MANUAL DE DISEÑO LINEAS DE ALTA TENSION

STM\_LLTT\_0220\_INGENIERIA

**INDICE**

[INTRODUCCION 3](#_bookmark0)

[A.- CONDUCTORES Y CABLES DE GUARDIA 4](#_bookmark1)

[A1.- PROPIEDADES MECANICAS DE CONDUCTORES Y CABLES DE GUARDIA ………………………. 4](#_bookmark2)

[A2.- CAPACIDADES ELECTRICAS DE CONDUCTORES Y CABLES DE GUARDIA …………………………..5](#_bookmark3)

[B.- DISTANCIAS ELECTRICAS Y SILUETA DE ESTRUCTURAS 10](#_bookmark4)

[B1.- DISTANCIA AL SUELO. ALTURA DE LA CRUCETA INFERIOR 10](#_bookmark5)

[B2.- DISTANCIA ELECTRICAS A LA ESTRUCTURA. 11](#_bookmark6)

[B3.- DISTANCIA ENTRE FASES VERTICALES 12](#_bookmark7)

[B4.- DISTANCIA ENTRE CRUCETAS (A) 13](#_bookmark8)

[B5.- ANCHO DE CRUCETAS (B) 14](#_bookmark9)

[B6.- ALTURA DE CABLE DE GUARDIA (G) 16](#_bookmark10)

[C.- RESTRICCIONES DE TRAZADO 16](#_bookmark11)

[C1.- DISTANCIA ELECTRICA A EDIFICIOS Y CONSTRUCCIONES 16](#_bookmark12)

[C2.- FAJA DE SEGURIDAD 17](#_bookmark13)

[C.3.- PARALELISMO ENTRE LINEAS DE TRANSMISION 19](#_bookmark14)

[C.4.- SEPARACION VERTICAL EN CRUCES DE LINEAS AT 20](#_bookmark15)

[D.- SOLICITACIONES DE ESTRUCTURAS 21](#_bookmark16)

[D1.-SOLICITACIONES VERTICALES 21](#_bookmark17)

[D2.-SOLICITACIONES DE VIENTO 21](#_bookmark18)

[D3.-SOBRECARGAS VERTICALES 22](#_bookmark19)

[D4.-SOLICITACIONES HORIZONTALES DE ANGULO 23](#_bookmark20)

[D5.-DESEQUILIBRIO LONGITUDINAL NORMAL Y REMATE 23](#_bookmark21)

[D6.-SOBRECARGAS LONGITUDINALES 24](#_bookmark22)

[D7.- TENDIDO DE CONDUCTORES 24](#_bookmark23)

[D8.- FACTORES DE CARGA 25](#_bookmark24)

[D9.- COMBINACIONES DE CARGA 26](#_bookmark25)

[E.- DISEÑO DE ESTRUCTURAS 28](#_bookmark26)

[E1.- DISPOSICIONES GENERALES Y MATERIALES 28](#_bookmark27)

[E2.- DISEÑO DE ELEMENTO DE ESTRUCTURAS 29](#_bookmark28)

[E3.- CONEXIONES APERNADAS 32](#_bookmark29)

[F.- FUNDACIONES DE ESTRUCTURAS 35](#_bookmark30)

[F1.- DISPOSICIONES GENERALES 35](#_bookmark31)

[F2.- TIPOS DE SUELO 35](#_bookmark32)

[G.- DIPOSICIONES COMPLEMENTARIAS 37](#_bookmark33)

[G1.- AMBIENTALES 37](#_bookmark34)

[G2.- GEOREFERENCIACION 37](#_bookmark35)

[G3.- CONDUCTORES DE ALTA CAPACIDAD 38](#_bookmark36)

[G4.- SERVIDUMBRES 38](#_bookmark37)

[G5.- LINEAS AUXILIARES 39](#_bookmark38)

[ANEXO A 42](#_bookmark39)

[ANEXO B 51](#_bookmark40)

[ANEXO C 53](#_bookmark41)

[ANEXO D 58](#_bookmark42)

[BIBLIOGRAFIA Y REFERENCIAS 60](#_bookmark43)

# **INTRODUCCION**

El presente manual tiene como objetivo documentar y recopilar la información técnica que sirve de respaldo para el Diseño de Instalaciones de Líneas de Alta Tensión y las Especificaciones necesarias para materializar los proyectos que desarrolla el PROPIETARIO.

El objetivo de este documento es servir de referencia para el análisis de las instalaciones del PROPIETARIO en futuros proyectos, y su relevancia está determinada por la permanente necesidad de adecuar las instalaciones existentes a la demanda siempre creciente del sistema eléctrico, y simultáneamente adaptarlas a innovaciones tecnológicas en desarrollo. Especial mención en este sentido es el reciente desarrollo de los conductores de alta capacidad, que permiten aumentar la capacidad de transmisión optimizando el uso mecánico de las estructuras existentes.

