera general, como de manera individual, la calidad media prestada por un OR.

Estos indicadores tienen como unidad básica de análisis ya no un circuito de distribución completo, sino que la medida de las interrupciones se hace al nivel de transformadores de distribución, lo que permite tener una mayor claridad y datos más ajustados a la realidad que experimentan cada uno de los usuarios del país.

Contratos de calidad extra: El numeral 5.2.9 de la resolución CREG 015 de 2018 define este tipo de contrato de la siguiente forma: *“El usuario que lo requiera podrá solicitar al OR la realización de un contrato de calidad extra, mediante el cual las partes acordarán los valores máximos de duración y frecuencia de los eventos que el OR se comprometerá a brindarle en forma adicional a los mínimos garantizados establecidos por la regulación, la forma en que el usuario pagará por esta calidad adicional y las compensaciones que se generarán por el incumplimiento”*.

Con base en estos aspectos regulatorios, se plantean las recomendaciones de las diferentes topologías que se relacionan a continuación:

13.1 Seccionamiento 3L

Si la red de la que se deriva la instalación del cliente tiene apoyo 100% (líneas principales rurales o estructura urbana) el elemento de maniobra

indicado se podrá sustituir por un centro de seccionamiento tipo 3L (Entrada – Salida - Carga), ubicado y próximo al apoyo de derivación, dando entrada y salida a la línea en dicho centro de seccionamiento. Como elemento de protección se admitirán fusibles para potencias inferiores a 300 kVA para el resto de los casos se colocará un reconectador de circuito (Figura 13.1).

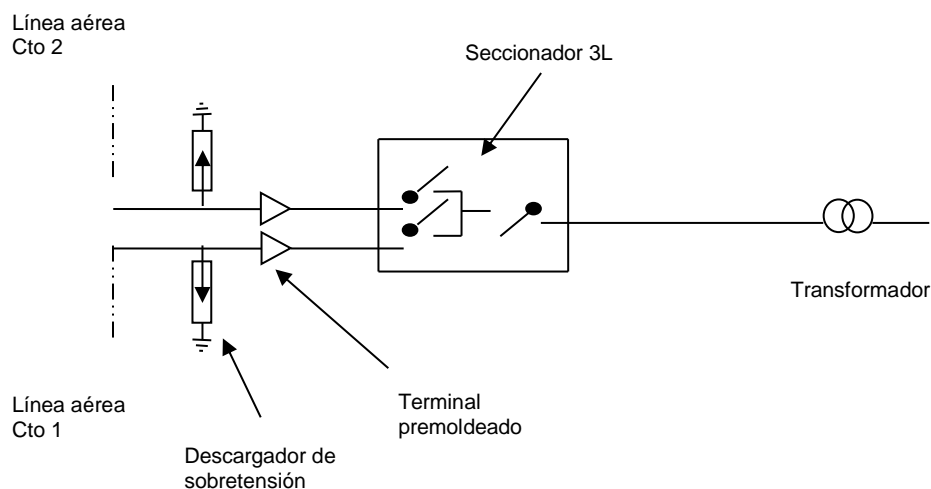


Figura No. 13.1 Sistema seccionamiento 3L

RECOMENDADO: Para cargas importantes como puertos, aeropuertos, hospitales, instituciones de índole militar como policía y bases militares.

13.2 Sistema Radial

Este sistema es el más económico desde el punto de vista de inversión, por esta razón es probablemente el sistema de distribución más usado especialmente en áreas dispersamente pobladas. Como se puede ver en la siguiente figura, el sistema radial tiene únicamente una fuente de alimentación para un grupo de clientes. En cada punto de transformación deberá llevar instalado un sistema de seccionamiento tipo 3L, tal como se muestra en la Figura 13.2.

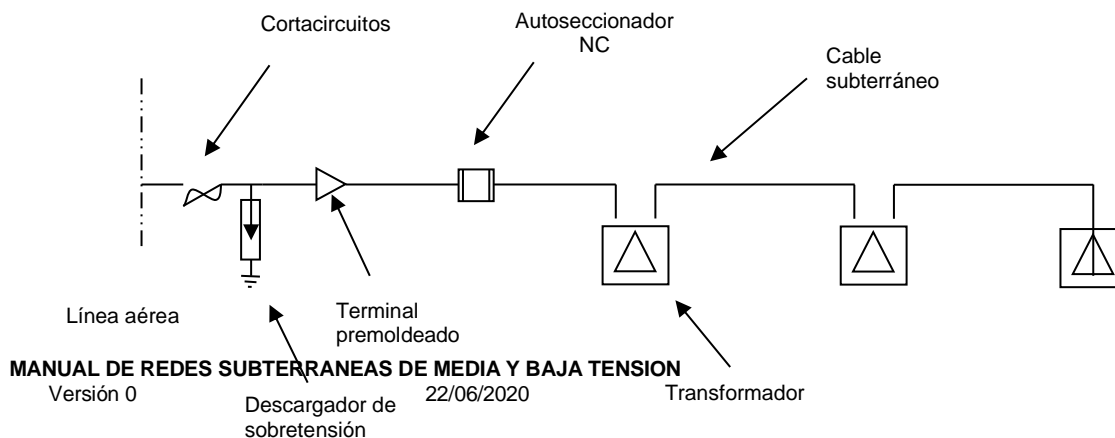


Figura No. 13.2 Sistema seccionamiento Radial

RECOMENDADO: Para poblaciones medianas y circuitos pertenecientes a los grupos 1 y 2 de calidad de servicio.

13.3 Alimentación Alterna

Este sistema es aquel en el cual, un respaldo del sistema es dado completamente con seccionadores tripolares para transferir la carga al sistema de respaldo en el evento de que un cable primario falle (Figura 13.3).

El sistema de alimentación alterno es muy costoso pero muy confiable. No es viable económicamente excepto bajo circunstancias extremas y debe ser tenido en cuenta donde se requiere alta confiabilidad de servicio.

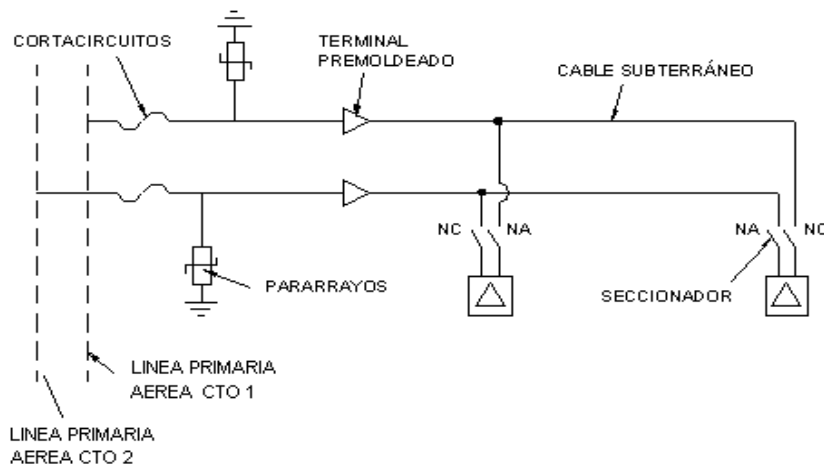


Figura No. 13.3 Sistema alimentación alterna

RECOMENDADO: Centros universitarios, bancos, cuerpos de bomberos, hospitales

13.4 Alimentación en Anillo

En este sistema se construye un alimentador principal a través de un área de desarrollo progresivo derivándose en un punto del sistema aéreo y

enlazándose con éste en otro punto. Mediante la ubicación de autoseccionadores en puntos estratégicos, se pueden alimentar los clientes desde diferentes direcciones. Este sistema tiene mejor continuidad de servicio que el sistema radial, pero con algunas interrupciones cortas de seccionamiento.

La alimentación en anillo debe ser operada con un punto abierto aproximadamente en la mitad del anillo (50% de carga). Se debe tener cuidado de que las fases sean claramente identificadas en ambos extremos ya que el enlace entre fases diferentes puede conducir a accidentes peligrosos para el personal y para el equipo (Figura 13.4).

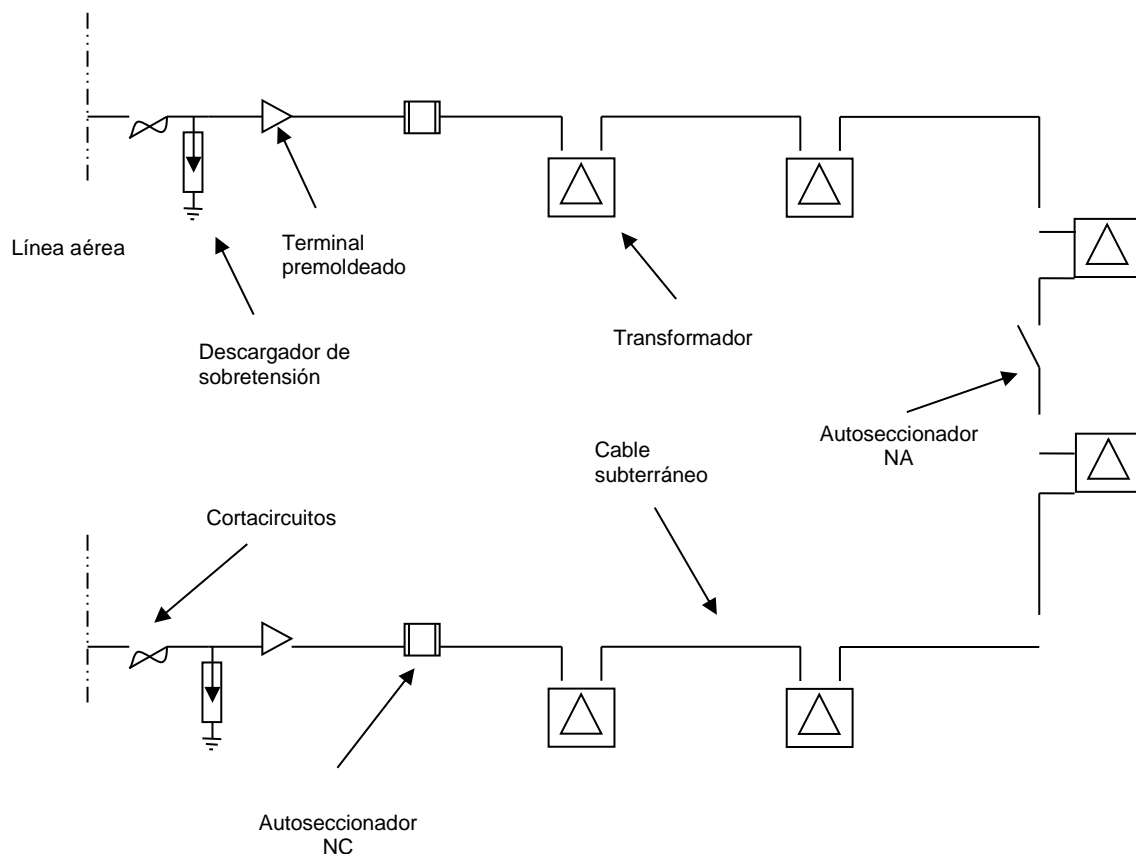


Figura No. 13.4 Sistema en Anillo

RECOMENDADO: Zona céntrica de ciudades intermedias. Grupo 1 de calidad de servicio.

13.5 Alimentación en Anillo con Derivación Radial

Este sistema consiste en una derivación radial alimentada desde un anillo. El principal uso de este sistema es para áreas de desarrollo irregular o temporal que no se pueden servir económicamente cerrando un anillo dentro de otro, como es el caso de condominios que requieren varios transformadores, pero en su etapa inicial se instalan uno o dos (Figura 13.5).

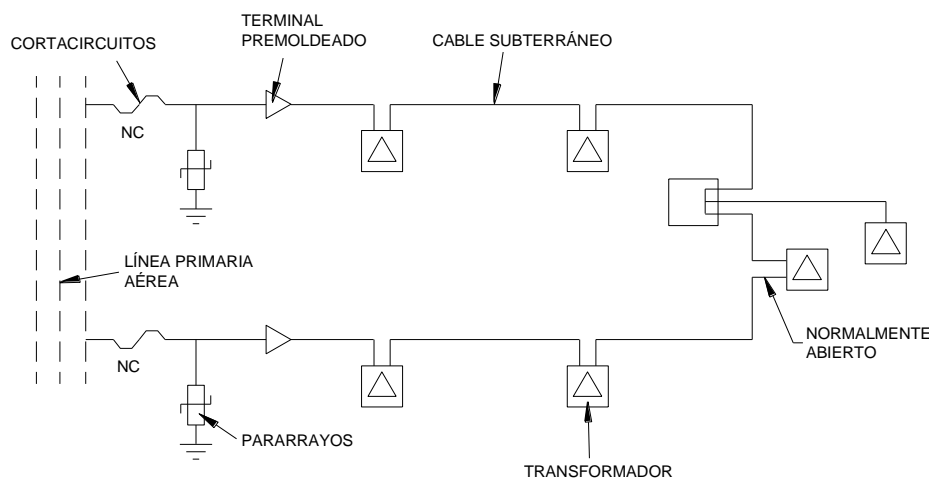


Figura No. 13.5 Sistema en Anillo con Derivación Radial

RECOMENDADO: Condominios de gran tamaño, redes internas de grandes empresas agrícolas con sistemas de riego, como las zonas de cultivo de las empresas azucareras.

13.6 Circuito Dedicado con Circuito de Suplencia

Este esquema es para suministrar el servicio a empresas que tengan contrato de calidad extra de servicio, que supera los indicadores de la regulación (Figura 13.6). Consiste en la alimentación normal desde una subestación con un circuito dedicado o expreso y una alimentación alterna desde un circuito normal

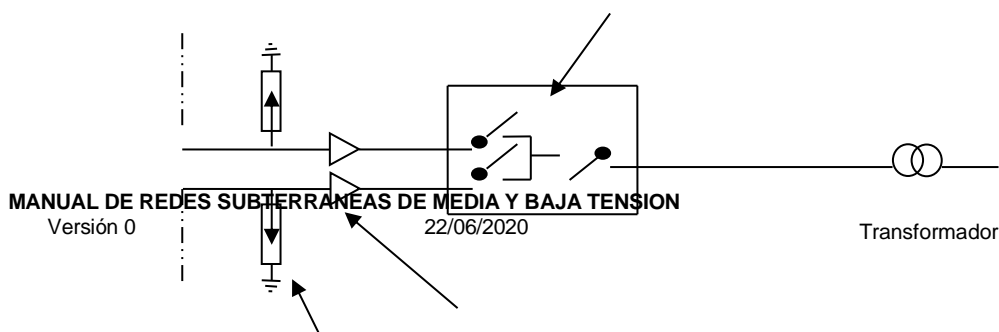


Figura No. 13.6 Sistema Circuito Dedicado y Circuito de Suplencia

RECOMENDADO: Usuarios con contratos de calidad extra de servicio como puertos, aeropuertos internacionales, industrias que dependan de hornos que no se puedan apagar, como la del vidrio.

13.7 Anillo dentro de otro Anillo

En este sistema, un alimentador principal es construido a través de un área de desarrollo progresivo derivándose en un punto del sistema aéreo y enlazándose con éste en otro punto; a su vez, de este anillo se deriva otro anillo en conductor de menor calibre. Se deben ubicar estratégicamente puntos de seccionamiento (Figura 13.7). Este sistema es relativamente costoso y solo se recomienda para grandes desarrollos subterráneos.

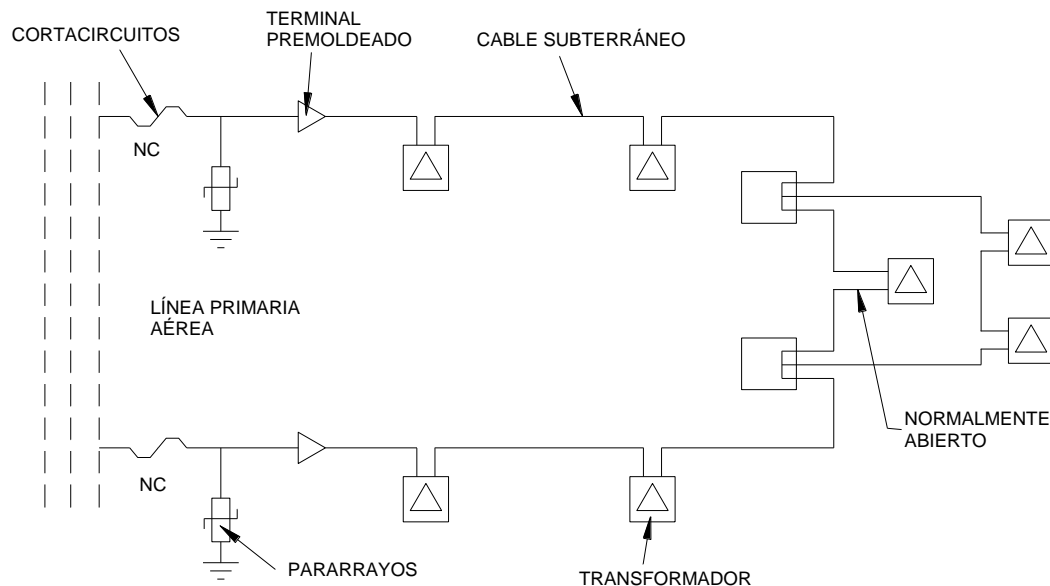


Figura No. 13.7 Sistema Anillo dentro de un Anillo

13.8 Paso de aéreo a subterráneo en media tensión

En el paso de aéreo a subterráneo, se utilizarán los siguientes elementos:

- Cortacircuitos
- Interruptor-Autoseccionador
- Reconectador

El elemento de seccionamiento en una transición de línea aérea a subterránea dependerá de la potencia transportada y de la longitud de la línea como se define en el documento de Arquitectura de y se clasificará así:

- Potencia < 300 kVA sin considerar longitud de la línea el elemento de corte será un cortacircuitos.
- Potencia ≥ 300 kVA se requiere reconectador, coordinado con la protección de respaldo.

La forma de construcción se puede observar en la norma de construcción SB-801-802-803-804

14 EQUIPOS DE CORTE Y PROTECCIÓN DE MEDIA TENSIÓN

14.1 Protección Contra Sobreintensidades

Se utilizarán cortacircuitos fusibles de expulsión/seccionadores accionables por pértiga con una intensidad nominal acorde con las necesidades de la instalación, autoseccionadores o reconectores en las transiciones de red aérea a subterránea y en la red subterránea, seccionadores sumergibles de dos y tres vías con capacidad de protección de sobrecorriente, reconectores tipo pedestal.

14.2 Protección Contra Sobretensiones

La protección contra sobretensiones se realizará mediante la instalación de descargadores de sobretensión en los sitios de transición. Se colocará un juego de descargadores de sobretensión en la línea aérea, en el mismo herraje que los terminales del cable a proteger y según se indica en los planos correspondientes.

En los transformadores ubicados en las cámaras subterráneas se instalarán juegos de DPS tipo codo.

14.3 Seccionador de Maniobra Sumergible

Los seccionamientos subterráneos deben ser tipo sumergible aptos para ser instalados en cámaras ubicadas en zonas de utilidad pública expuestos a inundaciones, con un grado de protección IP68. Las conexiones y los mecanismos de operación e indicación de apertura o cierre deben estar localizados en la parte superior del tanque, además debe tener una base adecuada para evitar que el fondo del mismo esté en contacto con el piso de la cámara. Debe existir una separación no menor de 4 cm entre el piso de la cámara y el tanque del seccionador. Para las cajas de maniobra del tipo inundable el medio de aislamiento debe ser en aceite o SF6 y el medio de interrupción del arco en SF6 o vacío (Ver especificaciones Técnicas de Materiales).

El seccionador de maniobras debe ser de accionamiento tripolar bajo carga que permita la operación y las modificaciones topológicas del circuito de media tensión, minimizando los tiempos de interrupción del servicio. Los mandos y conexiones eléctricas deben estar en la tapa superior del equipo para una fácil maniobra.

Las maniobras de las cajas de seccionamiento se deberán poder realizar desde el nivel de acera, mediante pértigas, aun en condiciones de pozo inundado.

Los seccionadores de maniobra podrán ser:

- Tres posiciones: abierto – cerrado - puesto a tierra
- Dos posiciones: abierto - cerrado.


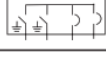


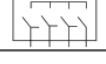


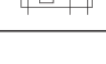

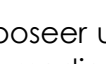
Typical One-Line Diagram	Application	G&W Switch Style	Page
	Load break switching and fault interrupting	VRPFI - most compact footprint VLPFI - superior switch contact viewing VPNI - 38kV and high interrupting ratings VPVI - available with 1-phase tripping	5 6 7 8
	Load break switch with integral ground and fault interrupting	VTFI - Triad Series 1 with 3-phase tripping VTVI - Triad Series 1 with 1-phase tripping	13 14
	Load break with integral ground and fault interrupting with integral ground	VTNI - Triad Series 2	16
	Load break switching only	RAM - flexible bushing and switch operator orientation SRAM - flexible bushings and switch operator orientation with spread bushings RPR, RPL, RPRM - round tank designs	18 18 20
	Load break with integral ground	GRAM - flexible bushings and switch operator orientation	21
	Load break switching with cable test position	TRAM - front operators and bottom bushings	22
	Transfer and switch load break switching	RAD, RAJ - sources cannot be paralleled RAC, RAL - sources can be paralleled	23 23
	Fault interrupting only	VPFI - with 3-phase tripping VI/VPVI - with 1-phase tripping VPNI - 38kV and high interrupting applications	24 24 24
	Load break switching with current limiting fuses. Round tank designs	FRPR, FFRPR, FRPRL	25
	Load break switching with current limiting fuses. Rectangular tank designs	FRAM, FGRAM, FFRAD - to 40A FFRAM, FFGRAM - to 80A	27 27

Tabla 14.1 Esquemas de seccionadores de maniobra para red subterránea G&W Electric.

Deben poseer una construcción robusta y deberán estar habilitados para permitir, mediante accesorios adicionales, el accionamiento por motor para telecontrol y automatización bajo sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition).

La puesta a tierra de los seccionadores de maniobra varía de acuerdo con el diseño de estos, los hay con posición fija de puesta a tierra (Abierto – cerrado – aterrizado) o por medio de terminales preformados externos tipo codo de puesta a tierra, que, al conectarlos, ponen a tierra cada polo de la correspondiente vía que se encuentre abierta. Por seguridad, cuando uno de los circuitos de entrada, salida o derivación es abierto y se van a

realizar trabajos sobre el circuito, se debe poner a tierra cada una de las vías que se encuentran desenergizadas.

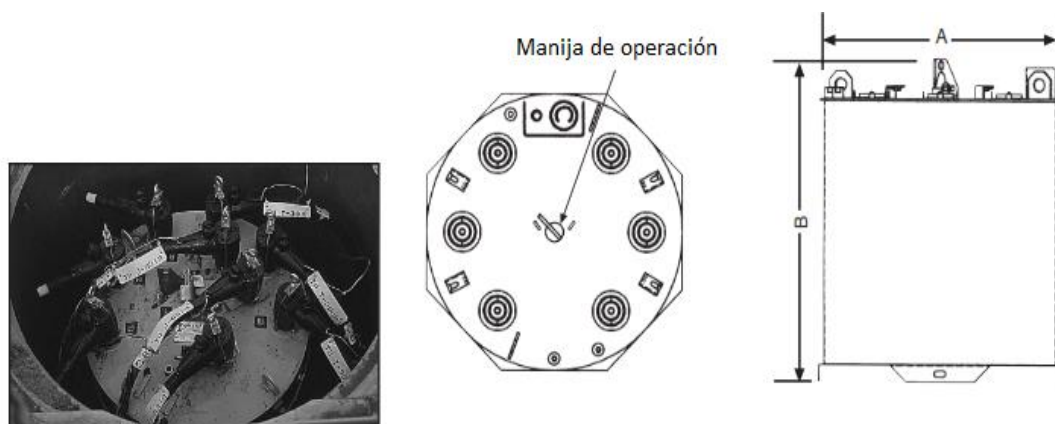


Figura No. 14.1 Seccionador de maniobra sumergible de tanque circular G&W Electric




One-line Diagram	Voltage Class (kV)	No. of Phases	Catalog Number	Approx. Dimensions Inches (mm)		Approx. Wt. w/ SF ₆ lbs (kg)
				A	B	
RPR / RPL / RPRM SERIES						
 RPR	15	1	15RPR1W	29 (737)	31 (787)	250 (114)
		2	15RPR2W	29 (737)	31 (787)	275 (125)
		3	15RPR3W	29 (737)	31 (787)	300 (136)
	25	1	27RPR1W	29 (737)	31 (787)	250 (114)
		2	27RPR2W	29 (737)	31 (787)	275 (125)
		3	27RPR3W	29 (737)	31 (787)	300 (136)
 RPL	15	1	15RPL1W	29 (737)	31 (787)	250 (114)
		2	15RPL2W	29 (737)	31 (787)	275 (125)
		3	15RPL3W	29 (737)	31 (787)	300 (136)
	25	1	27RPL1W	29 (737)	31 (787)	250 (114)
		2	27RPL2W	29 (737)	31 (787)	275 (125)
		3	27RPL3W	29 (737)	31 (787)	300 (136)
 RPRM	15	1	15RPRM1W	35 (889)	31 (787)	300 (136)
		2	15RPRM2W	35 (889)	31 (787)	325 (148)
		3	15RPRM3W	35 (889)	31 (787)	350 (159)
	25	1	27RPRM1W	35 (889)	31 (787)	300 (136)
		2	27RPRM2W	35 (889)	31 (787)	325 (148)
		3	27RPRM3W	35 (889)	31 (787)	350 (159)

Figura No. 14.2 Seccionador de maniobra sumergible de tanque circular

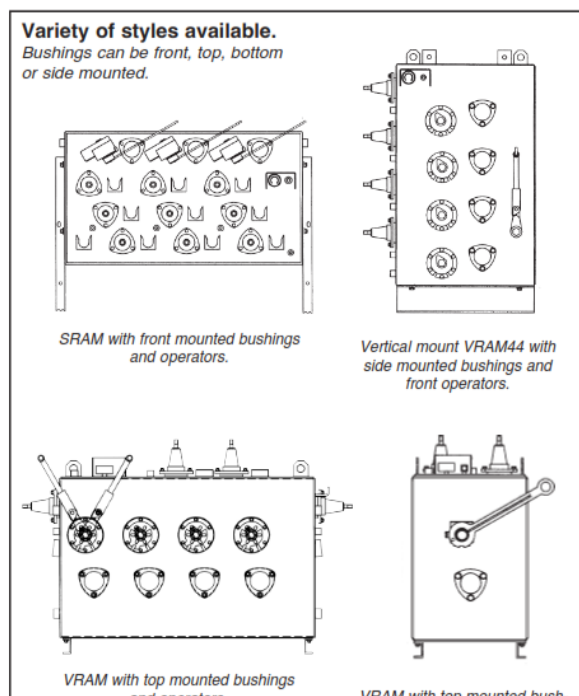


Figura No. 14.3 Seccionador de maniobra sumergible de tanque circular

14.4 Reconectador (Recloser)

Este es un elemento de protección y maniobra con capacidad para abrir y cerrar sobre corrientes de cortocircuito, equipado con relés de apertura ajustables, que protege la línea contra cortocircuitos y sobreintensidades, este elemento debe actuar en coordinación con el interruptor de cabecera o con otro elemento de protección y tiene la función de recierre automático, con el mismo funcionamiento que el indicado para el interruptor de cabecera y puede ser telecontrolado. (Ver especificaciones Técnicas de Materiales).



Figure 2. Low-profile housing with wide double-doors provides easy access to all operating controls on PWE and PWVE 15- and 27-kV automatic-circuit reclosers

Figura No. 14.4 Reconectador tipo pedestal para red subterránea



Figure 3. View of untanked PWE recloser shown from closing contactor side (low-voltage closing accessory shown). Construction of Type PWVE is similar

Figura No. 14.5 Vista interior de reconectador tipo pedestal, EATON

14.5 Barraje preformados para Media Tensión

Los Barrajes de media tensión estarán aislados para un voltaje nominal de 15 kV y capacidades de 200 y 600 Amperios, usados en conexiones en cajas de inspección de redes subterráneas y otras instalaciones donde se requiere seccionar, y derivar, facilitando el mantenimiento y cambio de elementos en los circuitos.

Se debe tener en cuenta que la entrada de la alimentación subterránea siempre se hará por el lado izquierdo y la salida por el borne a su lado derecho, viendo el barraje de frente, los dos bornes de la izquierda serán derivaciones o cargas finales, así como se muestra en la figura 14.6.

Los bornes libres del barraje deberán tener siempre tapón protector aislado, con el fin de asegurar la continuidad de frente muerto.

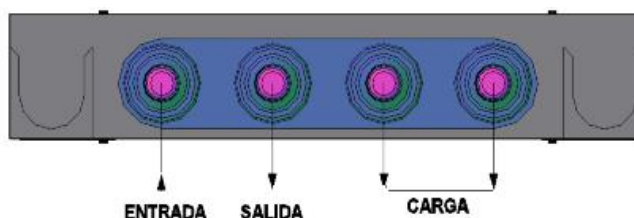


Figura No. 14.6 Forma de conexión de barraje de M.T.

14.6 Indicador de falla MT

El indicador de falla subterráneo está diseñado para aplicación en equipos de distribución subterránea, tales como transformadores o seccionamiento subterráneo. Usa un diseño de TC de núcleo cerrado para monitorear la corriente que fluye y pasa por el cable de distribución subterráneo. La unidad ajusta automáticamente su nivel de disparo basado en la corriente de carga medida, y dispara cuando el nivel de corriente excede el valor de disparo ajustado (Ver especificaciones Técnicas de Materiales).

Los indicadores de falla deberán instalarse en la alimentación de cada barraje o alimentación del seccionador de maniobra.



Figura No. 14.7 Ubicación de señalizadores de falla

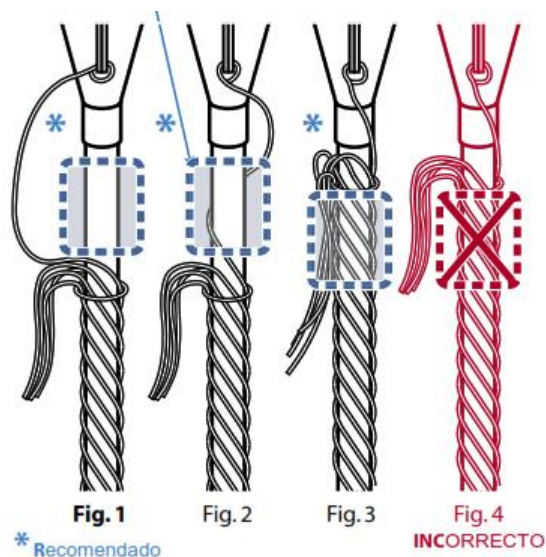


Figura No. 14.8 Montaje de señalizadores de falla

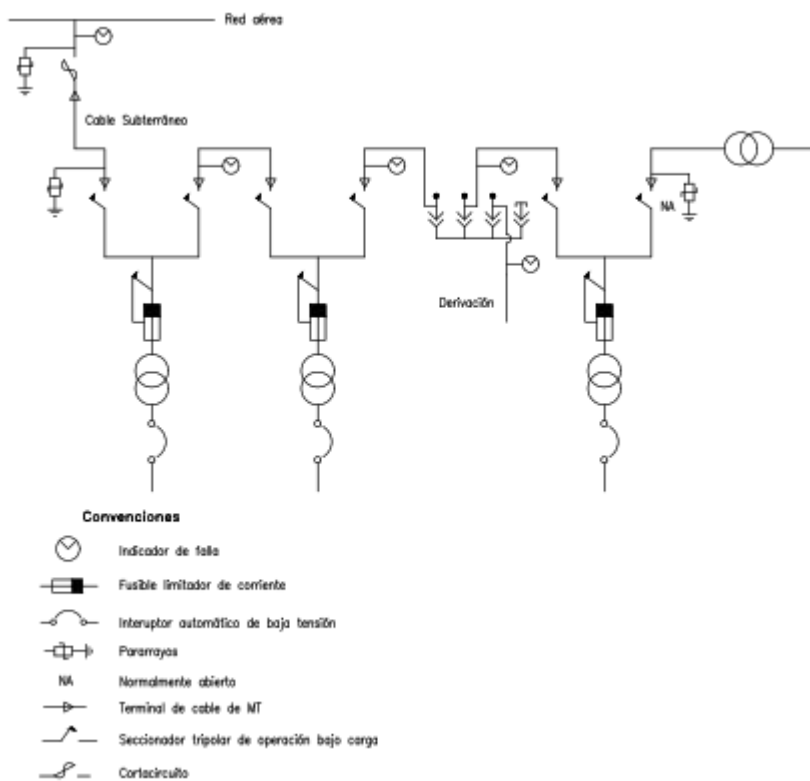


Figura No. 14.9 Ubicación de indicadores de falla

15 EQUIPOS DE CORTE Y PROTECCIÓN DE BAJA TENSIÓN

15.1 Protección Contra Sobreintensidades

La protección de la red será con interruptor termomagnético bipolar o tripolar de la intensidad nominal coordinada a la potencia a transportar y del calibre del conductor.

15.2 Barraje preformado para Baja Tensión

Especialmente diseñado para distribución y acometidas subterráneas de baja demanda de energía para un voltaje de operación de 600 V. Estos barrajes son de 500 A para conductores desde calibre No 8 hasta 500 kcmil. Los barrajes serán de peso liviano aptos para conductores de cobre o de aluminio, resistentes al agua, rotura, abrasión y envejecimiento, con una temperatura de operación entre 5 °C y 90 °C, se instalarán con soportes para barraje de baja tensión de alta resistencia y serán de 4, 6 o de 8 puestos de acuerdo con la necesidad (Ver especificaciones Técnicas de Materiales).

Los barrajes sumergibles de baja tensión se conectarán a la red secundaria mediante puentes hechos en cable de aluminio Serie 8000 calibre 2/0 AWG, utilizando conectores sumergibles en el punto de conexión a la red y llegando al barraje en uno de los puertos centrales, para que la corriente se distribuya hacia los puertos laterales.

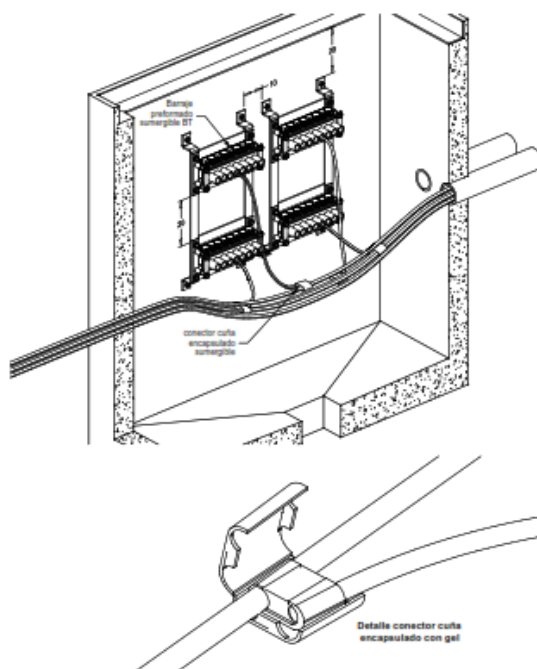


Figura No. 15.1 Disposición de conexiones en Barraje de B.T.

15.3 Puesta a Tierra para Redes Subterráneas

En los cables de Media Tensión, (para longitudes cortas), si se conectan a tierra los apantallamientos metálicos del cable en un extremo de la instalación no existen corrientes circulantes por la pantalla, pero pueden inducirse tensiones en la misma que pueden afectar al personal de operación o mantenimiento.

En la norma NTC 2186-2 Anexo G literal G.4.1.1.: "Se recomienda poner a tierra la pantalla en las terminaciones de cable, en los empalmes y derivaciones

En las redes subterráneas de Media Tensión se conectarán a tierra los siguientes elementos:

- Carcasas de los elementos de maniobra y protección.
- Apoyos de los pasos aéreo-subterráneos.
- Descargadores de sobretensión (DPSs).
- Pantallas metálicas de los cables de media tensión.

En todo sistema de puesta a tierra se debe garantizar:

- La resistencia sea menor a 10 Ω

- Tensiones de paso y contacto menores a las máximas admisibles

En caso de no poder cumplir con las tensiones de paso y contacto exigidos se adoptarán las siguientes medidas:

- Instalar pisos o pavimentos de resistividad elevada.
- Establecer plataformas equipotenciales en las zonas críticas
- Hacer inaccesibles las áreas en que se prevén la superación de dichos valores

Los elementos que constituyen el sistema de puesta a tierra son:

- Línea de tierra.
- Barraje de puesta a tierra.
- Electrodo de puesta a tierra.
- Conectores para electrodos
- Empalmes soldados

a) Línea de tierra

Está constituida por conductores de cobre. En función de la corriente de falla y la duración del mismo, se determinan las secciones mínimas del conductor a emplear por la línea de tierra, a efectos de no alcanzar su temperatura máxima. La sección se obtendrá según la expresión siguiente:

$$S \geq \frac{I_d}{\alpha} \sqrt{\frac{t}{\Delta\theta}}$$

Donde:

S: Sección del conductor (mm²).

I_d: Corriente de falla (A) dada por el operador de red en el nodo.

t: Tiempo de duración de la falla ≈ 0.15 seg.

α: Para tiempos de duración de la falla inferiores o iguales a 5 s y conductores de cobre, α= 13.

Δθ: 160 °C para conductor aislado y 180°C para conductor desnudo.

Con estos datos se obtienen los resultados que se muestran en las tablas 15.1 y 15.2:

CONDUCTOR AISLADO				
$\Delta\theta$ (°C)	t (s)	I_{falla} (kA)	Tensión (kV)	Sección (mm ²)
160	0,15	16	13,2	37,68
160	0,15	12,5	34,5	29,44
160	0,2	16	13,2	43,5
160	0,2	12,5	34,5	34

Tabla 15.1 Sección conductor aislado línea tierra

CONDUCTOR DESNUDO				
$\Delta\theta$ (°C)	t (s)	I_{falla} (kA)	Tensión (kV)	Sección (mm ²)
180	0,15	16	13,2	35,5
180	0,15	12,5	34,5	27,7
180	0,2	16	13,2	41,0
180	0,2	12,5	34,5	32

Tabla 15.2 Sección conductor desnudo línea tierra

A la vista de los resultados mostrados en la tabla, la sección del conductor de tierra mínimo a utilizar dentro de las secciones normalizadas para conductores aislados como para desnudos, será de sección #2 AWG (33,62 mm²) de cobre.

b) Electrodos de puesta a tierra

Estarán constituidos por varillas de sección circular de acero-cobre o de cobre, cuyas características se definen en la correspondiente Especificación Técnica.

16 CARACTERÍSTICAS PARTICULARES

16.1 Memoria

En ella se justificará la finalidad de la instalación, razonando su necesidad o conveniencia. A continuación, se describirá el trazado de la línea, destacando aquellos motivos fundamentales que hayan influido en su determinación.

Se pondrá de manifiesto las características particulares y la descripción de la instalación indicando la siguiente información:

- Longitud de la línea
- Tensión nominal
- Frecuencia
- Tipos de conductores
- Sistema de puesta a tierra

Se hará una descripción de las obras civiles a realizar indicando:

- Canalizaciones
- Tipos de cajas
- Tipos de cámaras.

Así mismo se adjuntarán una serie de tablas que mostrarán los resultados de los cálculos eléctricos, cálculos mecánicos y civiles, indicando la siguiente información técnica:

- Longitud de la línea.
- Resistencia y reactancia por unidad de longitud.
- Caídas de tensión.
- Pérdidas de potencia.
- Canalizaciones
- Cámaras de registro
- Sistema de puesta a tierra

Se incluirá una relación de cruzamientos, paralelismos y casos especiales, con los datos necesarios para su localización y para la identificación del propietario, entidad u organismo afectado. Se deberán presentar los planos de redes existentes entregados por cada operador de servicio y los diseños terminados sobrepuestos sobre dichos planos.

16.2 Planos de Localización

El trazado de la línea se representará en un plano a escala mínima 1:10.000, 1:25.000 y 1:50.000 para que el emplazamiento de la misma sea perfectamente identificable. En caso necesario se podrán utilizar otras escalas equivalentes a las indicadas en función de la cartografía disponible en el país. Las escalas para los planos serán:

Para localización de un predio: 1:1000 o 1:500

Para redes rurales: 1:2000 o 1:1000

Para redes subterráneas: 1:500

Para secciones de vías: 1:100

Para las vistas de una subestación: 1:50

Se deben presentar por separado los planos de redes de media tensión y baja tensión.

16.3 Otros Planos

Cuando sea preceptivo se incluirán planos de los elementos constructivos que sean necesarios (canalizaciones, cámaras, puesta a tierra, etc.) Además, siempre que se empleen aplicaciones especiales que no estén reflejadas en este documento y sea necesaria su definición, se incluirán los correspondientes planos descriptivos.

16.4 Presupuesto

El presupuesto de Ejecución Material y mano de obra se obtendrá especificando la cantidad de cada una de las Unidades Constructivas (U.U.C.C.) y sus correspondientes precios unitarios.

17 MEMORIAS DE CÁLCULO

En este apartado se desarrollarán los cálculos eléctricos de la línea en función de los conductores empleados, de los niveles de tensión y del número de fases de la línea subterránea (trifásica o monofásica).

17.1 Cálculo eléctrico media tensión

17.1.1 Resistencia del Conductor

La resistencia del conductor empleado, en ohmios por km, depende de las características y sección del mismo y de la temperatura de trabajo de la línea.

La temperatura máxima de trabajo prevista es de 90° C para el conductor y 70° C para la pantalla. El valor de la resistencia en corriente continua para un conductor cuya temperatura máxima de trabajo es 90° C, se calcula a partir del valor a 20° C, mediante la siguiente expresión:

$$R_{90} = R_{20} \cdot [1 + \alpha \cdot (90 - 20)] (\Omega / km)$$

Donde:

R: Resistencia del conductor con corriente continua a la temperatura 90 °C (Ω/km).

α : Coeficiente de variación de la resistividad en función de la temperatura, siendo $\alpha = 0,00403$ para conductores de aluminio y $0,00393$ para conductores de cobre ($^{\circ}C^{-1}$) para una temperatura de 20° C.

En cuanto a la resistencia en corriente alterna, es necesario tener en cuenta el efecto piel y el efecto proximidad que dan lugar a un aumento de la resistencia aparente del conductor. El valor de la resistencia en corriente alterna según la norma CIE-287 será:

$$R_{ca} = R_{cc} \cdot (1 + K_s + K_p) (\Omega / km)$$

Siendo:

R_{ca} : Resistencia del conductor en corriente alterna (Ω/km).

R_{cc} : Resistencia del conductor en corriente continua (Ω/km).

K_s : Coeficiente por efecto piel. Su valor se obtiene mediante la expresión siguiente:

$$K_s = \frac{3,28 \cdot f^2 \cdot s^2}{\rho_\theta^2 \cdot 10^8}$$

Donde:

f : Frecuencia de la corriente (60 Hz).

s : Sección efectiva del conductor (mm^2).

ρ_θ : Resistividad del conductor a la temperatura considerada. Para conductores de aluminio a 90°C, $\rho = 36,237 (\Omega mm^2/km)$ y para conductores de cobre para 70°C de temperatura $\rho_\theta = 20,6288 (\Omega mm^2/km)$.

K_p : Coeficiente por efecto proximidad. Su valor se calcula empleando la siguiente ecuación:

$$K_p = K_s \cdot 2,9 \cdot a^2$$

Donde:

K_s : Coeficiente por efecto piel.

a : Relación entre el diámetro del conductor y la distancia entre los ejes de los conductores más próximos.

Sustituyendo los valores adecuados en las expresiones mostradas se obtienen los resultados indicados en la tabla 17.1 mostrada a continuación.

Resistencia de los Conductores de Aluminio de MT en Líneas Trifásicas				
Conductor		4/0 AWG	500 MCM	750 MCM
Rcc a 20° C (Ω/km)		0,2682	0,1135	0,0759
Rcc a 90° C (Ω/km)		0,3439	0,1455	0,0973
Coeficiente Ks		$10,2 \times 10^{-4}$	$57,7 \times 10^{-4}$	$124,7 \times 10^{-4}$
Kp (*)	15 kV	$5,9 \times 10^{-4}$	$47,5 \times 10^{-4}$	$114,5 \times 10^{-4}$
	35 kV	$3,4 \times 10^{-4}$	$29,4 \times 10^{-4}$	-
Rca a 90° C (Ω/km)	15 kV	0,3444	0,147	0,0996
	35 kV	0,3444	0,1468	-

Tabla 17.1 Resistencia conductores de aluminio MT líneas trifásicas

(*) Para el cálculo de Kp y, en consecuencia, para el cálculo de Rca a 90°C, se considera que los conductores se han instalado en triángulo en contacto mutuo.

Tanto en los conductores concéntricos de cobre como en los conductores de aluminio, se toma la resistencia del neutro igual a la de las fases.

Para los cálculos del presente proyecto Tipo despreciamos el efecto pelicular en el caso de los conductores concéntricos, y por lo tanto, suponemos equivalentes los valores de resistencia del conductor con corriente continua y con corriente alterna.

17.1.2 Reactancia Inductiva del Conductor

17.1.2.1 Línea Trifásica Equilibrada

La reactancia de una línea trifásica, por unidad de longitud y por fase, para líneas equilibradas, se determinará mediante la siguiente expresión:

$$X = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot \epsilon \text{ } (\Omega/\text{km})$$

Siendo:

f: Frecuencia de la red (60 Hz).

ϵ : Coeficiente de Inducción Mutua por unidad de longitud (H/km).

El coeficiente de inducción por unidad de longitud (\mathcal{L}) vendrá dado por la expresión:

$$\mathcal{L} = \left(K + 4,605 \cdot \log \frac{2 \cdot D_m}{d} \right) \cdot 10^{-4} (H / km)$$

Donde:

K: Constante que, para conductores masivos es igual a 0,5 y para conductores cableados toma los siguientes valores de la tabla 17.2:

Constante en Función del Número de Alambres					
Nº de alambres	1	7	19	37	61 o más
K	0,5	0,64	0,55	0,53	0,51

Tabla 17.2 Constante en función del número de alambres

Dm: Distancia media geométrica entre conductores. Los conductores se instalarán en triángulo, estando las tres fases en contacto mutuo, por lo tanto, la distancia media geométrica coincide con el diámetro exterior del conductor (mm).

d: Diámetro del conductor (mm).

Sustituyendo para cada caso, obtenemos los valores que se indican en la Tabla 17.3:

Reactancia Línea Trifásica Equilibrada		
Conductores	Reactancia inductiva (Ω/km)	
	15 kV	35 kV
4/0 AWG	0,134	0,1546
500 kcmil	0,1197	0,1378
750 kcmil	0,1148	-

Tabla 17.3 Reactancia línea trifásica equilibrada

17.1.3 Capacitancia

La capacidad de cada conductor respecto a la pantalla para cables con un solo conductor depende de:

- Las dimensiones del mismo (longitud, diámetro de los conductores, incluyendo las eventuales capas semiconductoras y diámetro debajo de la pantalla).
- La permitividad “ ϵ ” o constante dieléctrica del aislamiento.

Para el caso de los cables de campo radial, la capacidad se obtiene aplicando la siguiente expresión será:

$$C = \frac{0,0241 \cdot \epsilon}{\log \frac{D}{d}} (\mu F / km)$$

Siendo:

- ϵ : Constante dieléctrica del aislamiento. Para el aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) se utilizará $\epsilon = 2,5$
- D: Diámetro del conductor sobre el aislante (mm).
- d: Diámetro del conductor (incluyendo la capa semiconductora) (mm).

En la tabla 17.4 se muestran las capacidades para los distintos conductores y sus niveles de tensión:

Capacitancia Línea Trifásica		
Conductores	Capacidad ($\mu F/km$)	
	15 kV	35 kV
1/0 AWG	0,2047	0,1299
4/0 AWG	0,2662	0,1626
500 MCM	0,3775	0,2209
750 MCM	0,4492	-

Tabla 17.4 Capacitancia línea trifásica

17.1.4 Corriente de Conductores Enterrados

La intensidad máxima de los conductores de aluminio directamente enterrados para una temperatura de 20 °C, factor de carga del 100%, resistencia térmica de 90 °C y una temperatura del conductor de 90 °C, serán según lo establecido en las tablas 310-82, 310-84 y 310-86 de la norma NTC 2050 (Tabla 17.5).

Intensidad Máxima Conductor de Aluminio de Media Tensión	
Conductor	Capacidad de corriente (A)

	(13,2 kV-34,5 kV.)				
	Detalle a	Detalle b	Detalle c	Detalle d	Detalle e
1/0 AWG	170	190	175	215	200
4/0 AWG	250	280	255	315	290
500 MCM	395	445	405	510	470
750 MCM	485	550	485	635	580

Tabla 17.5 Intensidad máxima conductor aluminio M.T.

17.1.5 Corrientes de Conductores en Banco de Ductos

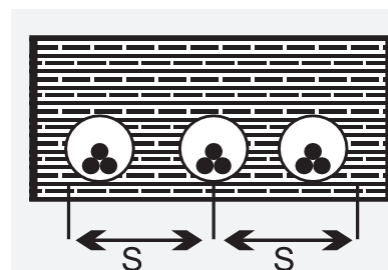
Las corrientes de los conductores subterráneos de media tensión varían dependiendo del número de cables que se aloje en un ducto y también del número de circuitos que vaya por una canalización tal como se muestra en la tabla 17.6, Fig. 17.1 y según lo establece la NTC 2050

Intensidad del conductor de aluminio de media tensión			
Calibre AWG/kcmil	Cable Monopolar de aluminio de 6-35 kV		
	1 circuito (A)	3 circuitos (A)	6 circuitos (A)
	Detalle 1	Detalle 2	Detalle 3
1/0	155	125	90
4/0	230	185	150
500	370	290	230
750	455	355	280

Tabla 17.6 Intensidad conductor monopolar aluminio M.T.

Detalle 1
1 Ducto eléctrico y 1 circuito

Detalle 2
3 Ductos eléctricos y 3 circuitos (s=20 cm)



Detalle 3
6 Conductos eléctricos y 6 circuitos
(s=20 cm)

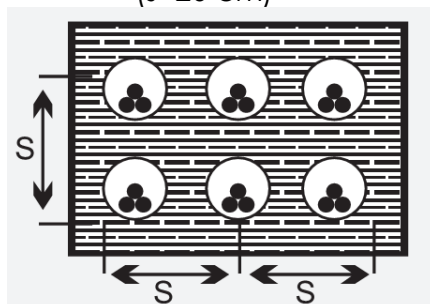


Figura No. 17.1 Detalle ubicación ductos

17.1.6 Factores de Corrección

La intensidad admisible del cable determinado para la instalación tipo, deberá corregirse mediante unos coeficientes de corrección teniendo en cuenta cada una de las características de la instalación real. A continuación, se exponen algunos casos particulares de instalación, cuyas características afectan al valor máximo de la intensidad admisible, indicándose los coeficientes de corrección que se deban aplicar.

17.1.6.1 Instalación Enterrada

- a) Cables enterrados en terrenos con temperatura distinta de 20 °C. para media tensión

El coeficiente que se empleará para la corrección de las intensidades máximas admisibles, cuando la temperatura del terreno es diferente de 20 °C, se calcula mediante la siguiente expresión:

$$C_c = \sqrt{\frac{90 - \theta_a}{90 - 20}}$$

Siendo:

C_c : Coeficiente de corrección.

θ_a .: Temperatura ambiente en el lugar de instalación (°C).

Coeficiente de corrección para temperatura del terreno distinta a 20 °C (Ver tabla 17.7).

Coeficiente de corrección para temperatura del terreno distinta a 20 °C									
Tª (°C)	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Coeficiente	1,06	1,03	1,00	0,96	0,92	0,88	0,84	0,80	0,75

Tabla 17.7 Coeficiente corrección temperatura terreno distinta a 20 °C

- b) Cables directamente enterrados o en conducciones enterradas en terrenos de resistividad térmica distinta de 1 Km/W.

Las características del terreno constituyen un punto importante en la intensidad admisible en los cables enterrados, si bien su valor es difícil de determinar dada la falta de uniformidad del propio suelo a lo largo de la canalización.

Por otra parte, para un terreno determinado se ve afectado por las condiciones de humedad, nivel freático, vegetación, etc. La tabla 17.8 y 17.9 recoge valores aproximados para algunas clases de terrenos:

Coeficiente de corrección del terreno	
Tipo de terreno	Valores de k (Km/W)
Terreno vegetal muy húmedo	0,4 a 0,5
Arena húmeda	0,5 a 0,7
Calcáreo y tierra vegetal seca	0,7 a 1
Tierra muy seca	1,5
Arena seca	2 a 2,5
Ceniza escoria	3

Tabla 17.8 Coeficiente de corrección del terreno

Coeficiente de Corrección						
Resistividad térmica del terreno (K · m/W)	0,8	1	1,2	1,5	2,0	2,5
Línea trifásica	1,07	1,00	0,94	0,87	0,78	0,71

Tabla 17.9 Coeficiente corrección resistividad térmica terreno

- c) Cables enterrados en una zanja a diferentes profundidades (ver tabla 17.10).

Coeficiente de Corrección en Función de la Profundidad						
Profundidad de instalación (cm)	60	80	100	120	150	200
Coef. de corrección	1,03	1	0,98	0,96	0,94	0,92

Tabla 17.10 Coeficiente de corrección en función de la profundidad

17.1.6.2 Instalación al aire

a) Cables instalados al aire en ambientes de temperatura distinta a 40 °C

El coeficiente que se empleará para la corrección de las intensidades máximas admisibles, cuando la temperatura ambiente es diferente de 40 °C, se calcula mediante la siguiente expresión:

$$C_c = \sqrt{\frac{90 - \vartheta_a}{90 - 40}}$$

Siendo:

CC: Coeficiente de corrección.

ϑ_a : Temperatura ambiente en el lugar de instalación (°C).

En la tabla 17.11 se muestran los coeficientes en función de la temperatura ambiente de la instalación.

Coeficiente de Corrección para Instalación a T_a Distinta de 40 °C								
T° (°C)	15	20	25	30	35	40	45	50
CC	1,22	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89

Tabla 17.11 Coeficiente corrección en función temperatura ambiente

b) Cables instalados al aire en canales o galerías

En estas condiciones de instalación, el calor disipado por los cables no puede difundirse libremente y provoca un aumento de la temperatura del aire. Para realizar los cálculos supondremos que el aumento de la temperatura ambiente, con los conductores

instalados y transportando energía, respecto a la temperatura ambiente sin los conductores instalados es del orden de 15 °C.

Para la determinación de la intensidad admisible en estas condiciones se emplearán los coeficientes indicados en la tabla anterior.

Otro factor a tener en cuenta a la hora de calcular la intensidad admisible en los cables es la instalación de otros conductores en las proximidades. En función del tipo de instalación se emplearán los coeficientes mostrados en la tabla 17.12.

COEFICIENTE DE CORRECCIÓN CABLES INSTALADOS SOBRE BANDEJAS (*)				
Nº de bandejas	Nº de cables o ternas			
	1	2	3	6
1	1	0,98	0,96	0,93
2	1	0,95	0,93	0,90
3	1	0,94	0,92	0,89
6	1	0,93	0,90	0,87

Tabla 17.12 Coeficiente corrección cables bandejas

(*) Características de la instalación:

- Ternas o cables tendidos sobre bandejas perforadas.
- Separación entre cables igual al diámetro "d" de una terna o de un cable (según corresponda).
- Distancia a la pared ≥ 5 cm.
- Separación vertical entre bandejas ≈ 30 cm.

17.1.6.3 Instalación enterrada en tubos

Siempre que la longitud de la instalación bajo tubo no exceda de 15 m no se considera reducción alguna respecto a la intensidad admisible. Cuando la longitud del tubo supere los 15 m, se recomienda aplicar el valor para instalaciones bajo tubo indicadas en la tabla 17.13.

17.1.7 Pérdidas dieléctricas

Las pérdidas dieléctricas de los conductores se calculan mediante las expresiones (Ver tabla 17.13):

$$W_{\delta} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C \cdot U^2 \cdot \text{tg} \delta \quad (\text{W/km})$$

Siendo:

W_{δ} : Pérdidas dieléctricas en el aislante (W/km).

f : Frecuencia de la red (60 Hz).

C : Capacitancia del cable ($\mu\text{F/km}$).

U : Tensión entre fase y neutro en el caso de cálculo de pérdidas monofásicas, y tensión fase-fase para el de pérdidas trifásicas (kV).

$\text{tg} \delta$: Ángulo de pérdidas o factor dieléctrico, que depende del material del aislamiento. Para el polietileno reticulado (XLPE) este valor es:

$$\text{tg} \delta = 0,001$$

Pérdidas Dieléctricas en el Aislante Línea de Media Tensión (W_{δ}) (W/km)		
Conductor	Trifásicas	
	13,2 kV	34,5 kV
1/0 AWG	-	-
4/0 AWG	17,48	72,98
500 kcmil	24,80	99,10
750 kcmil	29,50	-

Tabla 17.13 Pérdidas dieléctricas en el aislante líneas de M.T.