Para el desarrollo de los temas señalados, se establecen las normativas y standards de referencia utilizados en el diseño, y en casos especiales se emplean estudios teóricos, técnicos y criterios prácticos y/o empíricos, que si bien no tienen un estricto fundamento analítico, son respaldados por una extensa y rigurosa experiencia.

# **A.- CONDUCTORES Y CABLES DE GUARDIA**

A1.- PROPIEDADES MECANICAS DE CONDUCTORES Y CABLES DE GUARDIA

En Cuadros A1.1 y A1.2 se resumen las propiedades mecánicas relevantes de los conductores y cables de guardia más usuales de las líneas del PROPIETARIO, respectivamente. Se incluyen algunos conductores de alta capacidad ya instalados y existentes en el mercado.

**CUADRO A.1.1**

#### PROPIEDADES MECANICAS DE CONDUCTORES

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **TIPO** | **Nº Hebras** | **Sección** | **Diametro** | **Peso**  **Unitario** | **Tension**  **Rotura** | **Módulo**  **Elást.Final** | **Dilatación**  **Térmica** |
| cm2 | cm | kg/m | kg | kg/mm2 | 1/ºC |
| **ALEACION DE ALUMINIO AAAC 6201-T81** | | | | | | | |
| 630 mm2 | 61 | 6.310 | 3.262 | 1.730 | 19,141 | 5,800 | 23x10-6 |
| 500 mm2 | 37 | 5.067 | 2.923 | 1.397 | 15,675 | 6,250 | 23x10-6 |
| 400 mm2 | 37 | 4.054 | 2.614 | 1.117 | 12,525 | 6,250 | 23x10-6 |
| 315 mm2 | 19 | 3.150 | 2.203 | 0.868 | 9,200 | 6,350 | 23x10-6 |
| 160 mm2 | 19 | 1.600 | 1.638 | 0.441 | 4,760 | 6,350 | 23x10-6 |
| 1000 MCM | 37 | 5.067 | 2.923 | 1.397 | 15,675 | 6,250 | 23x10-6 |
| 800 MCM | 37 | 4.051 | 2.614 | 1.117 | 11,923 | 6,250 | 23x10-6 |
| 650 MCM | 37 | 3.294 | 2.356 | 0.908 | 10,175 | 6,250 | 23x10-6 |
| 313 MCM | 19 | 1.580 | 1.630 | 0.435 | 4,978 | 6,350 | 23x10-6 |
| 250 MCM | 19 | 1.267 | 1.457 | 0.294 | 3,915 | 6,350 | 23x10-6 |
| **ALUMINIO CABLEADO AAC 1350** | | | | | | | |
| 805 mm2 | 61 | 8.057 | 3.691 | 2.226 | 13,585 | 5,600 | 23x10-6 |
| **COBRE** | | | | | | | |
| 350 MCM | 19 | 1.773 | 1.725 | 1.609 | 7,076 | 12,000 | 16.9x10-6 |
| 300 MCM | 19 | 1.520 | 1.595 | 1.378 | 6,123 | 12,000 | 16.9x10-6 |
| 2/0 | 7 | 0.674 | 1.050 | 0.612 | 2,688 | 12,000 | 16.9x10-6 |
| **CONDUCTORES DE ALTA CAPACIDAD** | | | | | | | |
| **ACCC (CTC)** | | | | | | | |
| SAN ANTONIO  747 mm2 | AL 1350 | 7.474 | 3.340 | 2.069 | 20.824 | 5,026 | 23x10-6 |
| CORE | 0.758 | 0.978 | 0.143 | 1,042 | 1.61x10-6 |
| HAMBURG  570 mm2 | AL 1350 | 5.700 | 2.863 | 1.647 | 16.466 | 5,062 | 23x10-6 |
| CORE | 0.471 | 0.775 | 0.087 | 1,162 | 1.61x10-6 |
| DOVE  360 mm2 | AL 1350 | 3.612 | 2.355 | 0.996 | 12.451 | 4,747 | 23x10-6 |
| CORE | 0.471 | 0.775 | 0.087 | 1,287 | 1.61x10-6 |
| LINNET  219 mm2 | AL 1350 | 2.184 | 1.829 | 0.602 | 7.413 | 5,369 | 23x10-6 |
| CORE | 0.280 | 0.597 | 0.054 | 1,473 | 1.61x10-6 |
| **ACCR-TW (3M)** | | | | | | | |
| 958-T16  560 mm2 | AL 1350 | 5.619 | 2.814 | 1.600 | 16,784 | 5,256 | 23x10-6 |
| CORE | 3,337 | 6.3x10-6 |
| 665-T16  390 mm2 | AL 1350 | 3.897 | 2.360 | 1.112 | 11,703 | 5,256 | 23x10-6 |
| CORE | 3,341 | 6.3x10-6 |
| 431-T11  243 mm2 | AL 1350 | 2.426 | 1.859 | 0.688 | 6,441 | 5,577 | 23x10-6 |
| CORE | 2,333 | 6.3x10-6 |