17.1.7.1 Corriente de carga capacitiva

La denominada intensidad de carga (I) es la corriente capacitiva que circula por el cable debido a la capacidad existente entre el conductor y la pantalla. La corriente de carga para una línea trifásica equilibrada, como para una línea monofásica para la tensión más elevada de la red será la que se indica en la siguiente ecuación:

$$I_c = \frac{U_m}{\sqrt{3}} \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C \cdot 10^{-3} \quad (\text{A/km})$$

En donde:

I_c : Intensidad de carga capacitiva (A).

- f: Frecuencia de la red (60 Hz).
- C: Capacitancia del cable ($\mu\text{F}/\text{km}$).
- U_m : Tensión más elevada de la red entre fases para el caso de línea trifásica, y tensión más elevada de la red entre fase y neutro para el caso de línea monofásica (kV).

Para los conductores seleccionados los valores obtenidos son los mostrados en la tabla 17.14:

Intensidad de Carga Capacitiva Línea de Media Tensión, I_c (A/km)		
Conductor	Trifásicas	
	13,2 kV	34,5 kV
1/0 AWG	-	-
4/0 AWG	0,8030	1,2826
500 kcmil	1,1388	1,7416
750 kcmil	1,1349	-

Tabla 17.14 Intensidad de carga capacitiva línea M.T.

17.1.8 Intensidades de Cortocircuito Admisibles en los Conductores

Es la intensidad que no provoca ninguna disminución de las características de aislamiento de los conductores, incluso después de un número elevado de cortocircuitos.

Se calcula admitiendo que el calentamiento de los conductores se realiza en un sistema adiabático (a calor constante) y para una temperatura máxima admitida por el aislamiento de 250 °C. La intensidad máxima de cortocircuito para un conductor de sección S , viene dada por:

$$I_{cc} = K \cdot S \cdot \sqrt{\frac{1}{t}} \quad (\text{A})$$

Donde:

- I_{cc} : Intensidad máxima de cortocircuito (A).
- K: Coeficiente que depende de la naturaleza del conductor, del aislamiento y de sus temperaturas al principio y al final del cortocircuito. En este caso se toman como valores 143 para el cobre y 93 para el aluminio.

S: Sección del conductor (mm²).

t: Tiempo de duración del cortocircuito (s).

En la tabla 17.15 se obtienen las corrientes de cortocircuito para los valores de las secciones. Se considera una intensidad de cortocircuito de 16 KA en 13,2 KV y 12,5 kA en 34,5 KV y un tiempo de despeje de las fallas de 0,3 s en caso de interruptores, o de <0,1 s en caso de fusibles.

En consecuencia, el cable 1/0 AWG solo podrá instalarse en derivaciones o ramales protegidos con fusibles.

Intensidad de Cortocircuito (kA)											
Conductor Aluminio	Sección (mm ²)	Duración del cortocircuito (s)									
		0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
1/0 AWG	53,5	15,7	11,1	9	7,8	7	6,4	5,9	5,5	5,2	4,9
4/0 AWG	107,2	31,5	22,2	18,2	15,7	14	12,8	11,9	11,1	10,5	9,9
500 MCM	253,3	74,4	52,6	42,9	37,2	33,2	30,3	28,1	26,3	24,8	23,5
750 MCM	380	111,8	79	64,5	55,9	50	45,6	42,2	39,5	37,3	35,3

Tabla 17.15 Intensidad de cortocircuito conductores aluminio

17.1.9 Intensidades de cortocircuito admisibles en las pantallas.

Las intensidades admisibles en la pantalla de cobre de los conductores seleccionados de media tensión, en función del tiempo de duración del cortocircuito, es la indicada en la Tabla 17.16.

Estas intensidades se han tomado para una temperatura máxima en la pantalla de 160 °C, según la Norma CEI-949 (Ver tabla 17.16).

Intensidad de Cortocircuito Admisible en la Pantalla de Cobre (kA)											
Conductor cobre	Sección (mm ²)	Duración del cortocircuito (s)									
		0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
1/0 AWG	33,3	15,3	10,6	8,7	7,5	6,7	6,14	5,7	5,3	5	4,8
4/0 AWG	22,89	10,3	7,3	5,9	5,1	4,6	4,2	3,9	3,6	3,4	3,2
500 kcmil	52,9	23,9	16,9	13,8	11,9	10,6	9,76	9,04	8,45	7,97	7,6
750 kcmil	52,9	23,9	16,9	13,8	11,9	10,6	9,76	9,04	8,45	7,97	7,6

Tabla 17.16 Intensidad de cortocircuito pantalla de cobre

17.1.10 Caída de tensión

Dadas las características particulares de distribución será necesario tener en cuenta la caída de tensión que se produce en la línea, debido a la propia resistencia de los conductores.

En la norma NTC 1340 de 2013, se establecen las tensiones nominales y las variaciones de tensión permitidas para las redes de alta, media y baja tensión en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Los valores máximos definidos para las redes de media tensión en 13.2 kV y 34.5 kV, así como para las redes de baja tensión, varían entre +5% y -10%. Ver Tabla 17.17

Clasificación	Nivel	Tensión Nominal (V)		Tensión máxima (% de la nominal)	Tensión mínima (% de la nominal)
		Sistemas Trifásico de 3 o 4 conductores	Sistemas Monofásico de 2 o 3 conductores		
Baja Tensión $V_n < 1 \text{ kV}$	Nivel 1 $V_n < 1 \text{ kV}$	-	120	+5	Clientes Urbanos -8 Clientes Rurales -10
		120/208	-		
		-	120/240		
		127/220	-		
		220	-		
		277/480	-		
		480	-		
Media Tensión $1 \text{ kV} \leq V_n \leq 57.5 \text{ kV}$	Nivel 2 $1 \text{ kV} \leq V_n < 30 \text{ kV}$	41 60	-	+5	-10
		-	7 620		
		11 400	-		
		13 200	-		
		13 800	-		
	Nivel 3 $30 \text{ kV} \leq V_n < 57.5 \text{ kV}$	34 500	-	+5	-5
Alta Tensión $57.5 \text{ kV} \leq V_n \leq 230 \text{ kV}$	Nivel 4 $57.5 \text{ kV} \leq V_n < 230 \text{ kV}$	44 000	-		
		57 500	-		
		66 000	-		

		110 000	-		
		115 000	-		
	-	230 000	-		
Alta Tensión 230 < Vn	-	500 000	-		
NOTA: La clasificación por niveles es de tipo informativo y corresponden con la regulación CREG 082/2002 o la resolución que la modifique o sustituya.					

Tabla 17.17 Valores máximos y mínimos permitidos en el SIN

Para las redes de distribución de CELSIA en sus diferentes niveles de tensión, se definieron las máximas caídas de tensión consignadas en la tabla 17.18

MÁXIMA CAIDA DE TENSIÓN PERMITIDA EN REDES DE CELSIA		
Ubicación	Caída de tensión (%)	
	Urbano	Rural
Red de 34.5 kV	5	5
Red de 13.2 kV	5	5
Transformador MT/BT	2,5	2,5
Red secundaria	3,5	5
Acometida. Desde el punto de conexión hasta la bornera del medidor	0.5	0.5
Alumbrado público, RETILAP	5	5

Tabla 17.18 Máximas caídas de tensión permitidas

Los cálculos serán aplicables a un tramo de línea, siendo la caída total de tensión la suma de las caídas en cada uno de los tramos intermedios.

La caída de tensión por resistencia y reactancia de una línea trifásica viene dada por la fórmula:

$$\Delta U = \sqrt{3} I (R \cos \varphi + X \sin \varphi) \cdot L$$

Donde:

ΔU : Caída de tensión compuesta (V).

I: Intensidad de la línea (A).

R: Resistencia del conductor en Ω/km para una temperatura de 90 °C.

X: Reactancia inductiva en Ω/km .

L: Longitud de la línea en km.

Teniendo en cuenta que:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} U \cos \varphi}$$

Donde:

P: Potencia trifásica transportada en kilovatios.

U: Tensión entre dos fases en kilovoltios.

La caída de tensión en tanto por ciento de la tensión compuesta será:

$$U \% = P \frac{L}{10 U^2} (R + X \operatorname{tg} \varphi)$$

Sustituyendo los valores conocidos U, R y X tendremos para sistema trifásicos de media tensión los valores obtenidos en la tabla 17.19:

Caída de tensión					
TENSIÓN (kV)	CALIBRE	SECCIÓN (mm ²)	CAÍDA DE TENSIÓN TRIFÁSICA (U%)		
			cosφ = 0,8	cosφ = 0,9	cosφ = 1
13,2	4/0 AWG	107,2	23,53×10 ⁻⁵ PL	23,46×10 ⁻⁵ PL	19,77×10 ⁻⁵ PL
	500 kcmil	253,3	13,59×10 ⁻⁵ PL	11,74×10 ⁻⁵ PL	8,44×10 ⁻⁵ PL
	750 kcmil	380	10,66×10 ⁻⁵ PL	8,88×10 ⁻⁵ PL	5,72×10 ⁻⁵ PL
34,5	4/0 AWG	107,2	3,87×10 ⁻⁵ PL	3,52×10 ⁻⁵ PL	2,89×10 ⁻⁵ PL
	500 kcmil	253,3	2,1×10 ⁻⁵ PL	1,79×10 ⁻⁵ PL	1,23×10 ⁻⁵ PL

Tabla 17.19 Caída de tensión trifásica según calibre

17.1.11 Potencia a transportar

La potencia que puede transportar la línea trifásica equilibrada nos viene limitada por la intensidad máxima determinada anteriormente.

Por lo tanto, la potencia máxima será:

$$P_{\max} = \sqrt{3} U I_{\max} \cos \varphi$$

Donde:

P_{\max} : Potencia máxima de transporte (kW).

U : Tensión fase-fase en kV.

I : Intensidad máxima en A.

$\cos \varphi$: Factor de potencia.

Hay que tener en cuenta que el punto crítico de la línea es el tramo situado antes de la primera carga, ya que después de ésta, la intensidad que circulará por la línea será siempre menor. En el caso de ramificaciones sucederá lo mismo, el punto más crítico estará al inicio de la ramificación.

En las tablas 17.20, 17.21, 17.22, 17.23, 17.24 y 17.25 aparecen los valores de potencia máxima para circuitos trifásicos, limitada únicamente por la intensidad máxima admisible del conductor, para distintos niveles de tensión y para factores de potencia de 0,8 y 0,9. Los detalles a, b, c, d y e referenciados en estas tablas corresponden a las configuraciones de circuitos presentados en la figura 17.2

POTENCIA TRIFÁSICA (kW) MÁXIMA A TRANSPORTAR EN MT FP=0,8 TEMPERATURA AMBIENTE 20 °C - 13,2 kV					
CONDUCTOR	CABLE DIRECTAMENTE ENTERRADO SEGÚN				
CALIBRE	Detalle a	Detalle b	Detalle c	Detalle d	Detalle e
1/0 AWG	3.109	3.475	3.201	3.932	3.658
4/0 AWG	4.573	5.121	4.664	5.761	5.304
500 kcmil	7.225	8.139	7.408	9.328	8.597
750 kcmil	8.871	10.060	8.871	11.614	10.608

Tabla 17.20 Potencia trifásica cable directamente enterrado

POTENCIA TRIFÁSICA (kW) MÁXIMA A TRANSPORTAR EN MT FP=0,9 TEMPERATURA AMBIENTE 20 °C - 13,2 kV					
CONDUCTOR	CABLE DIRECTAMENTE ENTERRADO SEGÚN				
CALIBRE	Detalle a	Detalle b	Detalle c	Detalle d	Detalle e
1/0 AWG	3.498	3.910	3.601	4.424	4.115
4/0 AWG	5.144	5.761	5.247	6.482	5.967
500 kcmil	8.128	9.157	8.334	10.494	9.671
750 kcmil	9.980	11.317	9.980	13.066	11.935

Tabla 17.21 Potencia trifásica máxima MT FP=0.9 cable directamente enterrado 13.2 kV

POTENCIA TRIFÁSICA (kW) MÁXIMA A TRANSPORTAR EN MT FP=0,8 TEMPERATURA AMBIENTE 20°C -34,5 kV					
CONDUCTOR	CABLE DIRECTAMENTE ENTERRADO SEGÚN				
CALIBRE	Detalle a	Detalle b	Detalle c	Detalle d	Detalle e
4/0 AWG	11.951	13.385	12.190	15.058	13.863
500 kcmil	18.883	21.273	19.361	24.380	22.468

Tabla 17.22 Potencia trifásica máxima MT FP=0.8 cable directamente enterrado 34.5 kV

POTENCIA TRIFÁSICA (kW) MÁXIMA A TRANSPORTAR EN MT FP=0,9 TEMPERATURA AMBIENTE 20 °C -34,5 kV					
CONDUCTOR	CABLE DIRECTAMENTE ENTERRADO SEGÚN				
CALIBRE	Detalle a	Detalle b	Detalle c	Detalle d	Detalle e
4/0 AWG	13.445	15.058	13.714	16.941	15.596
500 kcmil	21.243	23.932	21.781	27.428	25.277

Tabla 17.23 Potencia trifásica máxima MT FP=0.9 cable directamente enterrado 34.5 kV

POTENCIA TRIFÁSICA (kW) MÁXIMA A TRANSPORTAR EN MT FP=0,8 TEMPERATURA AMBIENTE 20 °C - 13,2 kV EN DUCTO			
Calibre	Cable Monopolar de aluminio		
	1 circuito	3 circuitos	6 circuitos
	Detalle 1	Detalle 2	Detalle 3
1/0 AWG	2.835	2.286	1.646
4/0 AWG	4.207	3.384	2.744
500 kcmil	6.767	5.304	4.207
750 kcmil	8.322	6.493	5.121

Tabla 17.24 Potencia trifásica máxima MT FP=0.8 temperatura ambiente 20 °C 13.2 kV

POTENCIA TRIFÁSICA (kW) MÁXIMA A TRANSPORTAR EN MT FP=0,9 TEMPERATURA AMBIENTE 20 °C - 13,2 kV EN DUCTO			
Calibre	Cable Monopolar de aluminio		
	1 circuito	3 circuitos	6 circuitos
	Detalle 1	Detalle 2	Detalle 3
1/0 AWG	3.189	2.572	1.852
4/0 AWG	4.733	3.807	3.087
500 kcmil	7.613	5.967	4.733
750 kcmil	9.362	7.305	5.761

Tabla 17.25 Potencia trifásica máxima MT FP=0.9 temperatura ambiente 20 °C 13.2 kV

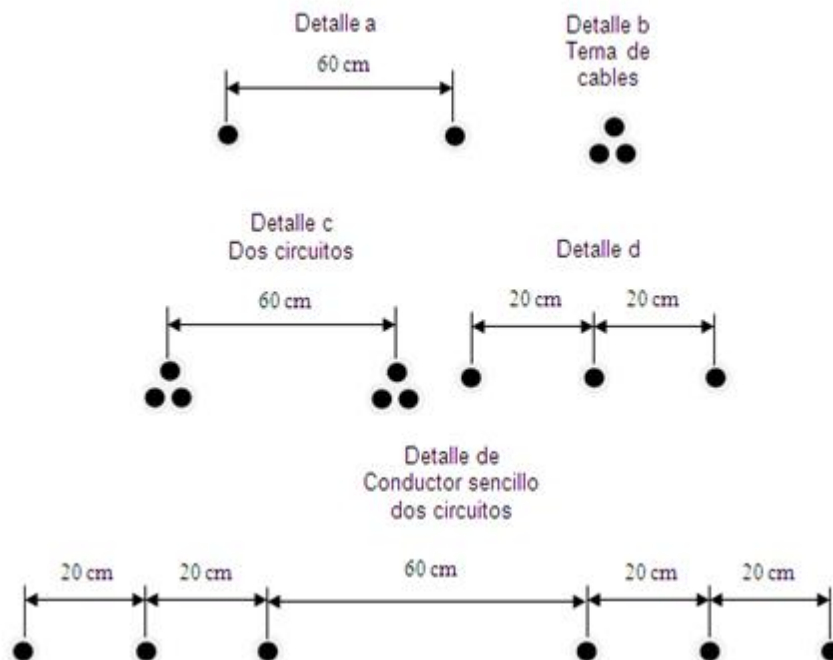


Figura No. 17.2 Detalle de separación y cantidad de cables

17.1.12 Pérdidas de potencia

La fórmula a aplicar para calcular la pérdida de potencia para líneas trifásicas equilibradas es la siguiente:

$$\Delta P = 3RLI^2$$

Siendo:

ΔP : Pérdidas de potencia (W).

R: Resistencia del conductor en Ω/km .

L: Longitud de la línea en km.

I: Intensidad de la línea en (A).

Teniendo en cuenta que:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\phi}$$

Siendo:

P: Potencia (KW).

U: Tensión compuesta (KV).

Cos φ : Factor de potencia.

Se llega a la conclusión de que la pérdida de potencia en tanto por ciento será:

$$\Delta P\% = P.L. \frac{R}{10U^2 \cos^2 \varphi}$$

Sustituyendo los valores conocidos de R y U tenemos los valores de la tabla 17.26:

PÉRDIDAS TRIFÁSICAS DE POTENCIA EN %				
Conductor de Cu	Tensión (kV)	Factor de Potencia		
		Cos φ = 0,8	Cos φ = 0,9	Cos φ = 1
4/0 AWG	13,2	30,9×10 ⁻⁵ PL	24,5×10 ⁻⁵ PL	19,8×10 ⁻⁵ PL
	34,5	4,5×10 ⁻⁵ PL	3,6×10 ⁻⁵ PL	2,9×10 ⁻⁵ PL
500 kcmil	13,2	13,2×10 ⁻⁵ PL	10,4×10 ⁻⁵ PL	8,4×10 ⁻⁵ PL
	34,5	1,9×10 ⁻⁵ PL	1,5×10 ⁻⁵ PL	1,2×10 ⁻⁵ PL
750 kcmil	13,2	8,9×10 ⁻⁵ PL	7,1×10 ⁻⁵ PL	5,7×10 ⁻⁵ PL

Tabla 17.26 Pérdidas trifásicas de potencia en %

Cuando se tiene una serie de cargas diferentes conectadas a diferentes intervalos, bastará con tomar la mayor potencia y la mayor distancia entre cargas para obtener una cota superior de las pérdidas de potencia.

En el apartado 19.3. del presente documento se indican de forma gráfica las pérdidas de potencia.

17.2 Cálculo eléctrico baja tensión

17.2.1 Resistencia del Conductor

El valor de la resistencia por unidad de longitud, para corriente continua y a la temperatura θ , vendrá dado por la siguiente expresión:

$$R'_{\theta} = R'_{20} \cdot [1 + \alpha_{20} \cdot (\theta - 20)] \quad (\Omega/\text{km})$$

Donde:

R'_{θ} : Resistencia del conductor con corriente continua a la temperatura θ °C (Ω/km).

R'_{20} : Resistencia del conductor con corriente continua a la temperatura de 20 °C (Ω/km).

α_{20} : Coeficiente de variación de la resistividad a 20 °C en función de la temperatura. Esta variable adopta un valor de 0,00393 para el cobre suave y 0,00403 para el aluminio ($^{\circ}\text{C}^{-1}$).

θ : Temperatura de servicio del conductor ($^{\circ}\text{C}$).

Si los conductores van agrupados, es necesario tener en cuenta, además, el efecto piel y el efecto proximidad que dan lugar a un aumento de la resistencia aparente del conductor. El valor de la resistencia en corriente alterna según la norma CIE-287 será:

$$R_{ca} = R_{cc} \cdot (1 + K_s + K_p) (\Omega / \text{km})$$

Siendo:

R_{ca} : Resistencia del conductor en corriente alterna (Ω/km).

R_{cc} : Resistencia del conductor en corriente continua (Ω/km).

K_s : Coeficiente por efecto piel. Su valor se obtiene mediante la expresión siguiente:

$$K_s = \frac{3,28 \cdot f^2 \cdot s^2}{\rho_{\theta}^2 \cdot 10^8}$$

Donde:

f : Frecuencia de la corriente (60 Hz).

s : Sección efectiva del conductor (mm^2).

ρ_{θ} : Resistividad del conductor a la temperatura considerada. Para conductores de aluminio a 90 °C, $\rho = 36,237$ ($\Omega\text{mm}^2/\text{km}$) y para conductores de cobre para 70 °C de temperatura $\rho_{\theta} = 20,6288$ ($\Omega\text{mm}^2/\text{km}$).

K_p : Coeficiente por efecto proximidad. Su valor se calcula empleando la siguiente ecuación:

$$K_p = K_s \cdot 2,9 \cdot a^2$$

Donde:

K_s : Coeficiente por efecto piel.

a : Relación entre el diámetro del conductor y la distancia entre los ejes de los conductores más próximos.

Sustituyendo los valores adecuados en las expresiones mostradas se obtienen los resultados indicados en la tabla 17.27 mostrada a continuación.

Resistencia Conductores							
Conductor	500 kcmil	4/0AWG	1/0 AWG	4x# 4 AWG	3 x # 4 AWG	3 x # 6 AWG	3 x # 8 AWG
Rcc a 20 °C (Ω /Km)	0,1135	0,2682	0,5378	0,84	0,84	1,337	2,1
Rcc a 90 °C (Ω /Km)	0,1455	0,3438	0,6895	1,071	1,071	1,704	2,67
Coeficiente K_s	0,00961	0,00103	0,00026	≈	≈	≈	≈
Coeficiente K_p	0,016	0,00157	0,00031	≈	≈	≈	≈
Rca a 90 °C (Ω /Km)	0,1492	0,3447	0,6899	1,071	1,071	1,704	2,67

Tabla 17.27 Resistencia conductores

Para el cálculo de K_p y, en consecuencia, para el cálculo de R_{ca} a 90 °C, se considera que los conductores se han instalado en triángulo en contacto mutuo.

Tanto en los conductores concéntricos de cobre como en los conductores de aluminio, se toma la resistencia del neutro igual a la de las fases.

Para los cálculos del presente proyecto Tipo despreciamos el efecto pelicular en el caso de los conductores concéntricos, y por lo tanto, suponemos equivalentes los valores de resistencia del conductor con corriente continua y con corriente alterna.

17.2.2 Reactancia inductiva del conductor

La reactancia de una línea trifásica, por unidad de longitud y por fase, para líneas equilibradas, se determinará mediante la siguiente expresión y los valores se muestran en la tabla 17.29:

$$X = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot \mathcal{L} \text{ (}\Omega/\text{km)}$$

Siendo:

f: Frecuencia de la red (60 Hz).

\mathcal{L} : Coeficiente de Inducción Mutua por unidad de longitud (H/km).

El coeficiente de inducción por unidad de longitud (\mathcal{L}) vendrá dado por la expresión:

$$\mathcal{L} = \left(K + 4,605 \cdot \log \frac{2 \cdot D_m}{d} \right) \cdot 10^{-4} \text{ (H / km)}$$

Donde:

D_m : Distancia media geométrica entre conductores. Los conductores se instalarán en triángulo, estando las tres fases en contacto mutuo, por lo tanto, la distancia media geométrica coincide con el diámetro exterior del conductor (mm).

d: Diámetro del conductor (mm).

Nº de alambres	3	7	19	37	≥61	Sólido
K	0,78	0,64	0,55	0,53	0,51	0,5

Tabla 17.28 Constante K de conductores

K: Constante que, para conductores masivos es igual a 0,5 y para conductores cableados toma los valores de la tabla 17.26:

Reactancia
 Tabla 17.25 Reactancia de conductores B.T.

Conductor	Reactancia del conductor para línea trifásica de baja tensión(Ω/km)
500 MCM	0,093
4/0 AWG	0,097
1/0 AWG	0,105
4x # 2 AWG	0,1*
3x # 2 AWG	0,1*
4x # 4 AWG	0,1*
3x # 4 AWG	0,1*
3x # 6 AWG	0,1*
3x # 8 AWG	0,1*

(*) En el caso de los conductores concéntricos se adopta el valor de $X = 0,1 \Omega/\text{Km}$, que se puede introducir en los cálculos sin error apreciable, debido a que en éstos el valor real de la reactancia será incluso menor.

17.2.3 Corriente de conductores enterrados

El valor de la intensidad que puede circular en régimen permanente, sin provocar un calentamiento exagerado del conductor, depende de la sección y de la temperatura del terreno y resistividad térmica del terreno.

En la tabla que sigue se indica las intensidades máximas permanentes admisibles en los diferentes tipos de cables, para una temperatura máxima del conductor de 90°C y una temperatura ambiente de 30°C en un terreno de resistividad térmica igual a $1 \text{ K}\cdot\text{m}/\text{W}$, según lo establecido en la tabla 310-16 de la norma NTC 2050 (Ver tabla 17.30).

Intensidad Máxima Admisible	
Conductor	Directamente enterrado
	(A)
500 MCM - Al	350
4/0 AWG - Al	205
1/0 AWG - Al	135
# 2 AWG - Al	100
# 4 AWG - Al	75
# 6 AWG - Al	60
# 8 AWG - Al	45

Tabla 17.30 Intensidad máxima admisible conductor directamente enterrado

La intensidad admisible del cable determinado para la instalación tipo, deberá corregirse mediante unos coeficientes de corrección teniendo en cuenta cada una de las características de la instalación real. A continuación, se exponen algunos casos particulares de instalación, cuyas características afectan al valor máximo de la intensidad admisible, indicándose los coeficientes de corrección que se deban aplicar.

17.2.4 Corrientes de Conductores en Banco de Ductos

Las corrientes de los conductores subterráneos de media tensión varían dependiendo del número de cables que se aloje en un ducto y factor de carga del circuito, también del número de circuitos que vaya por una canalización tal como se muestra en la tabla 41 y según lo establece la NTC 2050 cuadro B-310-7.

17.2.5 Factores de Corrección

17.2.5.1 Instalación enterrada

a) Cables enterrados en terrenos con temperatura distinta de 30 °C para baja tensión

El coeficiente que se empleará para la corrección de las intensidades máximas admisibles, cuando la temperatura del terreno es diferente de 30 °C, se calcula mediante la siguiente expresión:

$$C_c = \sqrt{\frac{90 - \theta_a}{90 - 30}}$$

Siendo:

C_c : Coeficiente de corrección.

θ_a : Temperatura ambiente en el lugar de instalación (°C).

Coeficiente de corrección para temperatura del terreno distinta a 30 °C (Ver tabla 17.31)

Coeficiente de corrección de temperatura del terreno								
Temperatura (°C)	25	30	35	40	45	50	55	60
Coef. de corrección	1,04	1,00	0,96	0,91	0,87	0,82	0,76	0,71

Tabla 17.31 Coeficiente de corrección de temperatura del terreno

- b) Cables directamente enterrados o en conducciones enterradas en terrenos de resistividad térmica distinta de 1 Km/W.

Las características del terreno constituyen un punto importante en la intensidad admisible en los cables enterrados, si bien su valor es difícil de determinar dada la falta de uniformidad del propio suelo a lo largo de la canalización.

Por otra parte, para un terreno determinado se ve afectado por las condiciones de humedad, nivel freático, vegetación, etc. La tabla 17.32 y 17.33 recoge valores aproximados para algunas clases de terrenos:

Coeficiente de corrección del terreno	
Tipo de terreno	Valores de k (Km/W)
Terreno vegetal muy húmedo	0,4 a 0,5
Arena húmeda	0,5 a 0,7
Calcáreo y tierra vegetal seca	0,7 a 1
Tierra muy seca	1,5
Arena seca	2 a 2,5
Ceniza escoria	3

Tabla 17.32 Coeficiente de corrección del terreno

Coeficiente de Corrección						
Resistividad térmica del terreno (K·m/W)	0,8	1	1,2	1,5	2,0	2,5
Línea trifásica	1,07	1,00	0,94	0,87	0,78	0,71
Línea monofásica	1,09	1,00	0,93	0,85	0,75	0,68

Tabla 17.33 Coeficiente de corrección resistividad térmica

- c) Cables enterrados en una zanja a diferentes profundidades (Ver tabla 17.34).

Coeficiente de Corrección en Función de la Profundidad						
Profundidad de instalación (cm)	60	80	100	120	150	200

Coef. de corrección	1,03	1	0,98	0,96	0,94	0,92
---------------------	------	---	------	------	------	------

Tabla 17.34 Coeficiente corrección función de la profundidad

17.2.5.2 Instalación al Aire

a) Cables instalados al aire en ambientes de temperatura distinta a 40 °C

El coeficiente que se empleará para la corrección de las intensidades máximas admisibles, cuando la temperatura ambiente es diferente de 40° C, se calcula mediante la siguiente expresión:

$$C_c = \sqrt{\frac{90 - \vartheta_a}{90 - 40}}$$

Siendo:

CC: Coeficiente de corrección.

ϑ_a : Temperatura ambiente en el lugar de instalación (°C).

En la tabla 17.35 se muestran los coeficientes en función de la temperatura ambiente de la instalación.

Coeficiente de Corrección en Función de la Temperatura								
Temperatura (°C)	25	30	35	40	45	50	55	60
Coef. de corrección	1,04	1,00	0,96	0,91	0,87	0,82	0,76	0,71

Tabla 17.35 Coeficiente corrección función de la temperatura

b) Cables instalados al aire en canales o galerías

En estas condiciones de instalación, el calor disipado por los cables no puede difundirse libremente y provoca un aumento de la temperatura del aire. Para realizar los cálculos supondremos que el aumento de la temperatura ambiente, con los conductores instalados y transportando energía, respecto a la temperatura ambiente sin los conductores instalados es del orden de 15°C. Para la determinación de la intensidad admisible en estas condiciones se emplearán los coeficientes indicados en la tabla anterior.

Otro factor a tener en cuenta a la hora de calcular la intensidad admisible en los cables es la instalación de otros conductores en las proximidades. En función del tipo de instalación se emplearán los coeficientes mostrados en la tabla 17.36.

Coeficiente de corrección en función del número de cables, ternas y bandejas				
Número de bandejas	Número de cables o ternas			
	1	2	3	6
1	1	0,98	0,96	0,93
2	1	0,95	0,93	0,90
3	1	0,94	0,92	0,89
6	1	0,93	0,90	0,87

Tabla 17.36 Coeficiente corrección función del # de cables

17.2.5.3 Instalación Enterrada en Tubos

Para cables enterrados en una zanja en el interior de tubos o similares no se aplicará coeficiente de corrección si la longitud de la instalación no excede de 15 m. Cuando la longitud del tubo supere los 15 m, se recomienda aplicar un coeficiente reductor de 0.8 considerando todos los cables de la línea instalados en el interior del mismo tubo.

17.2.6 Intensidades de Cortocircuito Admisibles en los Conductores.

Es la intensidad que no provoca ninguna disminución de las características de aislamiento de los conductores, incluso después de un número elevado de cortocircuitos.

La intensidad máxima de cortocircuito para un conductor de sección S , viene dada por:

$$I_{cc} = K \cdot S \cdot \sqrt{\frac{1}{t}} \quad (A)$$

Donde:

I_{cc} : Intensidad máxima de cortocircuito (A).

K: Coeficiente que depende de la naturaleza del conductor, del aislamiento y de sus temperaturas al principio y al final del cortocircuito. En este caso se toman como valores 143 para el cobre y 93 para el aluminio.

S: Sección del conductor (mm²).

t: Tiempo de duración del cortocircuito (s).

Las intensidades de cortocircuito para los conductores de baja tensión son los establecidos en la tabla 17.37:

Intensidad de Cortocircuito Admisible (A)									
Conductor	Duración del cortocircuito (s)								
	0,1	0,2	0,3	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
500 MCM	74493	52675	43009	33314	23557	19234	16657	14899	13601
4/0 AWG	31527	22293	18202	14099	9970	8140	7050	6305	5756
1/0 AWG	15734	11126	9084	7036	4976	4062	3518	3147	2873
# 2 AWG	15194	10743	8772	6795	4804	3923	3397	3038	2774
# 4 AWG	9564	6763	5522	4277	3024	2469	2139	1913	1746
# 6 AWG	6014	4253	3472	2690	1902	1553	1345	1203	1098
# 8 AWG	3784	2676	2185	1692	1196	977	846	756	691

Tabla 17.37 Intensidades de cortocircuito admisibles

17.2.7 Caída de Tensión

Dadas las características particulares de distribución será necesario tener en cuenta la caída de tensión que se produce en la línea, debido a la propia resistencia de los conductores.

Los cálculos serán aplicables a un tramo de línea, siendo la caída total de tensión la suma de las caídas en cada uno de los tramos intermedios.

Podemos expresar la caída de tensión en un tramo de línea trifásica equilibrada como:

$$\Delta U\% = \frac{PL(R + X \tan \varphi)}{U}$$

La caída de tensión en porcentaje por resistencia y reactancia de una línea trifásica viene dada por la fórmula:

$$U\% = 100 \cdot \frac{PL(R + X \tan \varphi)}{U^2}$$

En el caso de las líneas monofásicas de (120/240 V) a tres hilos se considerará la carga equilibrada y, por lo tanto, equivalente a una línea monofásica a 240 V se utiliza la siguiente expresión:

$$U\% = 200 \cdot \frac{PL(R + X \tan \phi)}{U^2}$$

Donde:

U% : Caída de tensión en porcentaje.
P : Potencia consumida por la carga
L : Longitud de la línea (m)
R : Resistencia del conductor (Ω -km)
X : Reactancia del conductor (Ω -km)
 ϕ : Angulo de desfase entre tensión y corriente.
U : Tensión.

En la tabla 17.38 se muestran los valores de caída de tensión para los diferentes conductores de baja tensión, en función de la potencia consumida por las cargas y de la longitud del tramo de línea.

Caída de tensión (U%) (*)				
Conductor	Tensión	$\cos \phi = 0,8$	$\cos \phi = 0,9$	$\cos \phi = 1$
Circuito monofásico				
4/0 AWG	240 V	$1,45 \times 10^{-3} P \cdot L$	$1,36 \times 10^{-3} P \cdot L$	$1,20 \times 10^{-3} P \cdot L$
1/0 AWG	240 V	$2,67 \times 10^{-3} P \cdot L$	$2,57 \times 10^{-3} P \cdot L$	$2,39 \times 10^{-3} P \cdot L$
3x# 4 AWG	240 V	$3,98 \times 10^{-3} P \cdot L$	$3,89 \times 10^{-3} P \cdot L$	$3,72 \times 10^{-3} P \cdot L$
3x# 6 AWG	240 V	$6,17 \times 10^{-3} P \cdot L$	$6,10 \times 10^{-3} P \cdot L$	$5,92 \times 10^{-3} P \cdot L$
Circuito trifásico				
500 MCM	208 V	$0,51 \times 10^{-8} P \cdot L$	$0,45 \times 10^{-8} P \cdot L$	$0,34 \times 10^{-8} P \cdot L$
	240 V	$0,38 \times 10^{-8} P \cdot L$	$0,34 \times 10^{-8} P \cdot L$	$0,26 \times 10^{-8} P \cdot L$
4/0 AWG	208 V	$0,97 \times 10^{-8} P \cdot L$	$0,91 \times 10^{-8} P \cdot L$	$0,80 \times 10^{-8} P \cdot L$
	240 V	$0,72 \times 10^{-8} P \cdot L$	$0,68 \times 10^{-8} P \cdot L$	$0,60 \times 10^{-8} P \cdot L$
1/0 AWG	208 V	$1,77 \times 10^{-6} P \cdot L$	$1,71 \times 10^{-6} P \cdot L$	$1,59 \times 10^{-6} P \cdot L$
	240 V	$1,33 \times 10^{-6} P \cdot L$	$1,28 \times 10^{-6} P \cdot L$	$1,19 \times 10^{-6} P \cdot L$
4x# 4 AWG	208 V	$2,64 \times 10^{-6} P \cdot L$	$2,59 \times 10^{-6} P \cdot L$	$2,48 \times 10^{-6} P \cdot L$
	240 V	$1,99 \times 10^{-6} P \cdot L$	$1,94 \times 10^{-6} P \cdot L$	$1,86 \times 10^{-6} P \cdot L$

Tabla 17.38 Caídas de tensión conductores B.T.

(*) Los valores de la impedancia de la línea (Z) utilizados en la realización de estas tablas se han calculado utilizando el valor de la resistencia del conductor a 90°C.

En el apartado 4.1 del presente documento se muestra gráficamente la caída de tensión máxima para un número dado de cargas iguales y equidistantes en función de la potencia y la distancia entre ellas.

El cálculo de la caída de tensión en las redes de baja tensión se puede realizar mediante el programa de cálculo desarrollado para tal fin. Los valores obtenidos mediante este programa tienen en cuenta la topología de la red, la tensión de la línea, el tipo de conductor, el número de clientes, longitud de línea, etc., todo para cada uno de los tramos.

Mediante el empleo de este programa se simplifica la selección del conductor más adecuado para cada uno de los tramos que componen la red, conociendo en cada caso una aproximación de la caída de tensión, total y por tramo.

17.2.8 Potencia a Transportar

La potencia que puede transportar la línea trifásica equilibrada nos viene limitada por la intensidad máxima determinada anteriormente.

Por lo tanto, la potencia máxima será:

$$P_{\max} = \sqrt{3} U I_{\max} \cos \varphi$$

Para el caso de una línea monofásica la expresión a utilizar es:

$$P_{\max} = \frac{U \cdot I_{\max} \cdot \cos \varphi_m}{1000} \quad (\text{kW})$$

Donde:

P_{\max} : Potencia máxima de transporte (kW).

U : Tensión nominal en (V)

I : Intensidad máxima en (A)

$\cos \varphi$: Factor de potencia

En las siguientes tablas aparecen los valores de potencia máxima para circuitos trifásicos, limitada únicamente por la intensidad máxima admisible del conductor, para distintos niveles de tensión y para factores de potencia de 0,8, 0,9 y 1

Las potencias máximas para los conductores de baja tensión son los mostrados en la tabla 17.39:

Potencia máxima limitada por intensidad máxima (kW)				
Cables directamente enterrados				
Conductor de Cu	Tensión	cos φ= 0,8	cos φ= 0,9	cos φ= 1
Circuito monofásico				
4/0 AWG	240 V	39,36	44,28	49,20
1/0 AWG	240 V	25,92	29,16	32,40
3 x 4 # 4 AWG	240 V	14,4	16,2	18
3 x # 6 AWG	240 V	11,52	12,96	14,4
Circuito trifásico				
500 MCM	208 V	100,87	113,48	126,09
	240 V	116,39	130,94	145,49
4/0 AWG	208 V	59,08	66,47	73,85
	240 V	68,17	76,70	85,22
1/0 AWG	208 V	38,91	43,77	48,64
	240 V	44,89	50,51	56,12
4 x # 4 AWG	208 V	21,62	24,31	27
	240 V	24,94	28,05	31,17

Tabla 17.39 Potencia máxima cables directamente enterrados

17.2.9 Porcentaje de Pérdidas de Potencia

El porcentaje de potencia perdida depende de la potencia transportada por la línea, que para el caso de una línea trifásica se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$\Delta P(\%) = 100 \cdot \frac{P \cdot R \cdot L}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi} \quad [\%]$$

De forma análoga, para el caso de una línea monofásica obtenemos los siguientes resultados:

$$\Delta P(\%) = 200 \cdot \frac{P \cdot R \cdot L}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi} \quad [\%]$$

Las pérdidas de potencia para los cables de baja tensión son los mostrados en la tabla 17.40:

Porcentaje de pérdidas de potencia				
Conductor	Tensión	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 1$
Circuito monofásico				
4/0 AWG	240 V	$1,87 \cdot 10^{-3} \cdot P \cdot L$	$1,47 \cdot 10^{-3} \cdot P \cdot L$	$1,16 \cdot 10^{-3} \cdot P \cdot L$
1/0 AWG	240 V	$3,74 \cdot 10^{-3} \cdot P \cdot L$	$2,96 \cdot 10^{-3} \cdot P \cdot L$	$2,39 \cdot 10^{-3} \cdot P \cdot L$
3 x # 4 AWG	240 V	$5,81 \cdot 10^{-3} \cdot P \cdot L$	$4,59 \cdot 10^{-3} \cdot P \cdot L$	$3,72 \cdot 10^{-3} \cdot P \cdot L$
3 x # 6 AWG	240 V	$9,26 \cdot 10^{-3} \cdot P \cdot L$	$7,30 \cdot 10^{-3} \cdot P \cdot L$	$5,92 \cdot 10^{-3} \cdot P \cdot L$
Circuito trifásico				
500 MCM	208 V	$5,38 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$	$4,25 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$	$3,44 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$
	240 V	$4,04 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$	$3,19 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$	$2,59 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$
4/0 AWG	208 V	$1,24 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$	$9,83 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$	$7,96 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$
	240 V	$9,35 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$	$7,38 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$	$5,98 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$
1/0 AWG	208 V	$2,49 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$	$1,96 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$	$1,59 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$
	240 V	$1,87 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$	$1,47 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$	$1,19 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$
4 x # 4 AWG	208 V	$3,86 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$	$3,06 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$	$2,47 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$
	240 V	$2,91 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$	$2,29 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$	$1,86 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot L$

Tabla 17.40 Porcentaje de potencia de pérdida B.T.

(*) En la realización de esta tabla se ha utilizado el valor de la resistencia del conductor a 90 °C.

Cuando se tiene una serie de cargas diferentes conectadas a diferentes intervalos, bastará con tomar la mayor potencia y la mayor distancia entre cargas para obtener una cota superior de las pérdidas de potencia.

17.2.10 Cargas de diseño

Para la realización de los cálculos para el diseño de las redes de baja tensión se emplearán los niveles de potencia definidos a continuación:

Las tasas de crecimiento de la demanda se deben proyectar por un periodo de 8 años.

En el caso de existir alguna vivienda o edificio con un promedio de consumo mensual mayor a 660 kWh se considerará como carga especial y para el cálculo se empleará la potencia real instalada (Ver tabla 17.41).

Cargas de diseño			
Rango	Rango de consumo (kW- h)	Tasa Anual de crecimiento	Potencia de Diseño (kW)
Bajo Bajo	De 105 a 144	0,40%	1,40
Bajo	De 145 a 189	2,00%	1,60
Medio	De 190 a 279	0,70%	2,30
Medio Alto	De 280 a 379	1,40%	3,10
Alto	De 380 a 660	0,60%	4,60

17.2.11 Factores de Simultaneidad

Tabla 17.41 Cargas de diseño

Para el cálculo de las caídas de tensión en las redes se considerará que las cargas de los usuarios estarán conectadas de forma simultánea.

A continuación, se listan las ecuaciones que caracterizan la curva de tendencia por rango para los factores de simultaneidad (Ver tabla 17.42).

Rango	Factor de Simultaneidad
Bajo Bajo	$0,3+0,7 \cdot e^{((1-n)/6)}$
Bajo	$0,3+0,7 \cdot e^{((1-n)/6)}$
Medio	$0,3+0,7 \cdot e^{((1-n)/6)}$
Medio alto	$0,3+0,7 \cdot e^{((1-n)/6)}$
Alto	$0,4+0,6 \cdot e^{((1-n)/6)}$

Tabla 17.42 Factor de simultaneidad por rango o estrato

En la tabla 17.43 a continuación se presentan los factores de simultaneidad que se deben aplicar para al cálculo de las redes de baja tensión.

No. Usuarios	FACTOR SIMULTANEIDAD				
	Bajo-Bajo	Bajo	Medio	Medio Alto	Alto

1	1	1	1	1	1
2	0,89	0,89	0,89	0,89	0,91
3	0,8	0,8	0,8	0,8	0,83
4	0,72	0,72	0,72	0,72	0,76
5	0,66	0,66	0,66	0,66	0,71
6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,66
7	0,56	0,56	0,56	0,56	0,62
8	0,52	0,52	0,52	0,52	0,59
9	0,48	0,48	0,48	0,48	0,56
10	0,46	0,46	0,46	0,46	0,53
11	0,43	0,43	0,43	0,43	0,51
12	0,41	0,41	0,41	0,41	0,5
13	0,39	0,39	0,39	0,39	0,48
14	0,38	0,38	0,38	0,38	0,47
15	0,37	0,37	0,37	0,37	0,46
16	0,36	0,36	0,36	0,36	0,45
17	0,35	0,35	0,35	0,35	0,44
18	0,34	0,34	0,34	0,34	0,44
19	0,33	0,33	0,33	0,33	0,43
20	0,33	0,33	0,33	0,33	0,43
21	0,32	0,32	0,32	0,32	0,42
22	0,32	0,32	0,32	0,32	0,42
23	0,32	0,32	0,32	0,32	0,42
24	0,32	0,32	0,32	0,32	0,41
25	0,31	0,31	0,31	0,31	0,41
26	0,31	0,31	0,31	0,31	0,41
27	0,31	0,31	0,31	0,31	0,41
28	0,31	0,31	0,31	0,31	0,41
29	0,31	0,31	0,31	0,31	0,41
30	0,31	0,31	0,31	0,31	0,4
31	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4
32	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4
33	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4
34	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4
35	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4

Tabla 17.43 Factor de simultaneidad según número de usuarios

17.3 Cálculo eléctrico acometidas BT

La sección de los conductores de la acometida se determinará en función de los criterios expuestos a continuación:

- Con el fin de garantizar que todos los clientes conectados a las acometidas estén incluidos dentro de los márgenes de tolerancia, se asigna un porcentaje de caída de tensión del 0,5 % del punto de conexión de la acometida a la red secundaria hasta el medidor.
- La intensidad máxima admisible por el conductor seleccionado para realizar una acometida debe ser superior a la intensidad máxima que se prevea para el suministro.

A continuación, se muestra el proceso de cálculo que se debe seguir.

a) Se calcula la sección teórica necesaria de los conductores.

Para la acometida monofásica y trifásica se utiliza la siguiente expresión:

$$S = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\lambda \cdot e \cdot U} \quad (\text{mm}^2)$$

Siendo:

S: Sección teórica del conductor (mm²).

P: Potencia demandada (W).

L: Longitud de la acometida (m).

λ : Conductividad del material (aluminio = 35; cobre = 56 m²/Ω·mm²).

e: Caída de tensión admisible (V).

U: Tensión de servicio. Para acometidas trifásicas se considera como tensión de servicio la tensión de línea (V).

b) Se determina la intensidad de corriente del suministro mediante las siguientes expresiones según sean acometidas monofásicas o trifásicas respectivamente:

$$I = \frac{P}{U \cdot \cos \varphi} \quad (\text{A})$$

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} \quad (\text{A})$$

Donde:

I: Intensidad máxima prevista para el suministro (A).

P: Potencia máxima prevista para el suministro (W).

U: Tensión de servicio. Para acometidas trifásicas se considera como tensión de servicio la tensión de línea (V).

$\cos \varphi$: Factor de potencia medio del suministro.

- c) Una vez determinada la sección se elige el conductor normalizado adecuado según las características mostradas en el presente Documento. La intensidad máxima admisible del conductor seleccionado debe ser superior a la intensidad máxima prevista para el suministro. En caso contrario se elegirá el siguiente conductor normalizado que posea una intensidad y sección adecuadas.

Para determinar la sección necesaria del conductor en una acometida trifásica, cuando esta también alimenta a una carga monofásica, se considerará la intensidad en la fase más cargada como suma de la intensidad debida a la potencia trifásica y la debida a la potencia monofásica. A efectos del cálculo de la caída de tensión, la intensidad en la fase más cargada será la suma de la intensidad debida a la carga trifásica más la debida a otra carga trifásica de valor seis veces la potencia de la carga monofásica.

La intensidad correspondiente al suministro será la suma de las intensidades del suministro trifásico y del monofásico, calculadas separadamente.

En las siguientes tablas se muestran las secciones en función de la potencia y de la longitud y la intensidad en función de la potencia.

17.3.1 Instalación Acometidas

La conexión a la línea de los conductores se realizará mediante los conectores de derivación a compresión debidamente aislados e impermeabilizados para evitar la entrada de humedad a la red secundaria.

17.3.2 Protección de la Acometida

La protección de la acometida delimita el final de la red general de distribución y el principio de la instalación receptora. Dicha protección

pertenece a la instalación receptora. Para mayor claridad presentamos la definición de red interna de la Resolución CREG 108 de 1997. "**Red interna:** Es el conjunto de redes, tuberías, accesorios y equipos que integran el sistema de suministro del servicio público al inmueble a partir del medidor. Para edificios de propiedad horizontal o condominios es aquel sistema de suministro del servicio al inmueble a partir del registro de corte general cuando lo hubiere."

La protección de la acometida se hará como sigue:

- a) Suministros individuales: Interruptor automático bipolar o tripolar de la intensidad adecuada a la potencia contratada por el cliente.
- b) Suministro a edificios de varios usuarios: Interruptor automático tripolar, de la intensidad adecuada a la potencia total del conjunto de los suministros.

Tanto los grupos de medida individuales como las centralizaciones se harán de acuerdo con la normativa comercial. En tal caso el equipo incorporará la protección de la acometida.

En la tabla 17.44 se indican las intensidades máximas de los interruptores automáticos a instalar como protección de la acometida en función de la sección del conductor a emplear en la misma.

Interruptores automáticos para acometida de aluminio		
Cable de acometida	I máx. interruptor (A)	Icc interruptor (kA)
500 MCM	≤ 350	50
4/0 AWG	≤ 200	30
1/0 AWG	≤ 135	30
4x # 4 AWG	≤ 75	10
3 x # 4 AWG	≤ 75	10
3 x # 6 AWG	≤ 60	6

Tabla 17.44 I máxima interruptores automáticos para acometida de aluminio

Cuando la intensidad demandada por el cliente o conjunto de clientes sea inferior a la máxima señalada en la tabla se podrán instalar interruptores de intensidad nominal inferiores a la indicada. El tipo, número de polos y forma de instalación de estos interruptores automáticos, estará definido en la correspondiente norma de instalaciones de enlace.

17.4 Cálculo mecánico

17.4.1 Tensión Máxima de Tendido

Los esfuerzos mecánicos que soporta un cable durante la instalación no deben sobrepasar los límites elásticos del conductor ni exceder la presión lateral permisible sobre el aislamiento o chaqueta del cable. Por tanto, es importante que se calcule la tensión de tendido antes de instalar un cable o se disminuya su vida útil, a consecuencia de un mal trabajo de tendido.

Cuando se tiende 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. La tensión de tendido máxima permisible se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$T_m = T \times n \times A$$

Donde:

T_m : Tensión máxima permisible en kg.

T : Tensión, en kg/mm² del material al utilizar, para cobre es 7 y para aluminio 5.3

n : Número de conductores.

A : Área de cada conductor en mm²

La tensión máxima no debe ser mayor de 2.200 kg. para cables monofásicos o 2700 kg. Para cables formados por dos o más conductores con calibre No 8 AWG y mayores.

El cálculo de tensión de tendido de cables en tramos rectos se realiza mediante la siguiente expresión:

Tramo recto

$$T = \omega \times f \times L \times W$$

Longitud máxima

$$L_m = \frac{T_m}{\omega f W}$$

Donde:

T : tensión de tendido (debe ser inferior a la máxima tensión admisible por el cable) (kg.)

Ω : factor de corrección por peso.

f : coeficiente de fricción entre el cable y el ducto (0.516)

L : Longitud del ducto (m)

W : Peso total del cable (kg/m)

El coeficiente de fricción es uno de los factores más importantes que hay que considerar cuando se está tendiendo un cable, ya que de acuerdo a este factor se seleccionan las máximas longitudes de tramos de tendido de cable.

La tensión máxima permisible para cables que deban tenderse con malla de acero sobre chaqueta se calcula de la siguiente manera:

$$T_m = K \times T (d - t)$$

Donde:

T_m : Tensión máxima sobre la cubierta (kg.)

K : constante de 2.21 para 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 la cubierta en mm.

17.4.2 Radio Mínimo de Curvatura

Es el máximo doblado que se le puede dar a un cable garantizando que las propiedades eléctricas y mecánicas de sus componentes no se alteren, es decir sin producir daños en el cable.

De acuerdo con el artículo 300-34 del código NEC (NTC 2050), el conductor no deberá ser curvado a un radio menor que 8 veces el diámetro total exterior para conductores no apantallados o 12 veces el diámetro para conductores apantallados o con cubierta de plomo durante o después de su instalación.

En el caso de 3 conductores por ducto, se aplicará el radio de curvatura mínimo para el diámetro de un solo conductor.

18 GRÁFICOS EN MEDIA TENSIÓN

18.1 Gráficos de caída de tensión para cables de M.T.

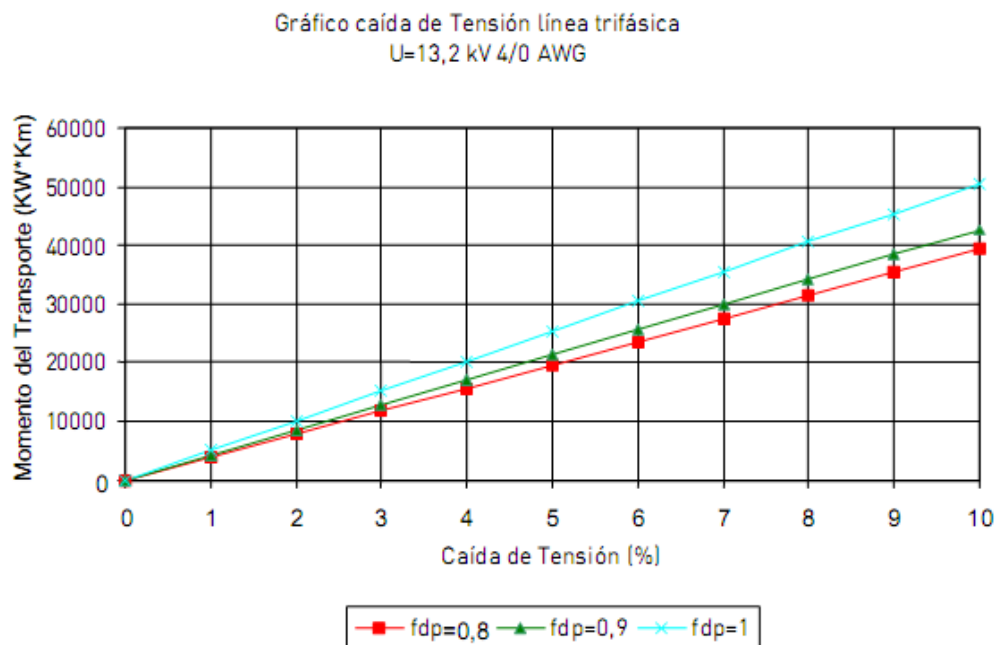


Gráfico No. 18.1 Caída de Tensión línea trifásica U=13.2 kV 4/0 AWG

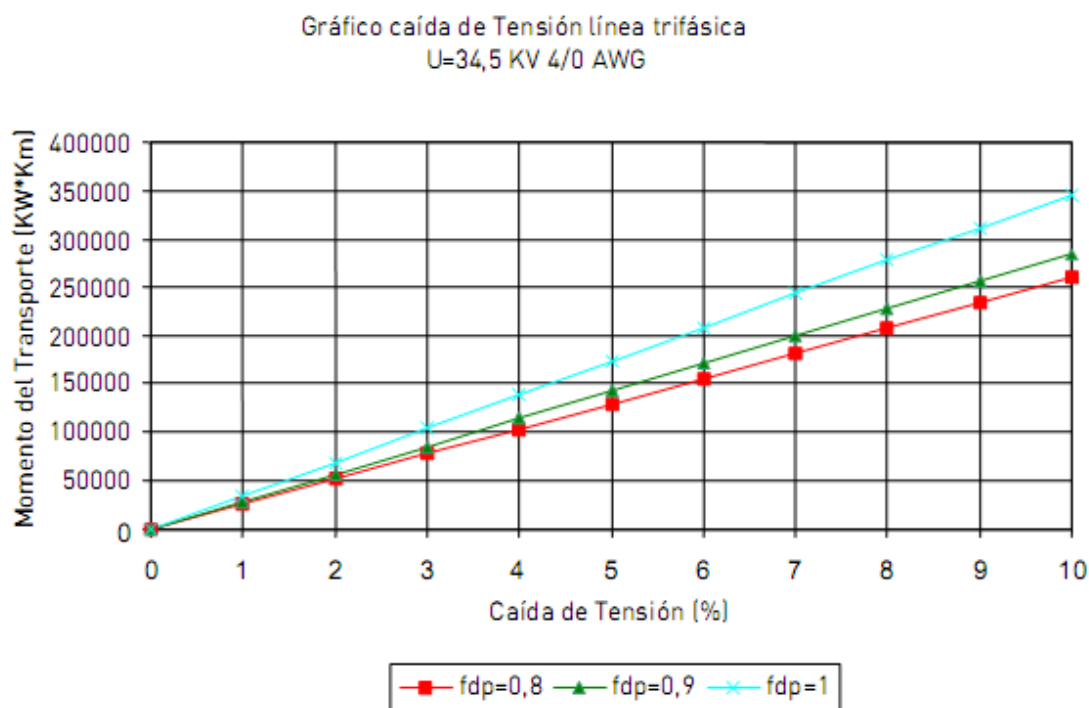


Gráfico No. 18.2 Caída de Tensión línea trifásica U=34.5 kv 4/0 AWG

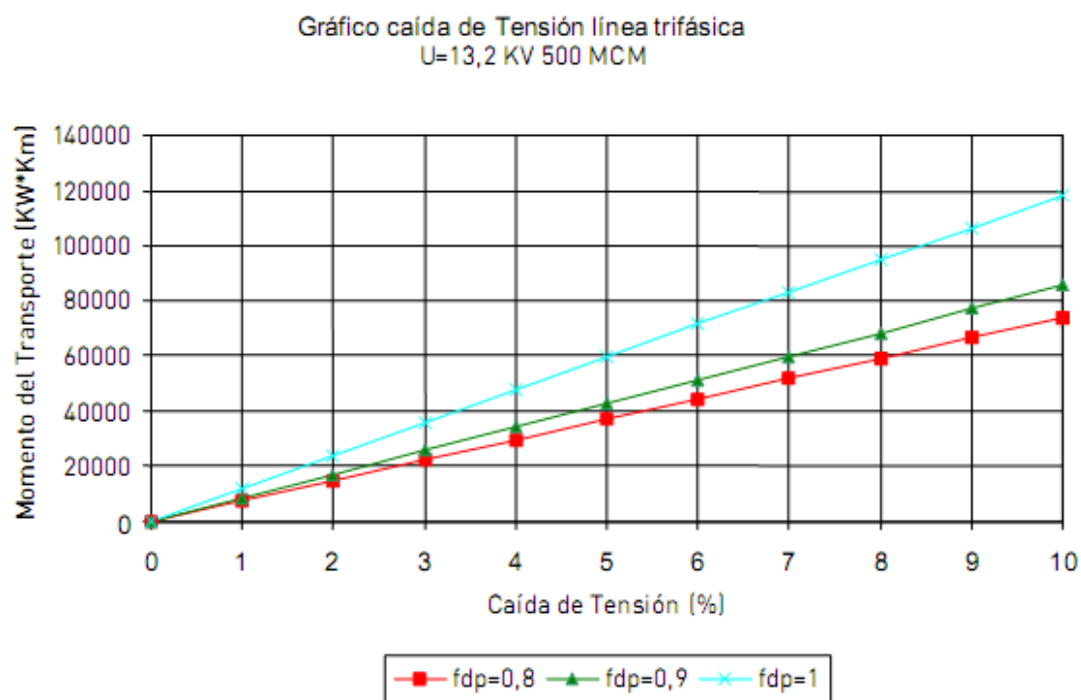


Gráfico No. 18.3 Caída de Tensión línea trifásica U=13.2 kv 500 MCM

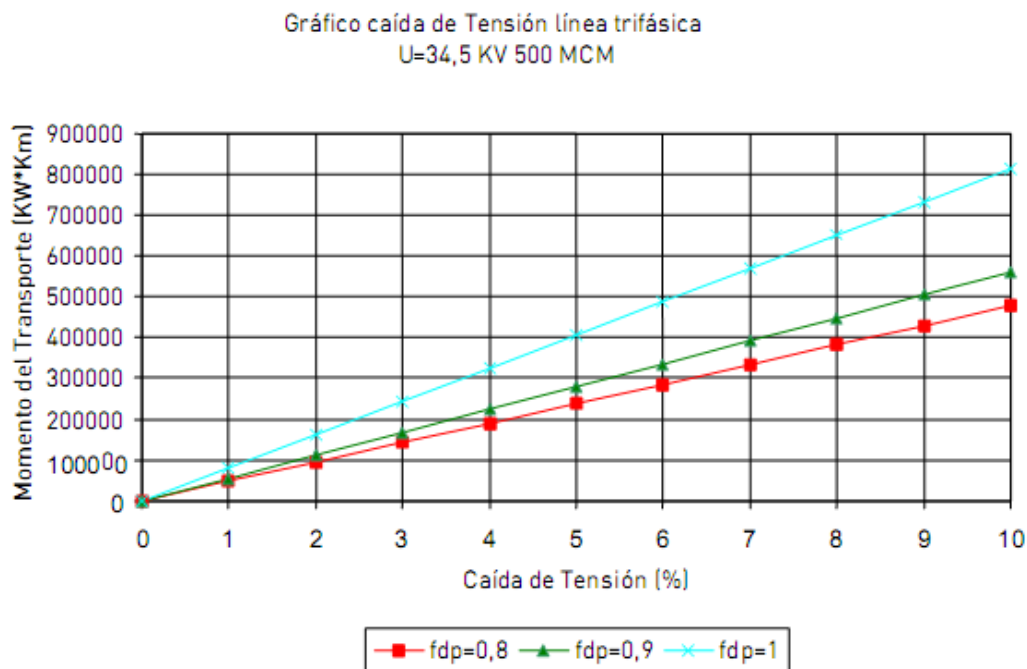


Gráfico No. 18.4 Caída de Tensión línea trifásica U=34.5 kv 500 MCM

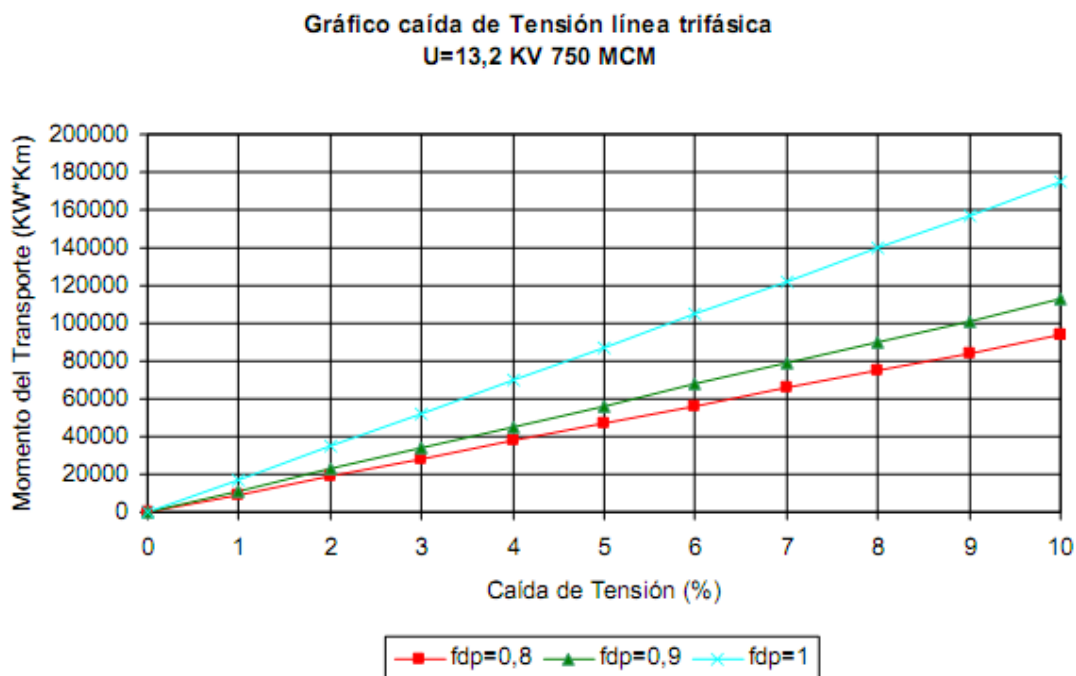


Gráfico No. 18.5 Caída de Tensión línea trifásica U=13.2 kv 750 MCM

18.2 Gráficos de pérdida de potencia para cables de M.T.

Gráfico pérdidas de potencia en línea trifásica
U=13,2 KV 4/0 AWG

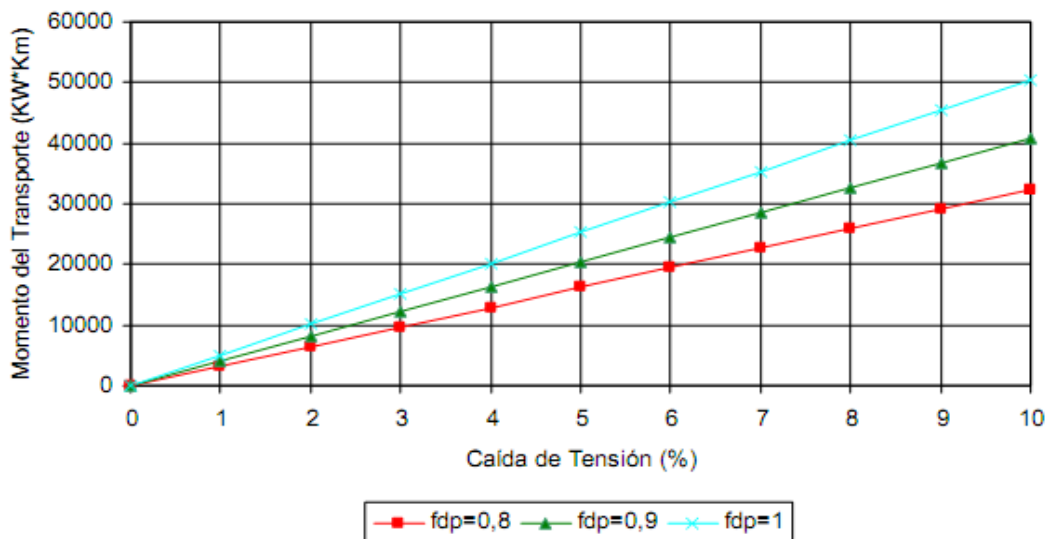


Gráfico No. 18.6 Pérdida de potencia en línea trifásica U=13.2 kV 4/0 AWG

Gráfico pérdidas de potencia en línea trifásica
U=34,5 KV 4/0 AWG

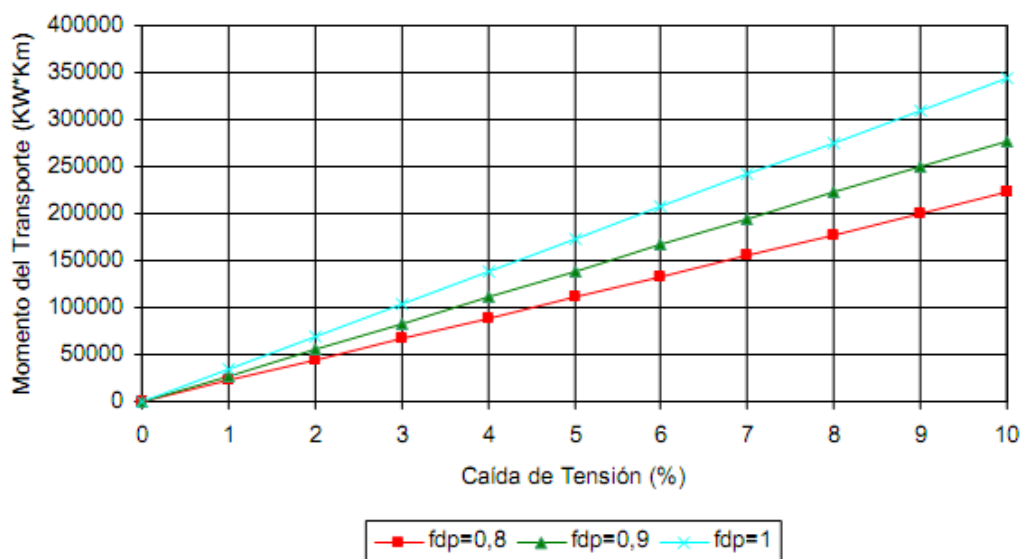


Gráfico No. 18.7 Pérdida de potencia en línea trifásica U=34.5 kV 4/0 AWG

**Gráfico pérdidas de potencia en línea trifásica
U=13,2 KV 500 MCM**

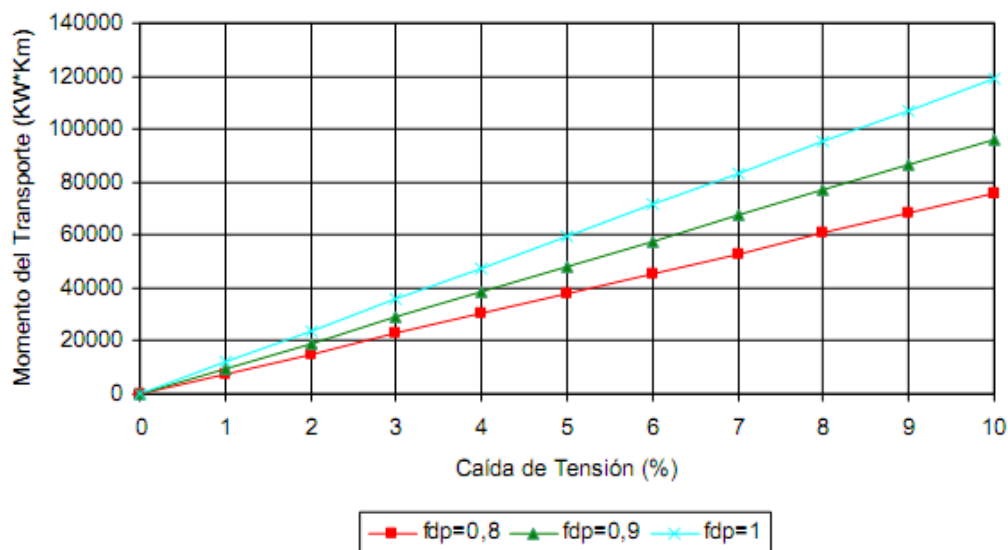


Gráfico No. 18.8 Pérdida de potencia en línea trifásica U=13.2 kV 500 MCM

**Gráfico pérdidas de potencia en línea trifásica
U=34,5 KV 500 MCM**

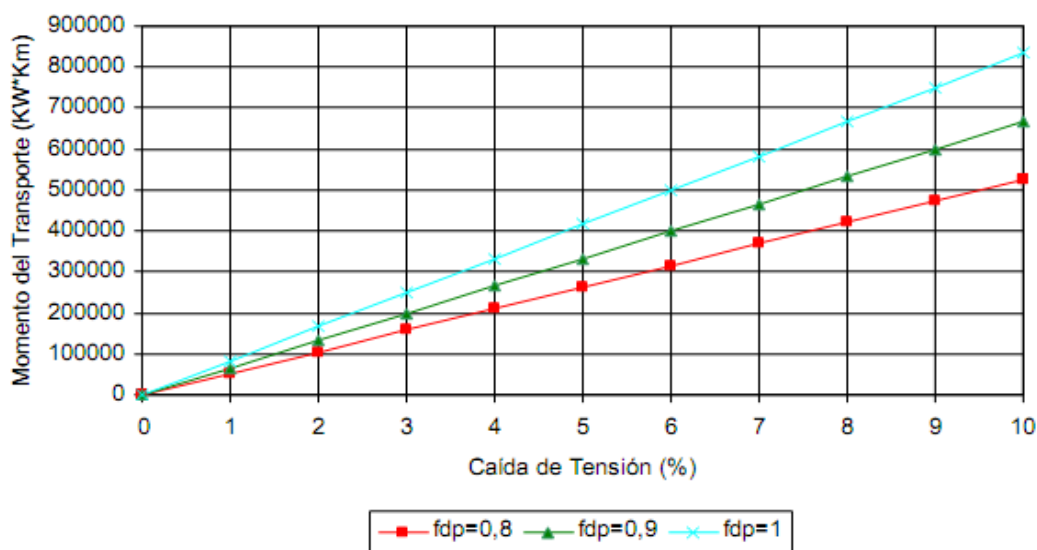


Gráfico No. 18.9 Pérdida de potencia en línea trifásica U=34.5 kV 500 MCM

**Gráfico pérdidas de potencia en línea trifásica
U=13,2 KV 750 MCM**

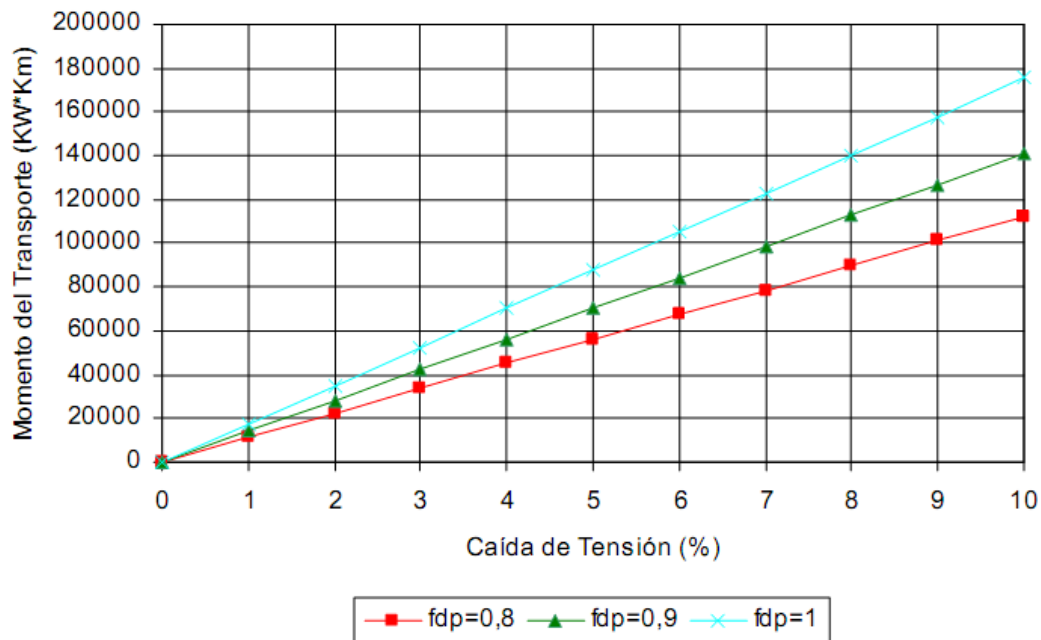


Gráfico No. 18.10 Pérdida de potencia en línea trifásica U=13.2 kv 750 MCM

19 GRÁFICOS EN BAJA TENSIÓN

19.1 Gráficos de caída de tensión para cables de B.T.

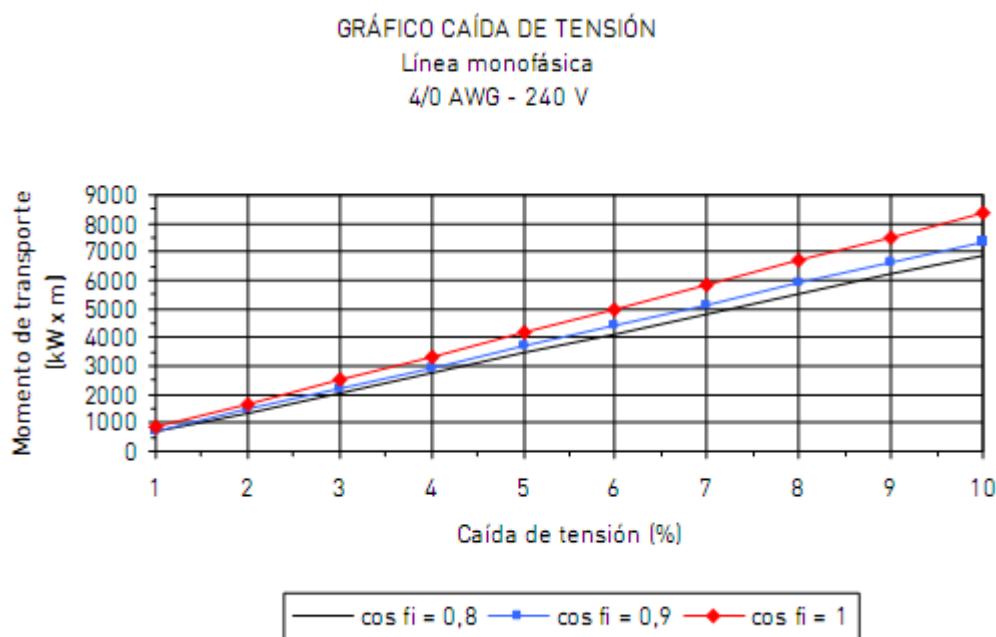


Gráfico No. 19.1 Caída de Tensión línea monofásica 4/0 AWG – 240 V

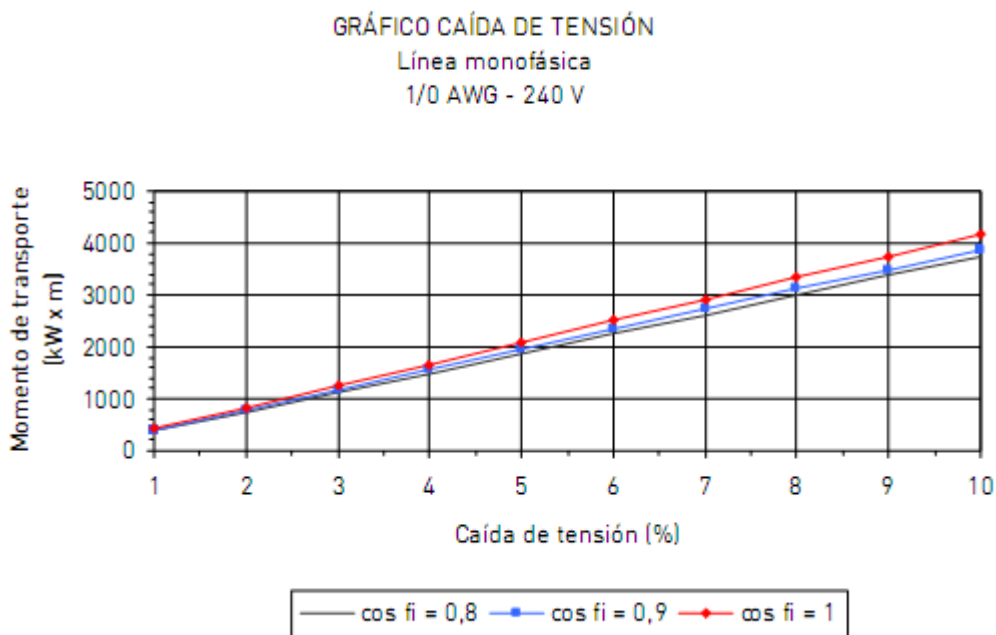


Gráfico No. 19.2 Caída de Tensión línea monofásica 1/0 AWG – 240 V

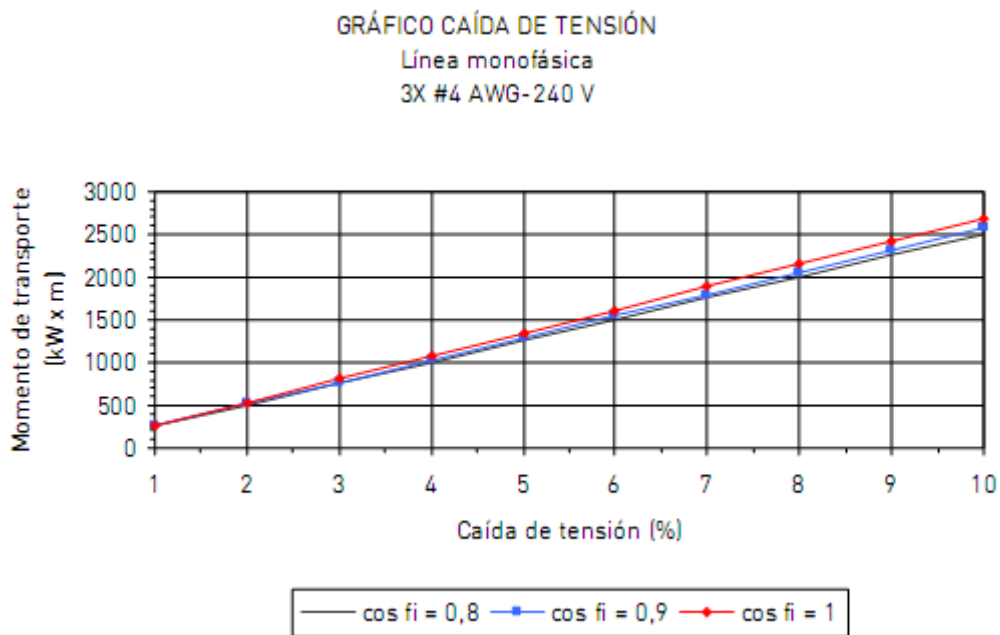


Gráfico No. 19.3 Caída de Tensión línea monofásica 3X#4 AWG – 240 V

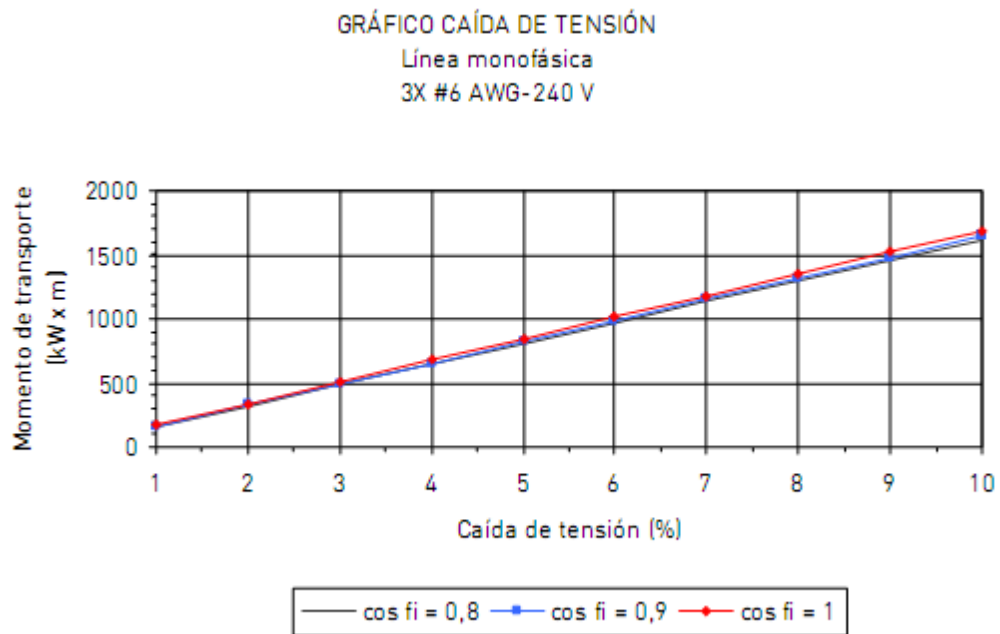


Gráfico No. 19.4 Caída de Tensión línea monofásica 3X #6 AWG – 240 V

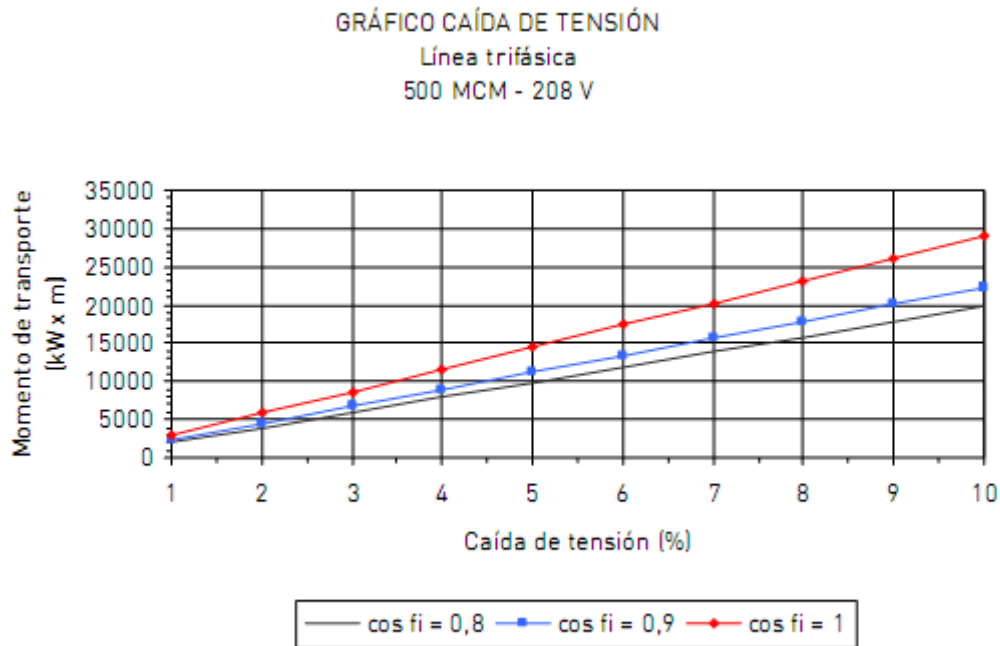


Gráfico No. 19.5 Caída de Tensión línea trifásica 500 MCM – 208 V



Gráfico No. 19.6 Caída de Tensión línea trifásica 500 MCM – 240 V

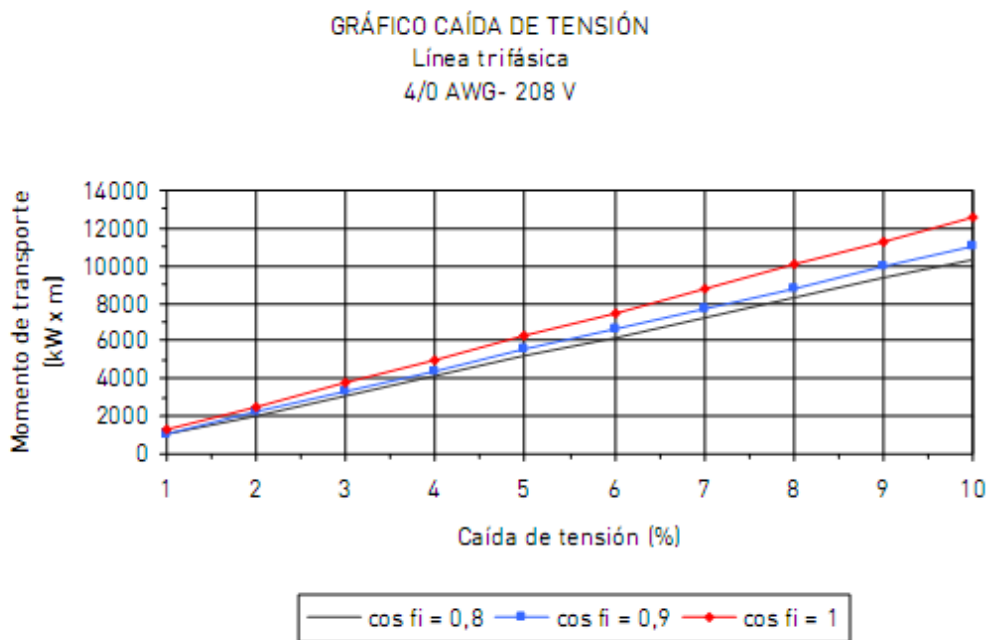


Gráfico No. 19.7 Caída de Tensión línea trifásica 4/0 AWG – 208 V



Gráfico No. 19.8 Caída de Tensión línea trifásica 4/0 AWG – 240 V

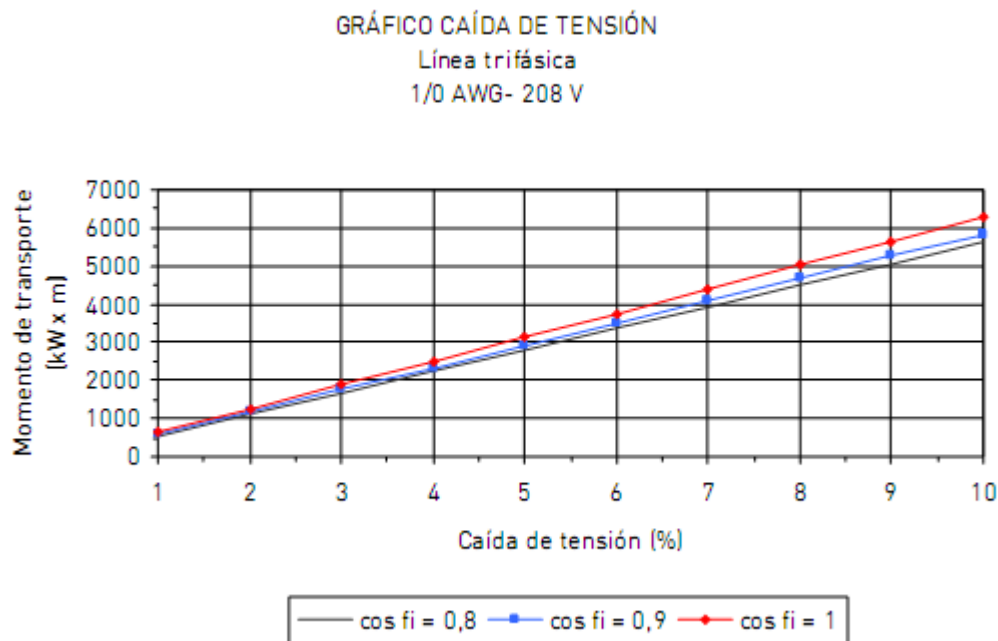


Gráfico No. 19.9 Caída de Tensión línea trifásica 1/0 AWG – 208 V

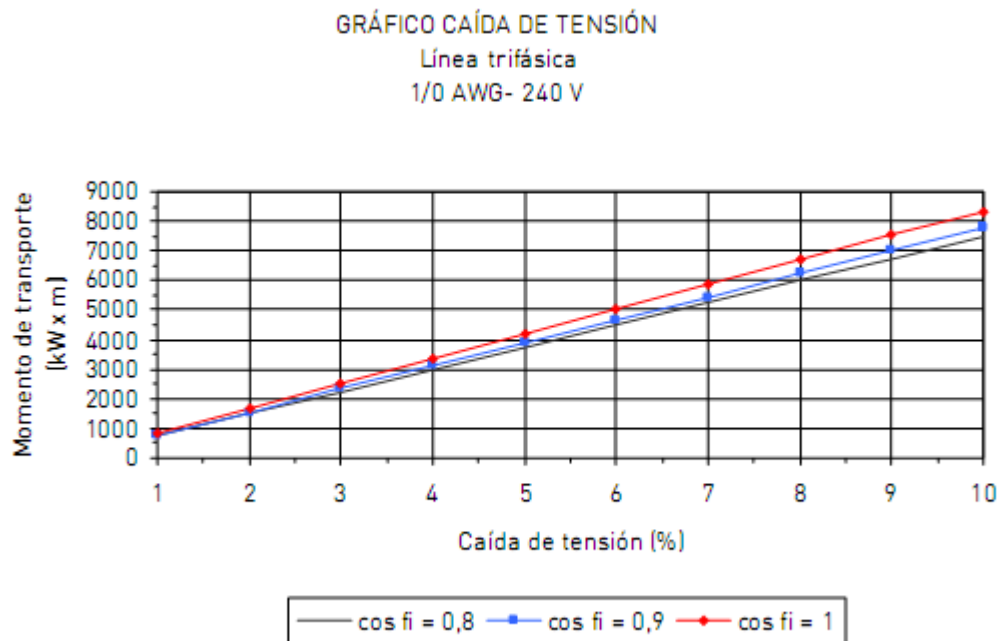


Gráfico No. 19.10 Caída de Tensión línea trifásica 1/0 AWG – 240 V

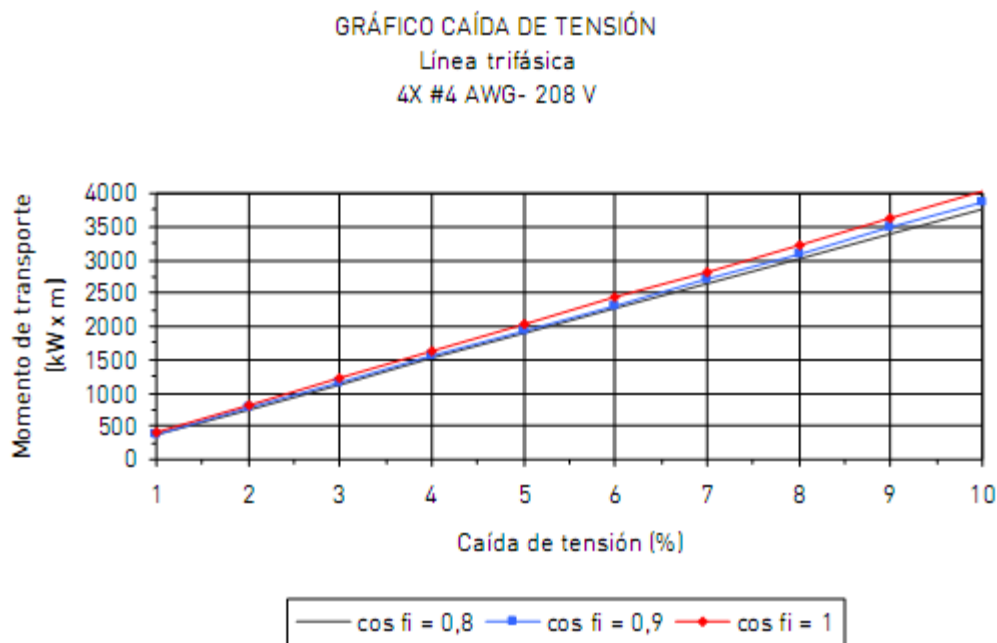


Gráfico No. 19.11 Caída de Tensión línea trifásica 4X #4 AWG – 208 V

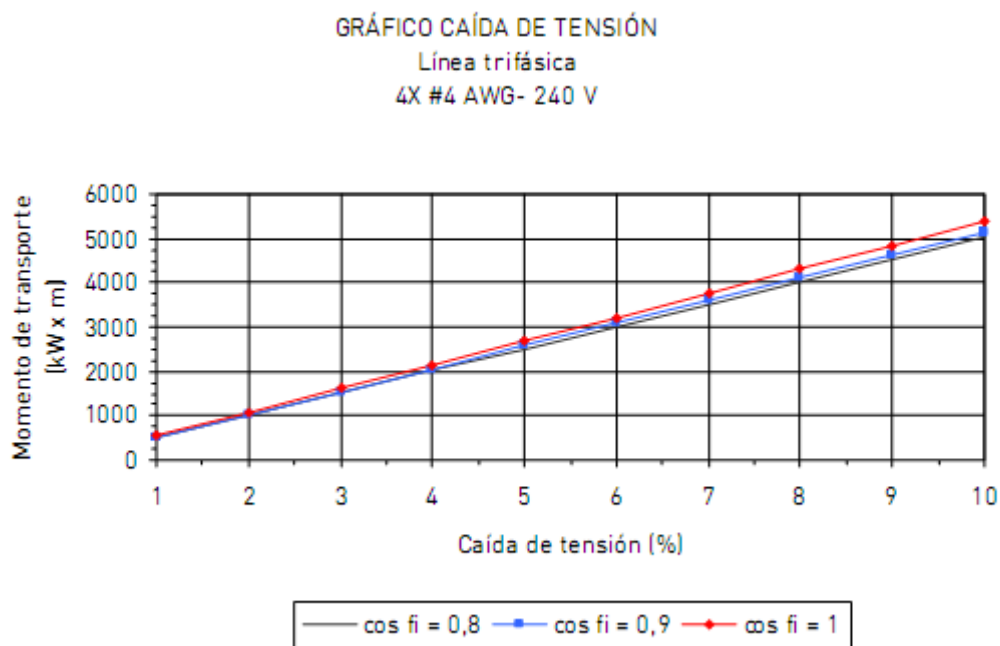


Gráfico No. 19.12 Caída de Tensión línea trifásica 4X #4 AWG – 240 V

19.2 Gráficos de potencia de transporte para cables de B.T.

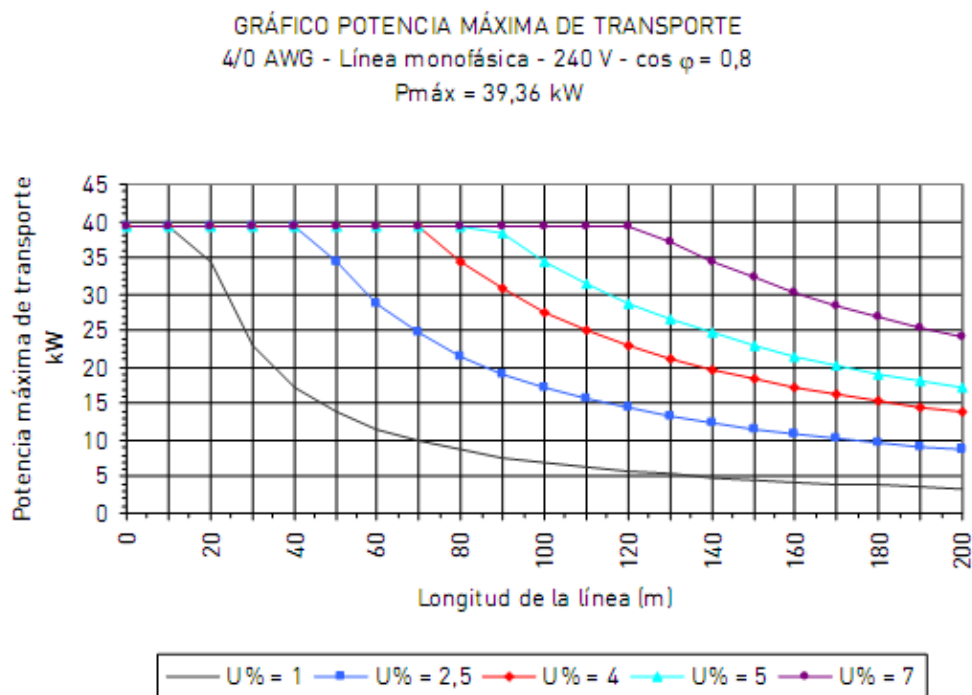


Gráfico No. 19.13 Potencia máxima de transporte 4/0 AWG línea monofásica 240 V $\cos \phi = 0.8$

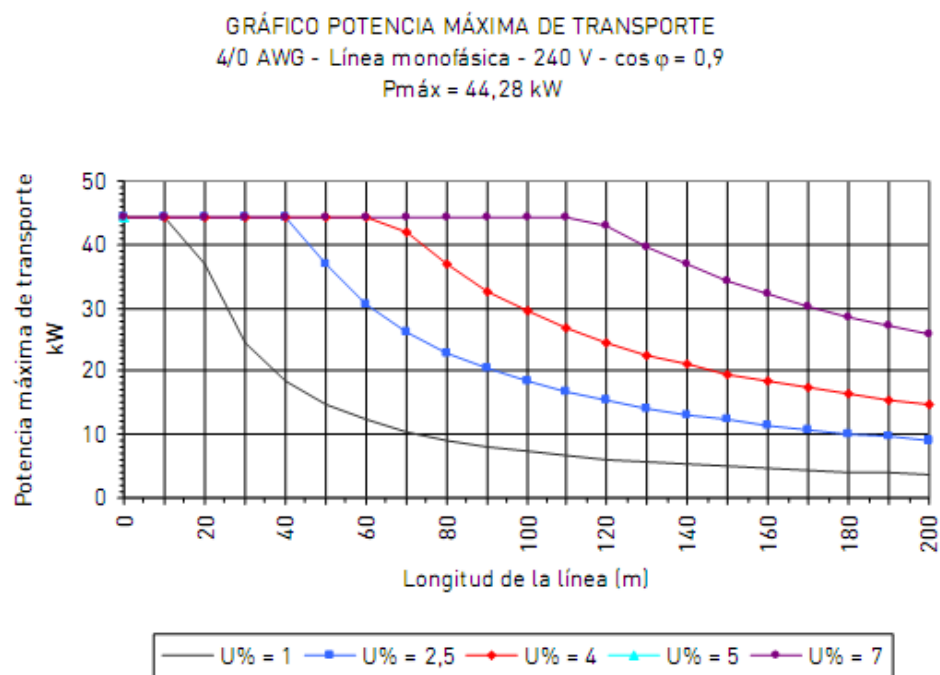


Gráfico No. 19.14 Potencia máxima de transporte 4/0 AWG línea monofásica 240 V $\cos \phi = 0.9$

GRÁFICO POTENCIA MÁXIMA DE TRANSPORTE
4/0 AWG - Línea monofásica - 240 V - $\cos \phi = 1$
 $P_{\text{máx}} = 49,20 \text{ kW}$

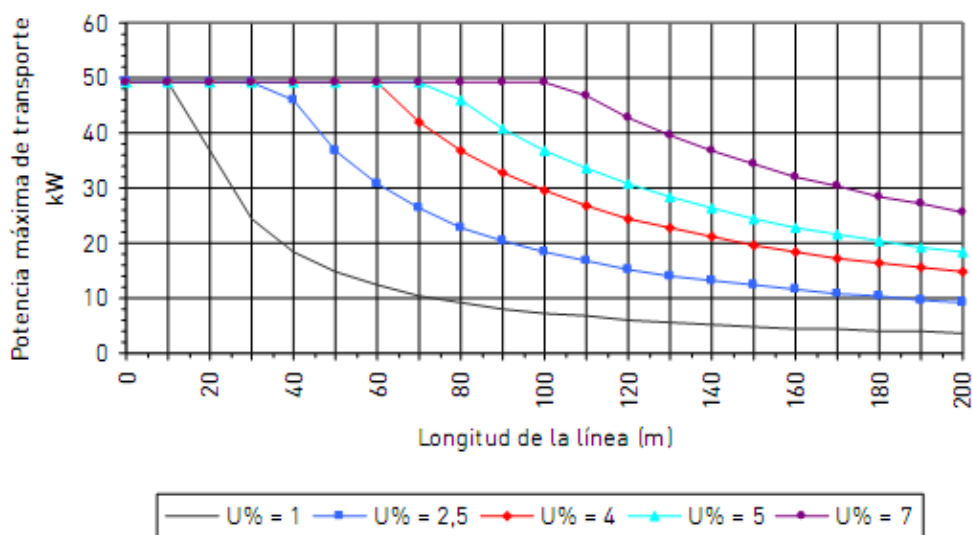


Gráfico No. 19.15 Potencia máxima de transporte 4/0 AWG línea monofásica 240 V $\cos \phi = 1.0$

GRÁFICO POTENCIA MÁXIMA DE TRANSPORTE
1/0 AWG - Línea monofásica - 240 V - $\cos \phi = 0,8$
 $P_{\text{máx}} = 25,92 \text{ kW}$

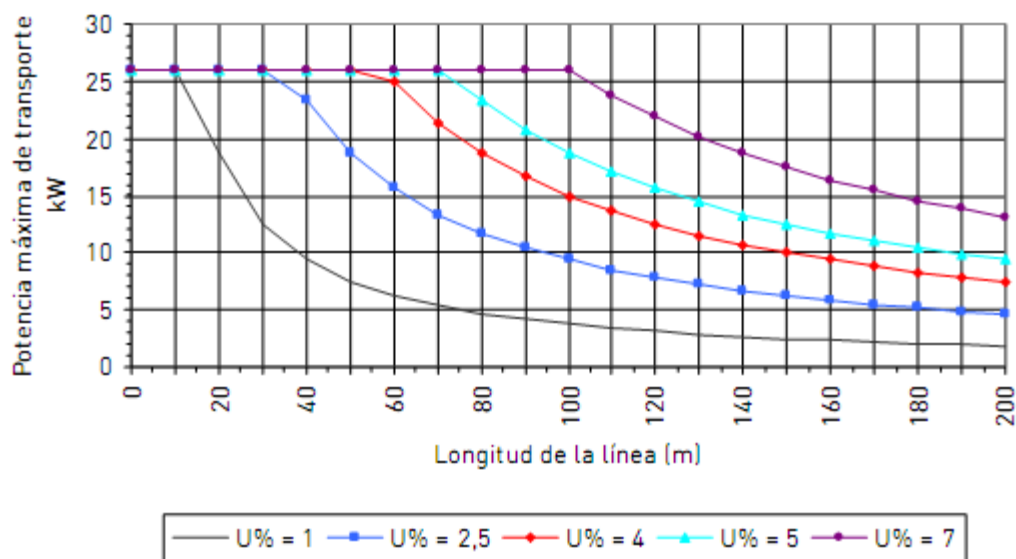


Gráfico No. 19.16 Potencia máxima de transporte 1/0 AWG línea monofásica 240 V $\cos \phi = 0.8$

GRÁFICO POTENCIA MÁXIMA DE TRANSPORTE
1/0 AWG - Línea monofásica - 240 V - $\cos \phi = 0,9$
 $P_{\max} = 29,16 \text{ kW}$

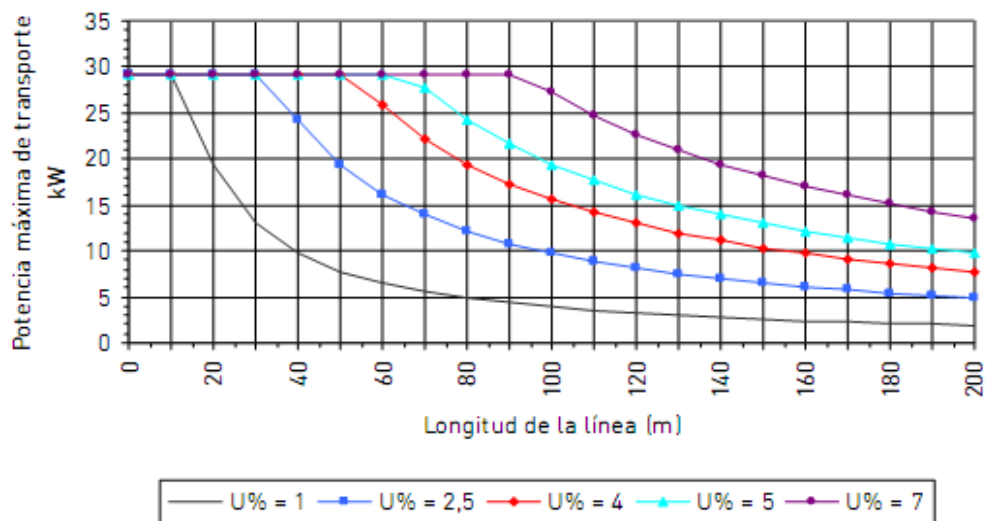


Gráfico No. 19.17 Potencia máxima de transporte 1/0 AWG línea monofásica 240 V $\cos \phi = 0.9$

GRÁFICO POTENCIA MÁXIMA DE TRANSPORTE
1/0 AWG - Línea monofásica - 240 V - $\cos \phi = 1$
 $P_{\max} = 32,40 \text{ kW}$

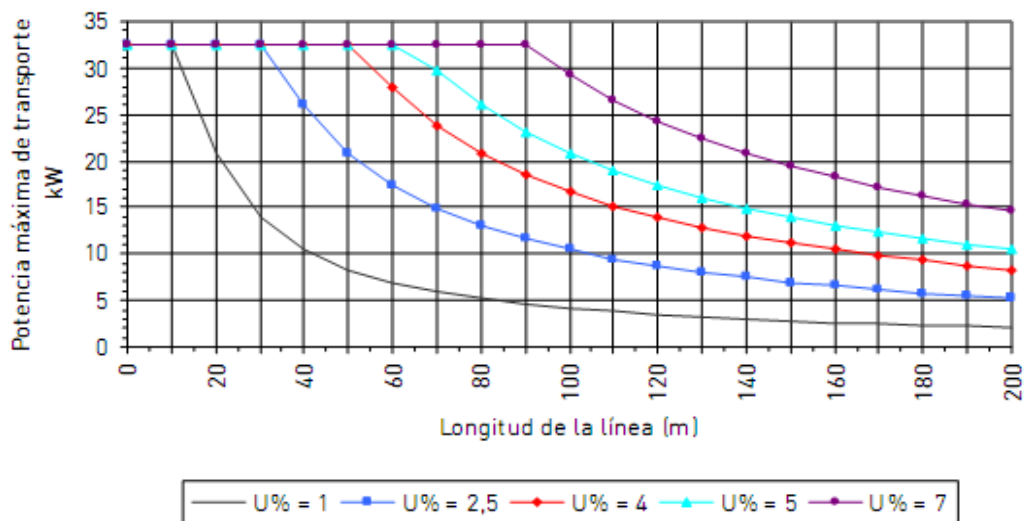


Gráfico No. 19.18 Potencia máxima de transporte 1/0 AWG línea monofásica 240 V $\cos \phi = 1.0$

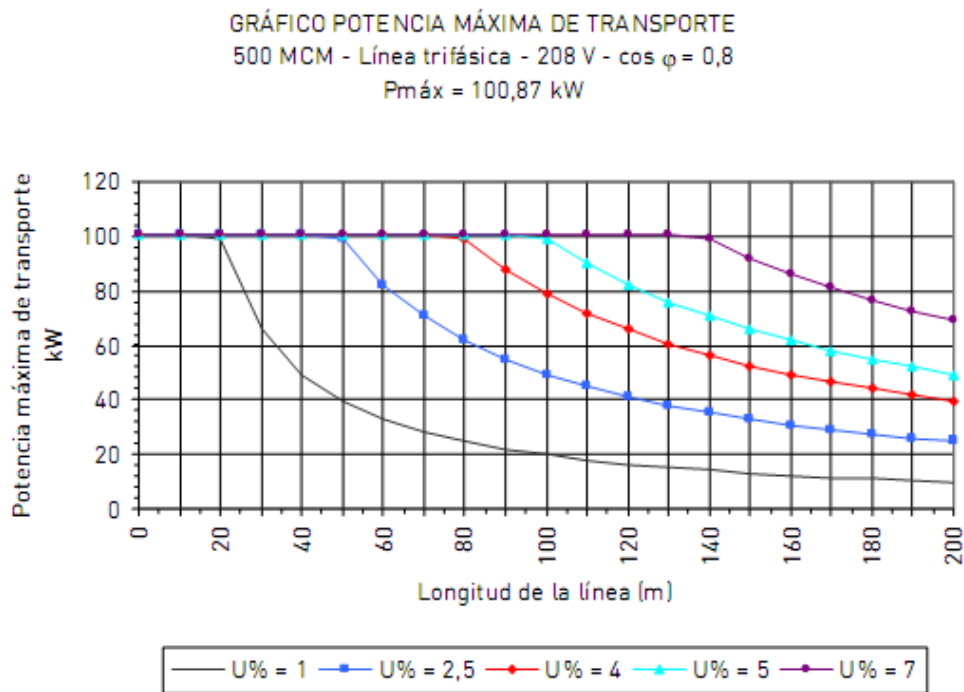


Gráfico No. 19.19 Potencia máxima de transporte 500 MCM línea trifásica 208 V $\cos \phi = 0.8$

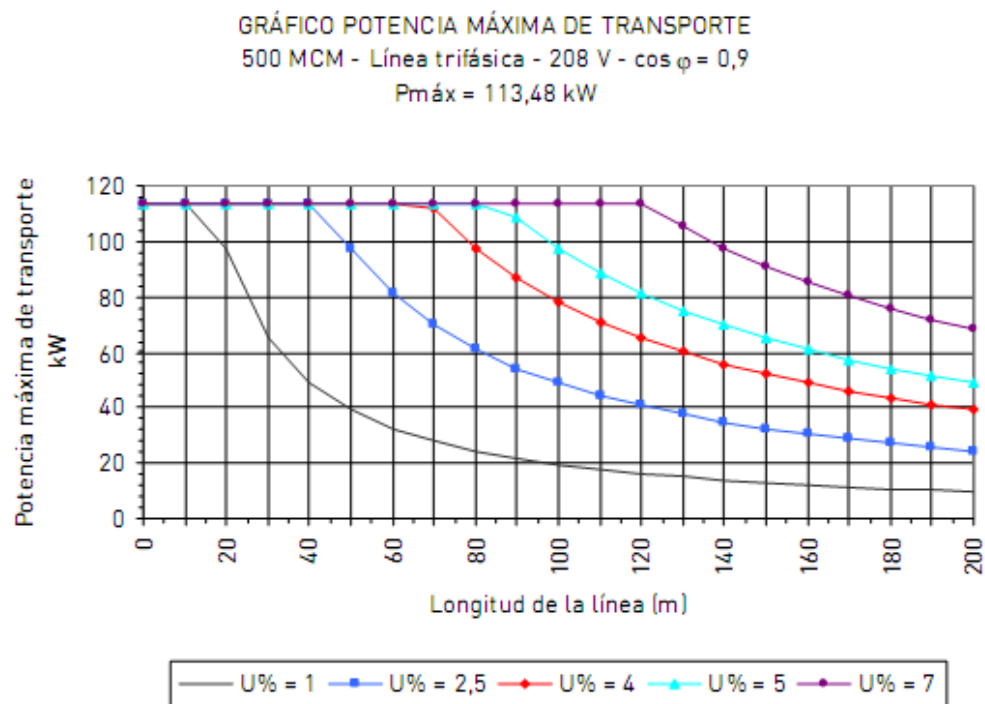


Gráfico No. 19.20 Potencia máxima de transporte 500 MCM línea trifásica 208 V $\cos \phi = 0.9$

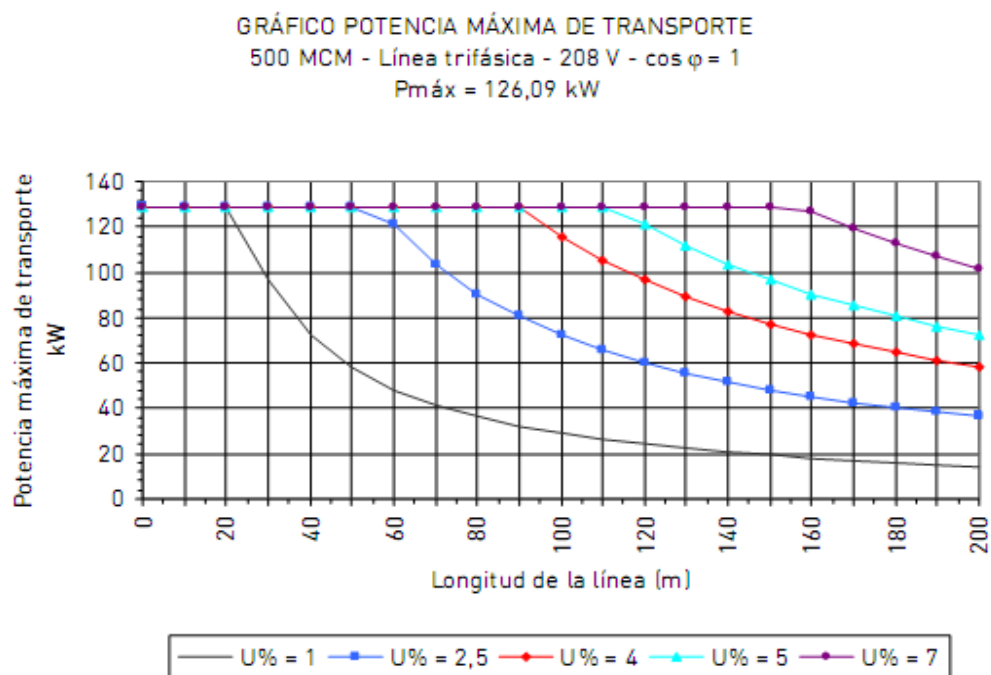


Gráfico No. 19.21 Potencia máxima de transporte 500 MCM línea trifásica 208 V $\cos \phi = 1.0$

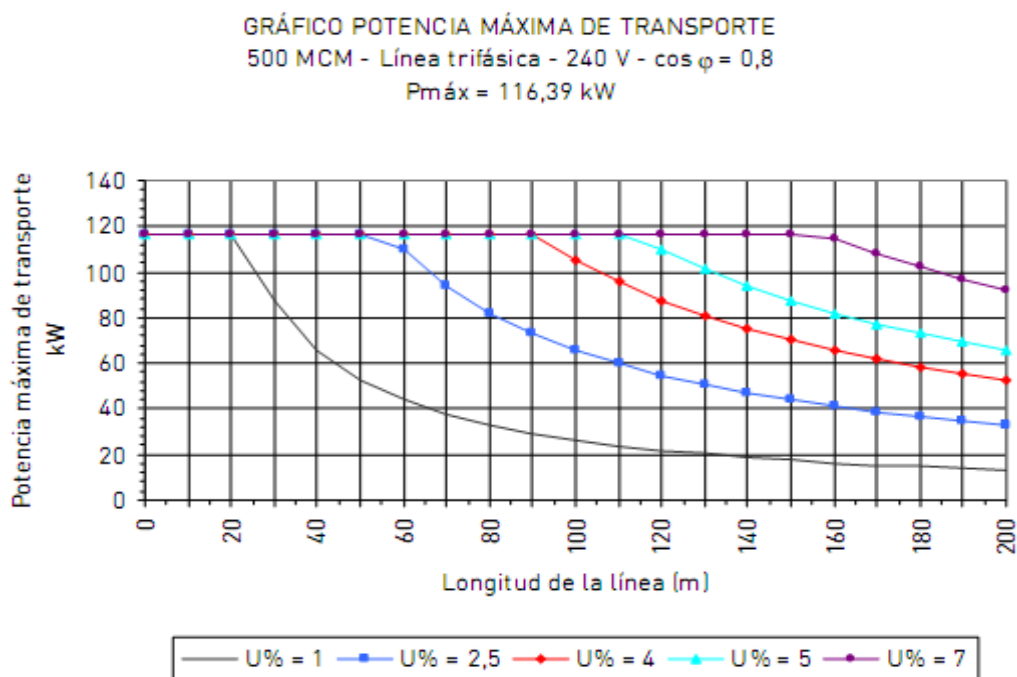


Gráfico No. 19.22 Potencia máxima de transporte 500 MCM línea trifásica 240 V $\cos \phi = 0.8$

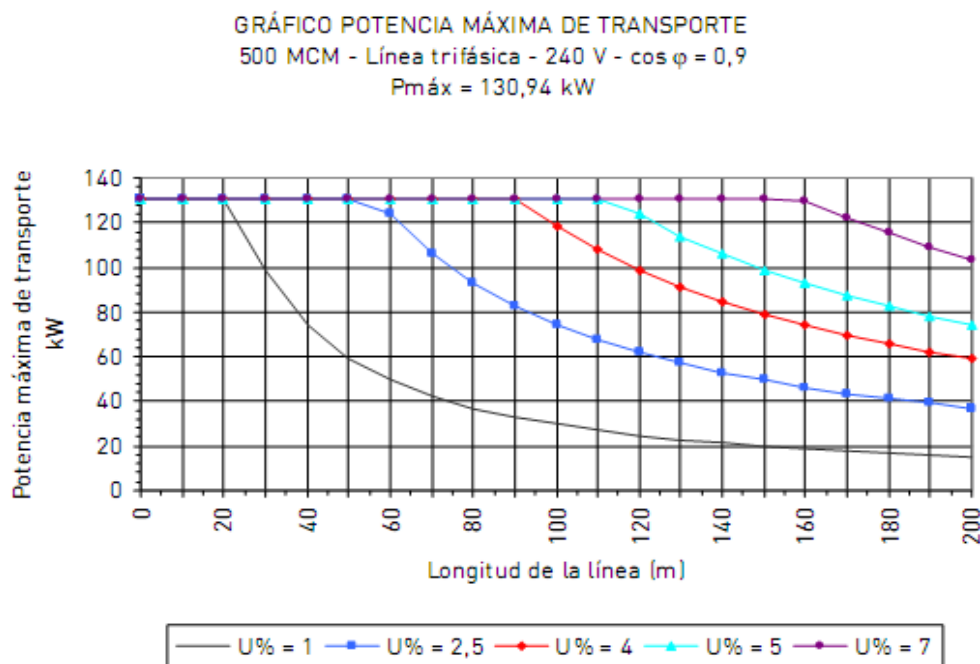


Gráfico No. 19.23 Potencia máxima de transporte 500 MCM línea trifásica 240 V $\cos \phi = 0.9$

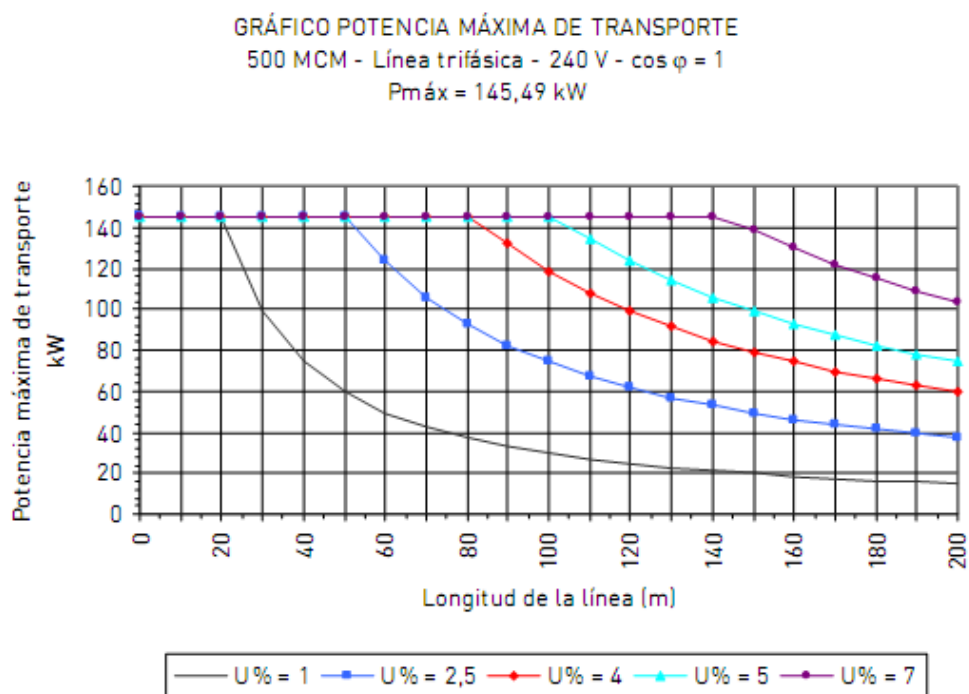


Gráfico No. 19.24 Potencia máxima de transporte 500 MCM línea trifásica 240 V $\cos \phi = 1.0$

GRÁFICO POTENCIA MÁXIMA DE TRANSPORTE
4/0 AWG - Línea trifásica - 208 V - $\cos \phi = 0,8$
 $P_{\text{máx}} = 59,08 \text{ kW}$

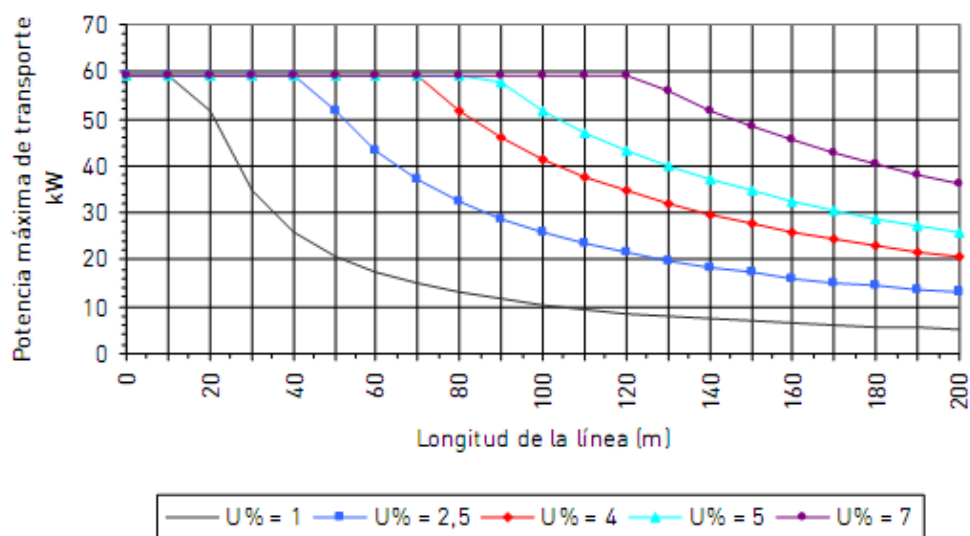


Gráfico No. 19.25 Potencia máxima de transporte 4/0 AWG línea trifásica 208 V $\cos \phi = 0.8$

GRÁFICO POTENCIA MÁXIMA DE TRANSPORTE
4/0 AWG - Línea trifásica - 208 V - $\cos \phi = 0,9$
 $P_{\text{máx}} = 66,47 \text{ kW}$

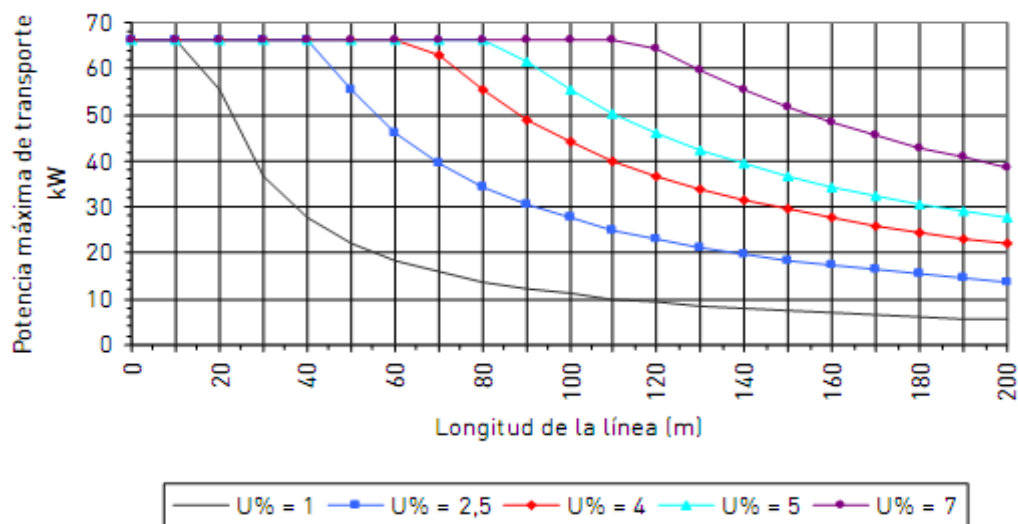


Gráfico No. 19.26 Potencia máxima de transporte 4/0 AWG línea trifásica 208 V $\cos \phi = 0.9$

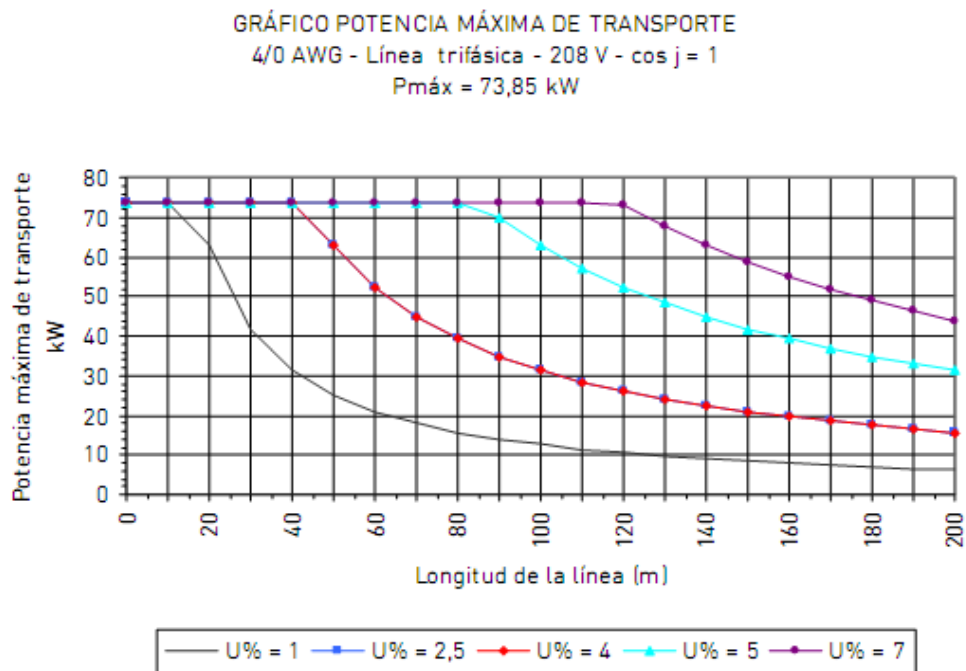


Gráfico No. 19.27 Potencia máxima de transporte 4/0 AWG línea trifásica 208 V $\cos \phi = 1.0$

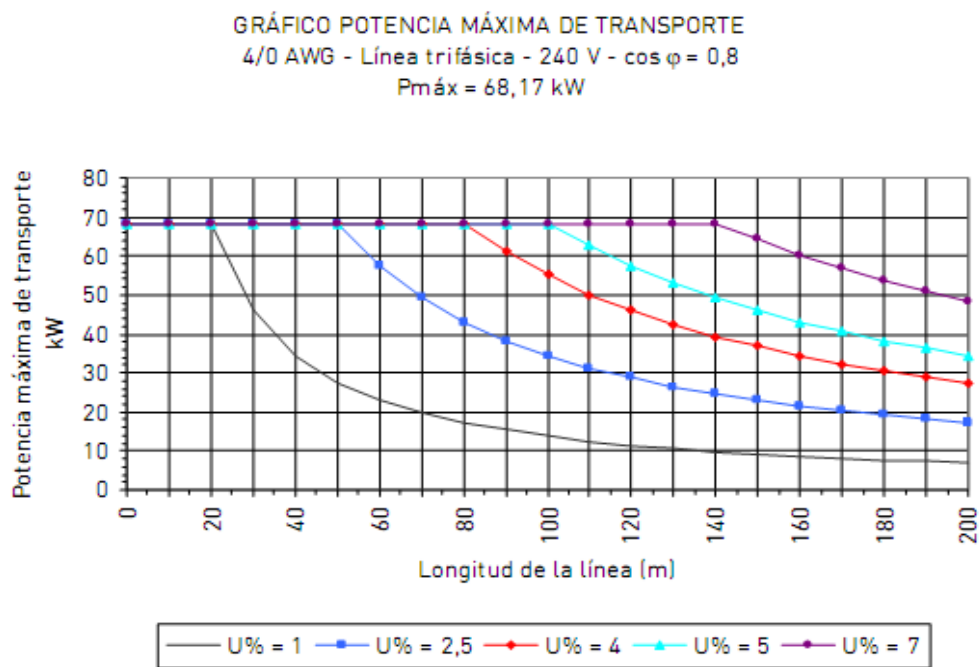


Gráfico No. 19.28 Potencia máxima de transporte 4/0 AWG línea trifásica 240 V $\cos \phi = 0.8$

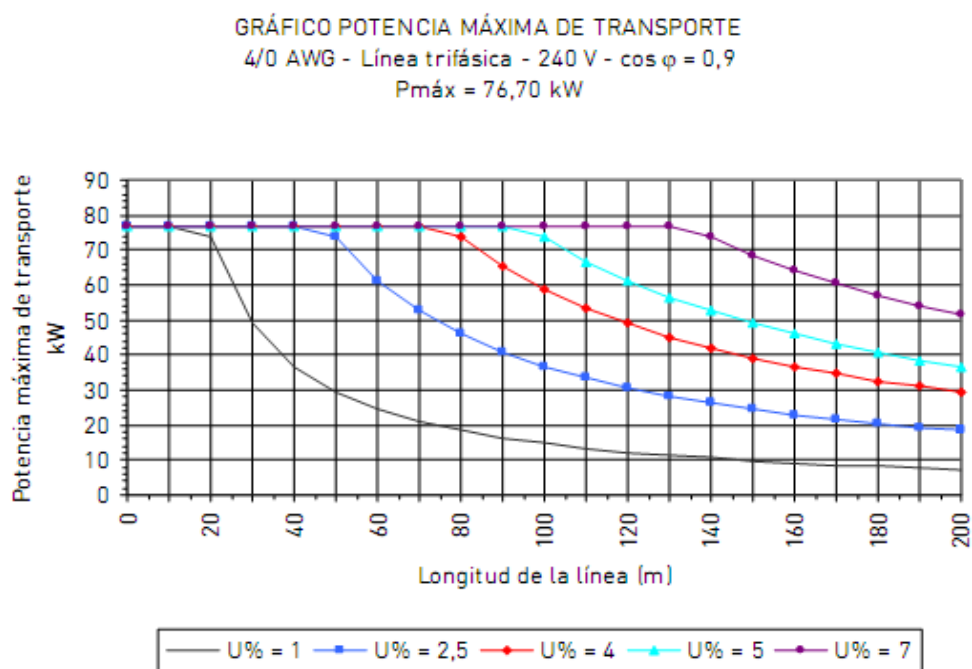


Gráfico No. 19.29 Potencia máxima de transporte 4/0 AWG línea trifásica 240 V $\cos \phi = 0.9$

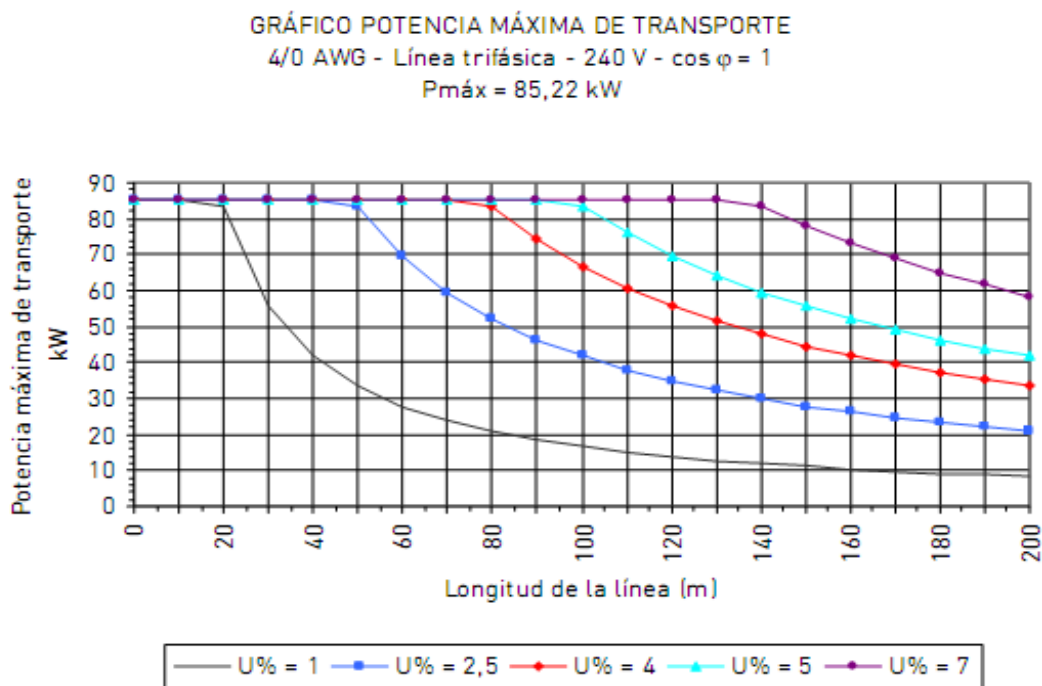


Gráfico No. 19.30 Potencia máxima de transporte 4/0 AWG línea trifásica 240 V $\cos \phi = 1.0$

GRÁFICO POTENCIA MÁXIMA DE TRANSPORTE
1/0 AWG - Línea trifásica - 208 V - $\cos \phi = 0,8$
 $P_{\text{máx}} = 38,91 \text{ kW}$

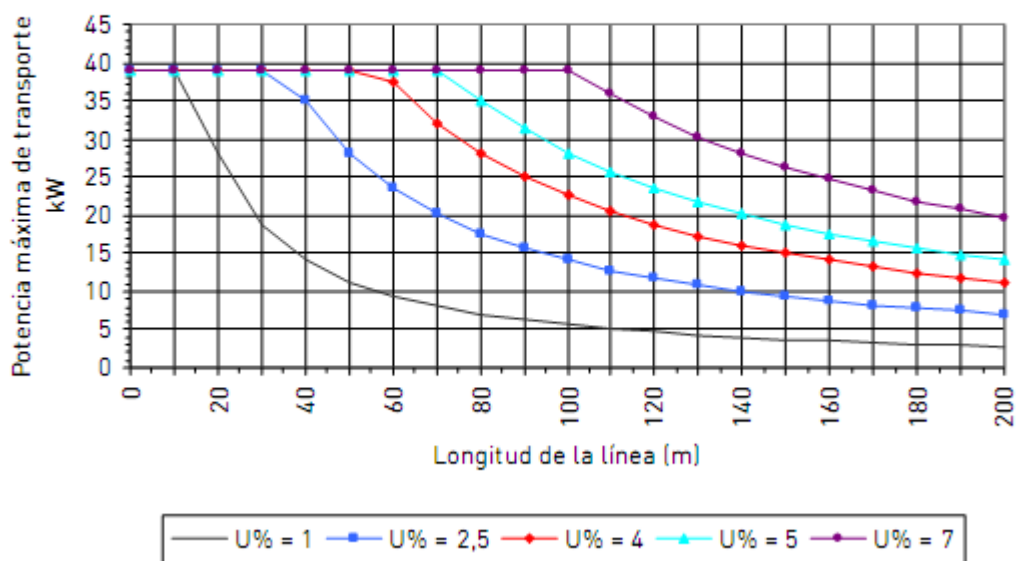


Gráfico No. 19.31 Potencia máxima de transporte 1/0 AWG línea trifásica 208 V $\cos \phi = 0.8$

GRÁFICO POTENCIA MÁXIMA DE TRANSPORTE
1/0 AWG - Línea trifásica - 208 V - $\cos \phi = 0,9$
 $P_{\text{máx}} = 43,77 \text{ kW}$

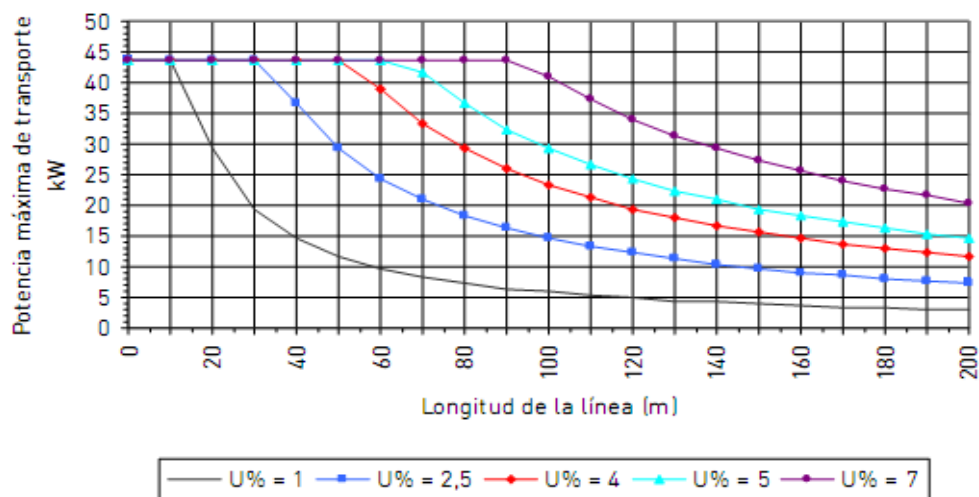


Gráfico No. 19.32 Potencia máxima de transporte 1/0 AWG línea trifásica 208 V $\cos \phi = 0.9$

GRÁFICO POTENCIA MÁXIMA DE TRANSPORTE
1/0 AWG - Línea trifásica - 208 V - $\cos \phi = 1$
 $P_{\text{máx}} = 48,64 \text{ kW}$

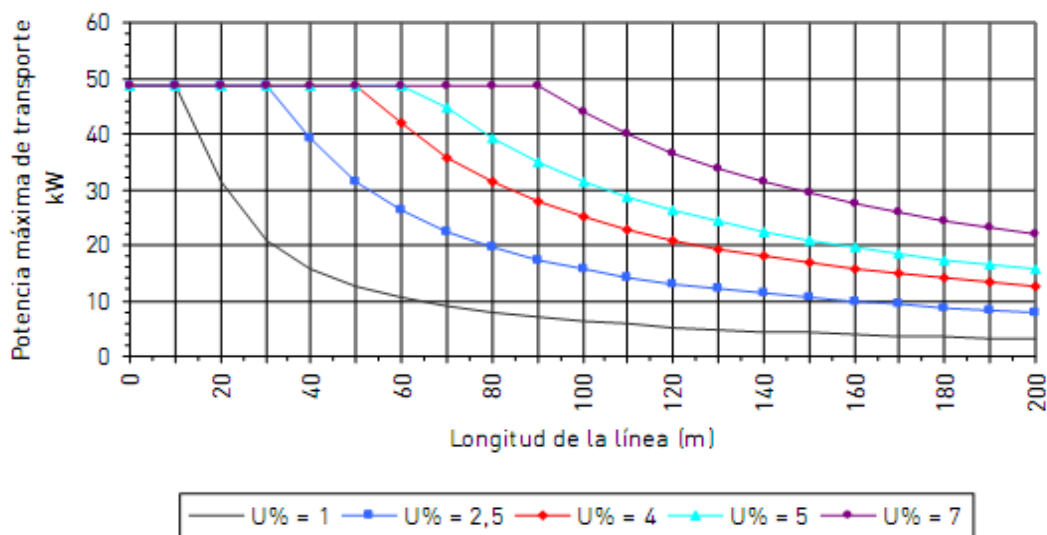


Gráfico No. 19.33 Potencia máxima de transporte 1/0 AWG línea trifásica 208 V $\cos \phi = 1.0$

GRÁFICO POTENCIA MÁXIMA DE TRANSPORTE
1/0 AWG - Línea trifásica - 240 V - $\cos \phi = 0,8$
 $P_{\text{máx}} = 44,89 \text{ kW}$

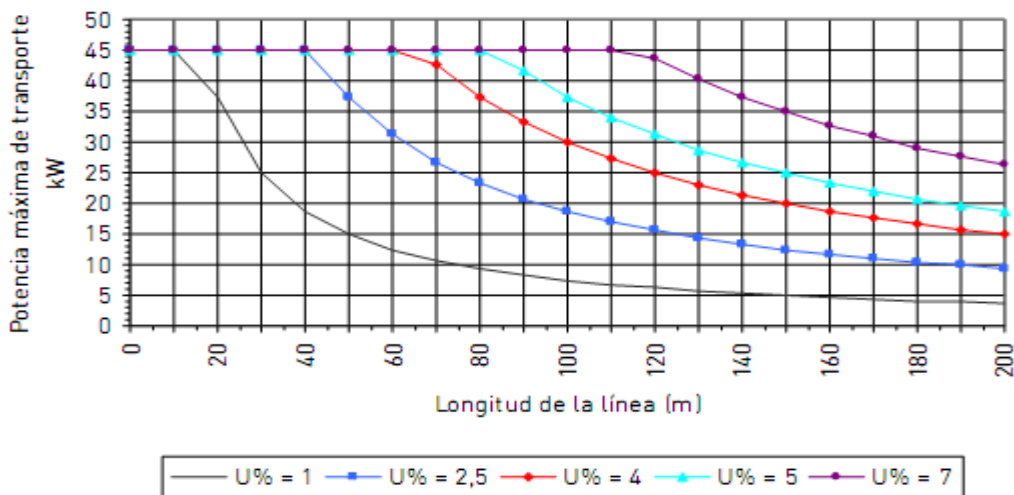


Gráfico No. 19.34 Potencia máxima de transporte 1/0 AWG línea trifásica 240 V $\cos \phi = 0.8$

GRÁFICO POTENCIA MÁXIMA DE TRANSPORTE
1/0 AWG - Línea trifásica - 240 V - $\cos \phi = 0,9$
 $P_{\text{máx}} = 50,51 \text{ kW}$

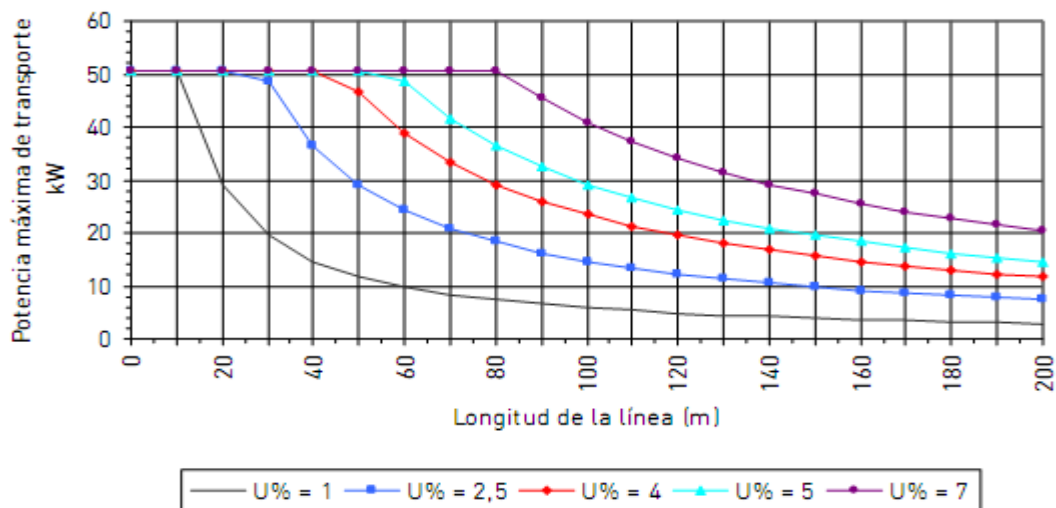


Gráfico No. 19.35 Potencia máxima de transporte 1/0 AWG línea trifásica 240 V $\cos \phi = 0.9$

GRÁFICO POTENCIA MÁXIMA DE TRANSPORTE
1/0 AWG - Línea trifásica - 240 V - $\cos \phi = 1$
 $P_{\text{máx}} = 56,12 \text{ kW}$

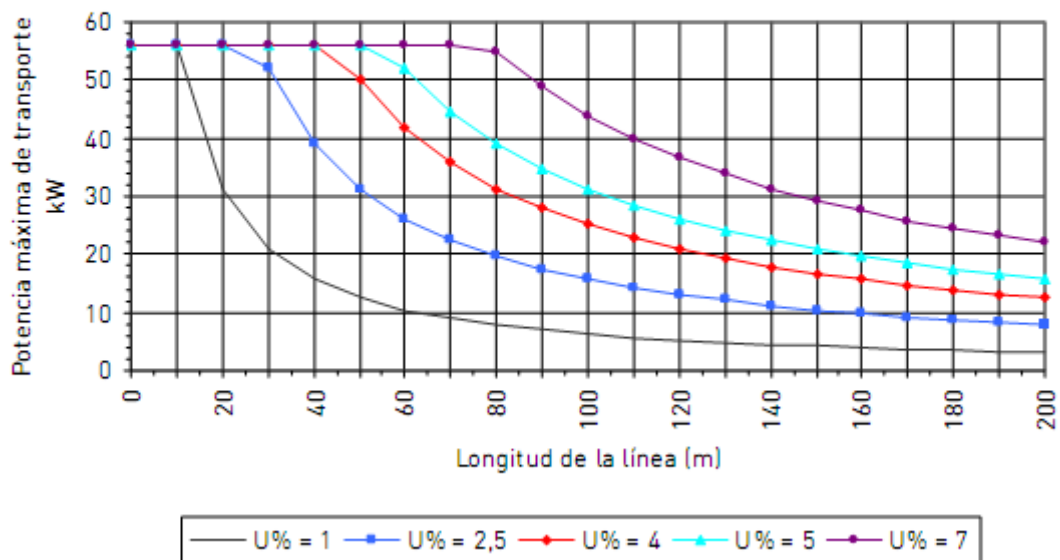


Gráfico No. 19.36 Potencia máxima de transporte 1/0 AWG línea trifásica 240 V $\cos \phi = 1.0$

19.3 Gráficos de pérdida de potencia para cables de B.T.

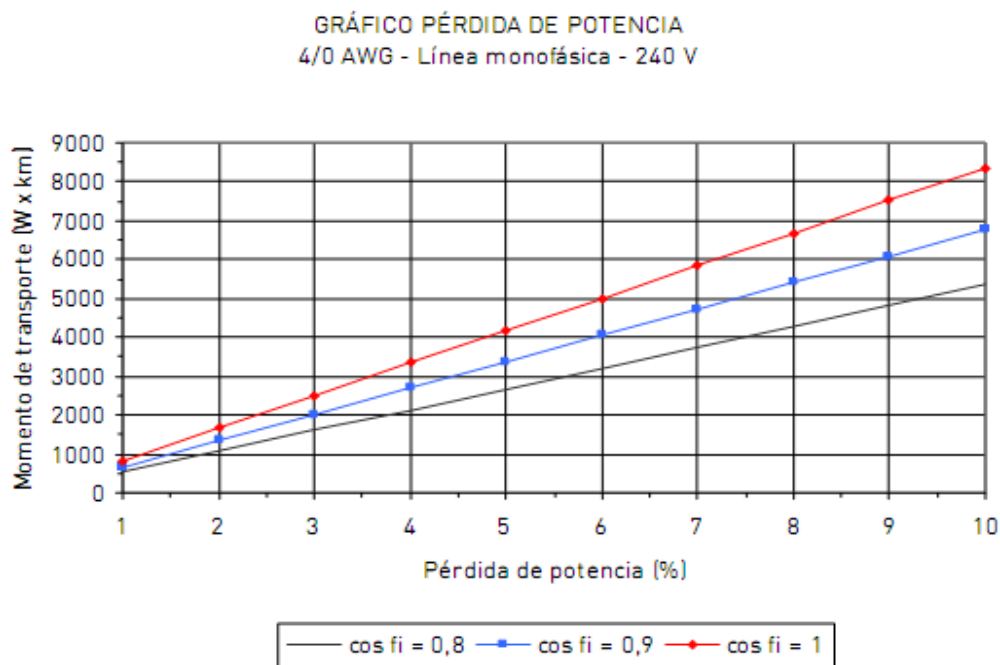


Gráfico No. 19.37 Pérdida de potencia 4/0 AWG línea monofásica 240 V

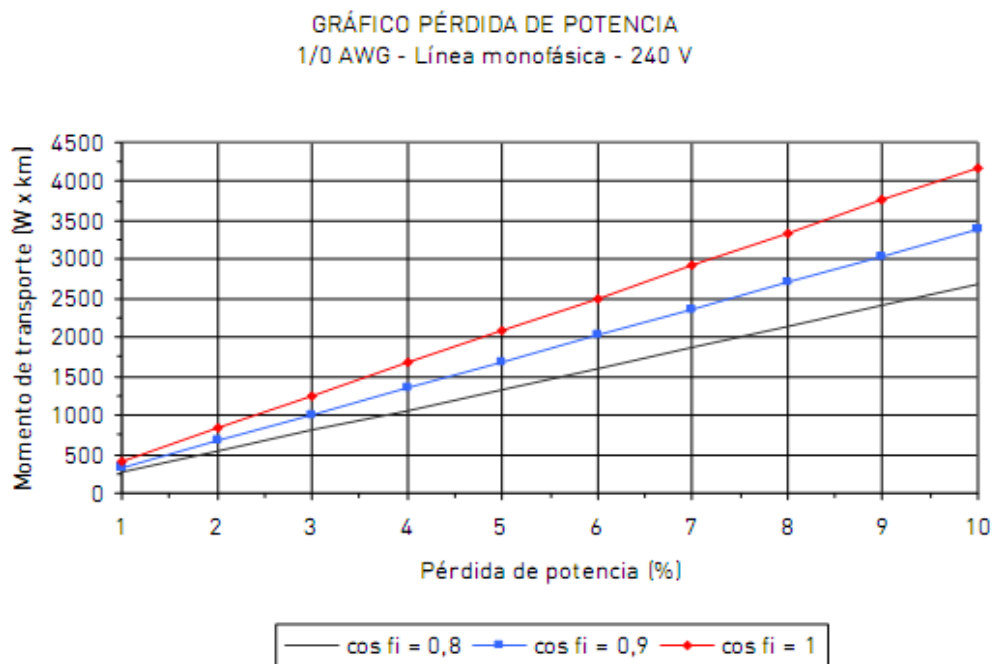


Gráfico No. 19.38 Pérdida de potencia 1/0 AWG línea monofásica 240 V

GRÁFICO PÉRDIDA DE POTENCIA
3x #4 AWG - Línea monofásica - 240 V

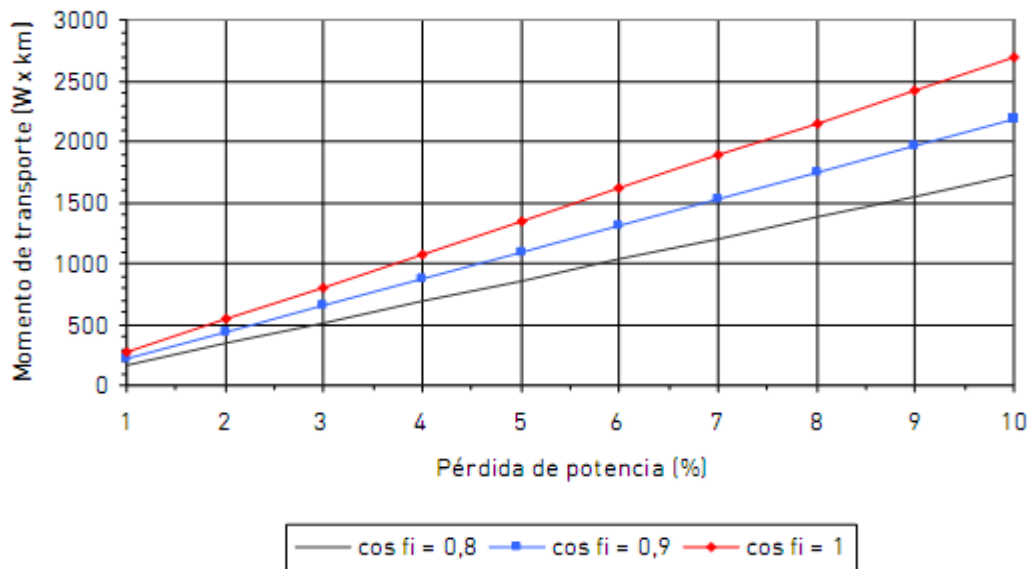


Gráfico No. 19.39 Pérdida de potencia 3X #4 AWG línea monofásica 240 V

GRÁFICO PÉRDIDA DE POTENCIA
3x #6 AWG - Línea monofásica - 240 V

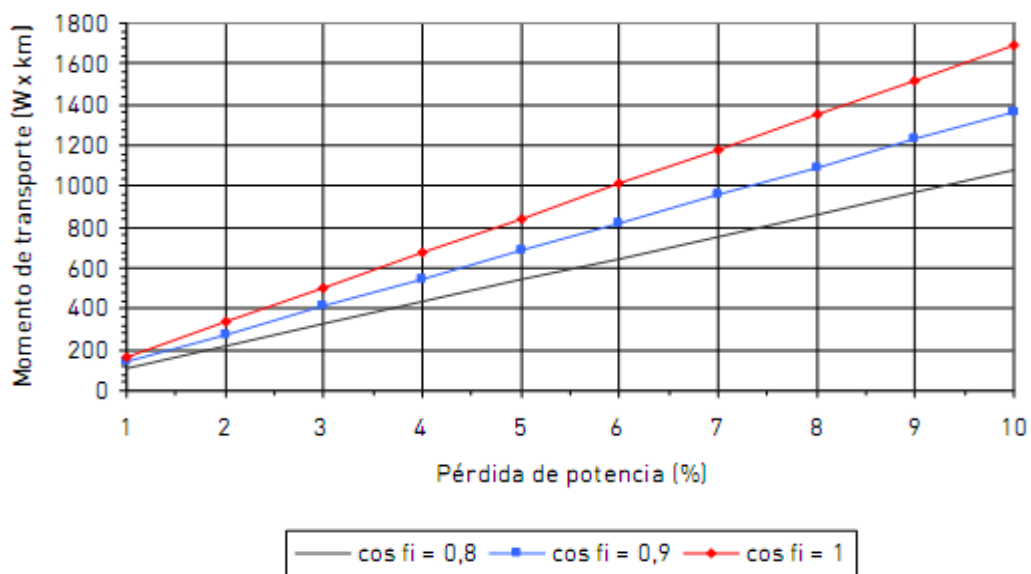


Gráfico No. 19.40 Pérdida de potencia 3X #6 AWG línea monofásica 240 V

GRÁFICO PÉRDIDA DE POTENCIA
500 MCM - Línea trifásica - 208 V

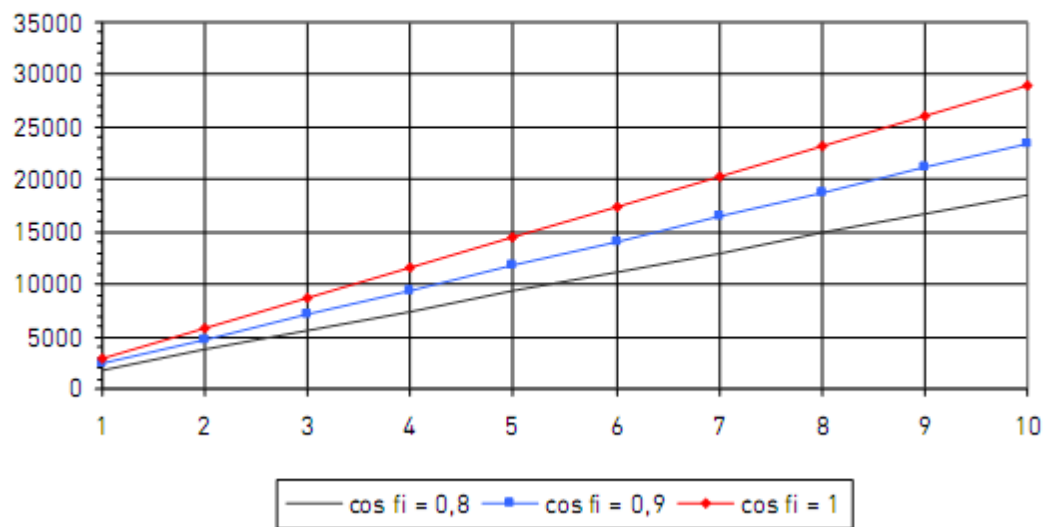


Gráfico No. 19.41 Pérdida de potencia 500 MCM línea trifásica 208 V

GRÁFICO PÉRDIDA DE POTENCIA
500 MCM - Línea trifásica - 240 V

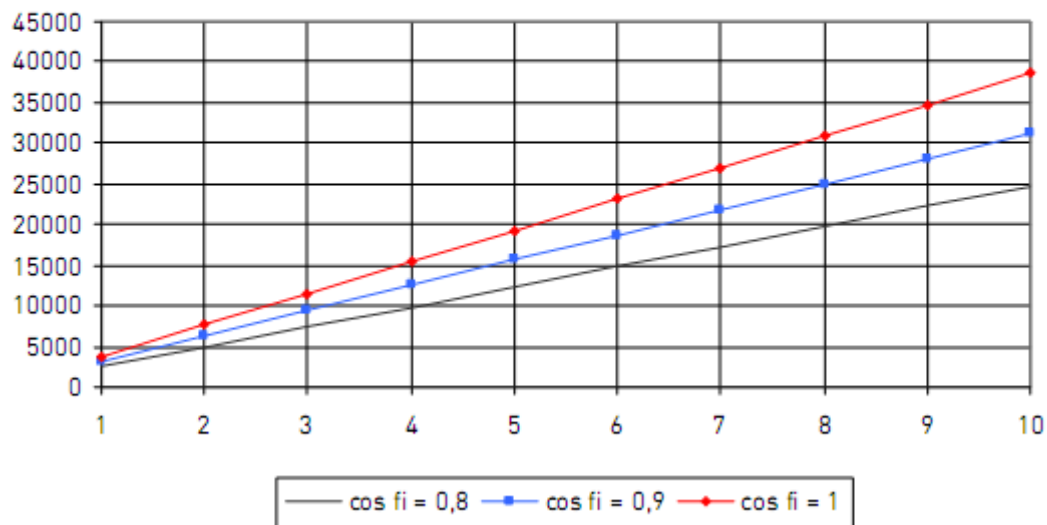


Gráfico No. 19.42 Pérdida de potencia 500 MCM línea trifásica 240 V

GRÁFICO PÉRDIDA DE POTENCIA
4/0 AWG - Línea trifásica - 208 V

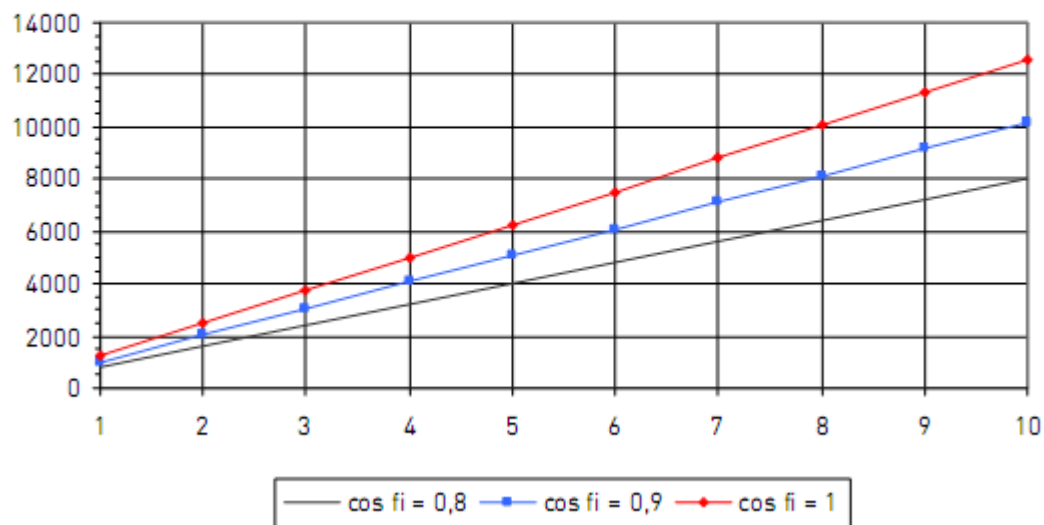


Gráfico No. 19.43 Pérdida de potencia 4/0 AWG línea trifásica 208 V

GRÁFICO PÉRDIDA DE POTENCIA
4/0 AWG - Línea trifásica - 240 V

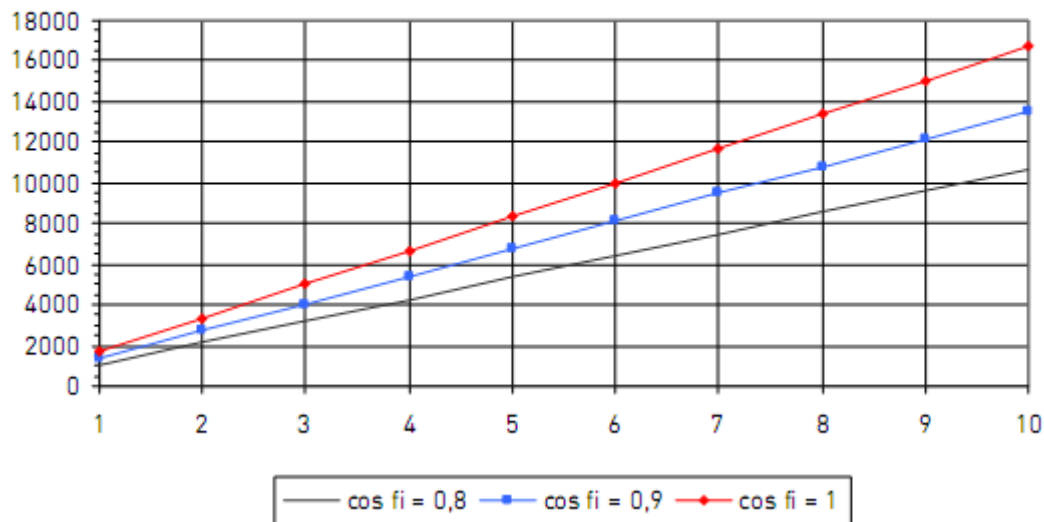


Gráfico No. 19.44 Pérdida de potencia 4/0 AWG línea trifásica 240 V

GRÁFICO PÉRDIDA DE POTENCIA
1/0 AWG - Línea trifásica - 208 V

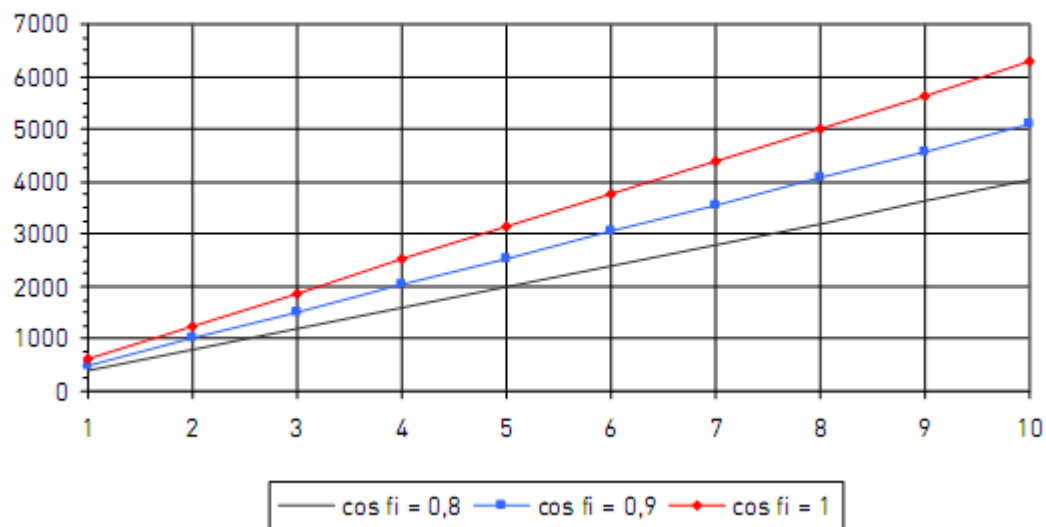


Gráfico No. 19.45 Pérdida de potencia 1/0 AWG línea trifásica 208 V

GRÁFICO PÉRDIDA DE POTENCIA
1/0 AWG - Línea trifásica - 240 V

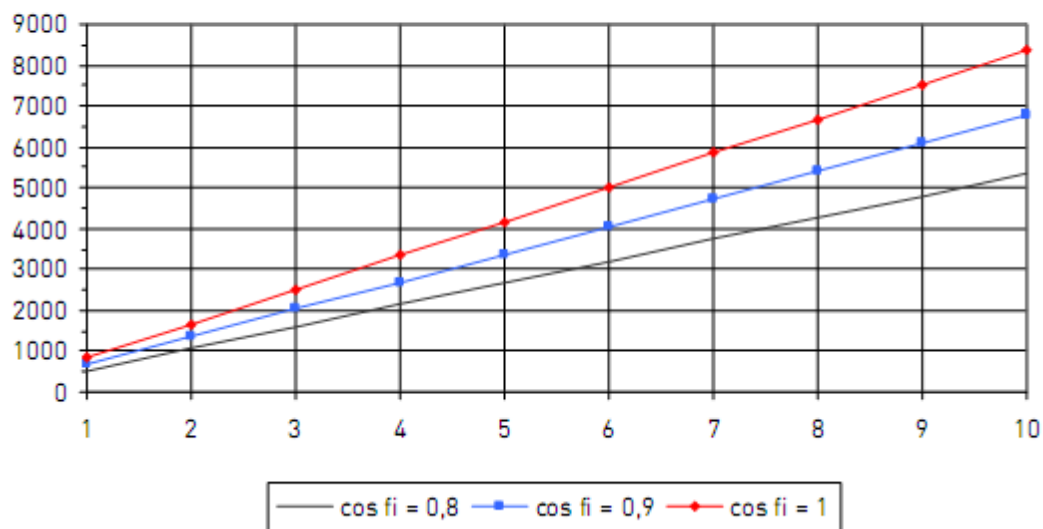


Gráfico No. 19.46 Pérdida de potencia 1/0 AWG línea trifásica 240 V

GRÁFICO PÉRDIDA DE POTENCIA
4x #4 AWG - Línea trifásica - 208 V

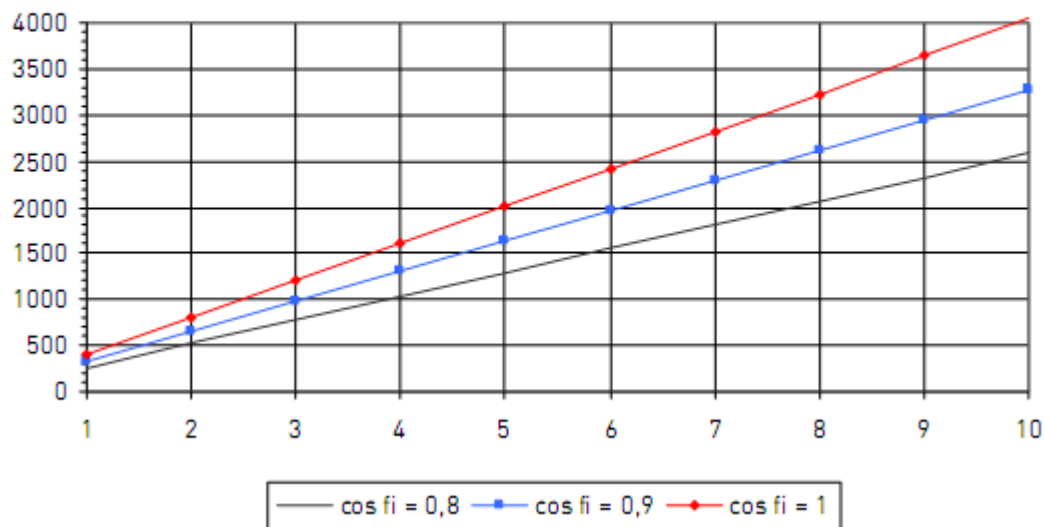


Gráfico No. 19.47 Pérdida de potencia 4X #4 AWG línea trifásica 208 V

GRÁFICO PÉRDIDA DE POTENCIA
4x #4 AWG - Línea trifásica - 240 V

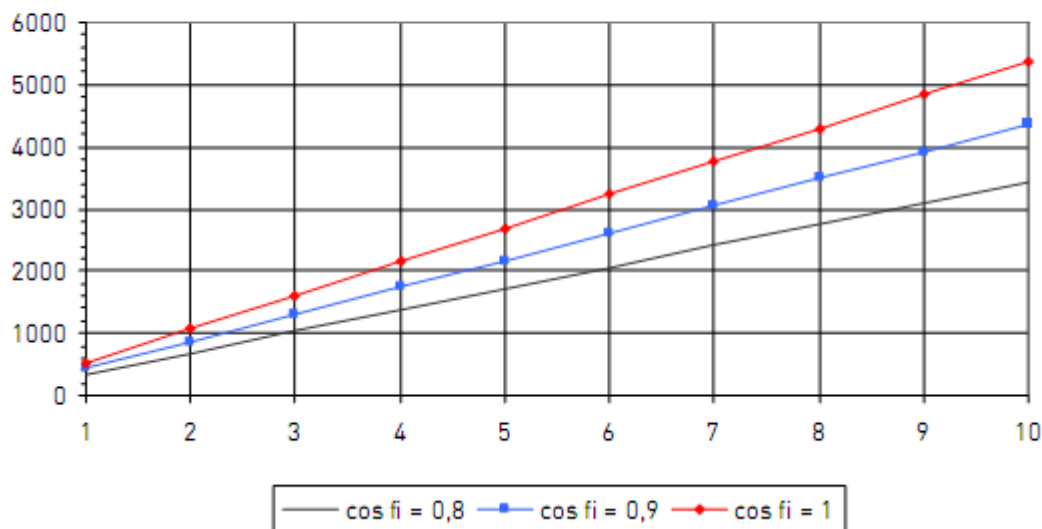


Gráfico No. 19.48 Pérdida de potencia 4X #4 AWG línea trifásica 240 V