**CUADRO A.1.2**

#### PROPIEDADES MECANICAS DE CABLES DE GUARDIA

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **TIPO** | **Nº Hebras** | **Sección** | **Diametro** | **Peso**  **Unitario** | **Tension**  **Rotura** | **Módul**  **Elástico** | **Dilatación**  **Térmica** |
| cm2 | cm | kg/m | kg | kg/mm2 | 1/ºC |
| **FE GALVANIZADO** | | | | | | | |
| 3/8" | 7 | 0.553 | 0.953 | 0.409 | 4,950 | 18,500 | 11.5x10-6 |
| 5/16" | 7 | 0.395 | 0.794 | 0.307 | 3,650 | 18,500 | 11.5x10-6 |
| **OPGW 18 CANALES** | | | | | | | |
| 3/8" | 14 | 0.129 | 1.509 | 0.554 | 6,064 | 10,326 | 17.44x10-6 |

A2.- CAPACIDADES ELECTRICAS DE CONDUCTORES Y CABLES DE GUARDIA

En los Cuadros A2.1 y A2.2 se incluye la capacidad eléctrica de los conductores y cables instalados o que se prevé instalar en las líneas del PROPIETARIO.

**CUADRO A.2.1**

#### CAPACIDAD ELECTRICA DE CONDUCTORES

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | | | | | **INVIERNO** | | | | **VERANO** | | | |
| **TEMP. AMB. 15 °C** | | | | **TEMP. AMB. 30 °C** | | | |
| **21-junio, 19 hrs** | | | | **21-diciembre, 12 hrs** | | | |
| **110 KV** | |  | TEMPERATURA. | | NORMAL | | CONTINGENCIA(\*) | | NORMAL | | CONTINGENCIA(\*) | |
| TIPO | SECCION |  | NORMAL  (°C) | CONTING.  (°C) | CAPAC.  (A) | POTENCIA  (MVA) | CAPAC.  (A) | POTENCIA  (MVA) | CAPAC.  (A) | POTENCIA  (MVA) | CAPAC.  (A) | POTENCIA  (MVA) |
| **ALEACION DE ALUMINIO AAAC** | | | **6201-T81** | |  |  |  |  |  |  |  |  |
| AAAC  AAAC AAAC AAAC AAAC AAAC AAAC AAAC AAAC  AAAC | 1000 MCM  800MCM  650MCM  312.8MCM  250MCM  630mm² 500mm² 400mm² 315mm² 160mm² | BUTTE | 85  85  85  85  85  85  85  85  85  85 | 90  90  90  90  90  90  90  90  90  90 | 1286  1102  965  569  735  1471  1286  1102  945  597 | **245**  **210**  **184**  **108**  **140**  **280**  **245**  **210**  **180**  **114** | 1326  1137  995  597  558  1518  1326  1137  974  616 | 253  217  190  114  106  289  253  217  186  117 | 1004  865  761  472  436  1142  1004  865  747  479 | **191**  **165**  **145**  **90**  **83**  **218**  **191**  **165**  **142**  **91** | 1059  912  802  503  458  1207  1059  912  787  503 | 202  174  153  96  87  230  202  174  150  96 |
| **ALUMINIO CABLEADO AAC 1350** | | | | | | | | | | | | |
| AAC | 806mm² | COREOPSIS | 85 | 90 | 1815 | **346** | 1873 | 357 | 1400 | **267** | 1480 | 282 |
| **COBRE** | | | | | | | | | | | | |
| Cu  Cu Cu | 2/0  300MCM  350MCM |  | 85  85  85 | 90  90  90 | 427  718  791 | **81**  **137**  **151** | 442  744  821 | 84  142  156 | 372  624  687 | **71**  **119**  **131** | 390  655  722 | 74  125  138 |
| **CONDUCTORES DE ALTA CAPACIDAD** | | | | | | | | | | | | |
| ACCC  ACCC  ACCC ACCC | 822mm²  570mm²  360mm² 219mm² | S.ANTONIO  HAMBURG  DOVE LINNET | 180  180  180  180 | 200  200  200  200 | 2579  2047  1565  1118 | **491**  **390**  **298**  **213** | 2720  2155  1646  1173 | 518  411  314  224 | 2386  1896  1452  1039 | **455**  **361**  **277**  **198** | 2546  2019  1544  1103 | 485  385  294  210 |
|  | | | | | | | | | | | | |
| **220 KV** | | COREOPSIS | TEMPERATURA. | | NORMAL | | CONTINGENCIA(\*) | | NORMAL | | CONTINGENCIA(\*) | |
| AAC  AAAC  AAAC AAAC | 806mm²  630mm²  500mm² 400mm² | 85  85  85  85 | 90  90  90  90 | 1815  1471  1286  1102 | **692**  **561**  **490**  **420** | 1873  1518  1326  1137 | 714  578  505  433 | 1400  1142  1004  865 | **533**  **435**  **382**  **330** | 1480  1207  1059  912 | 564  460  403  348 |

(\*) Contingencia sólo en líneas con monitoreo

**CUADRO A.2.2**

#### CAPACIDAD ELECTRICA DE CABLES TIPO XLPE

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | | | **POTENCIA 110 KV** | | **POTENCIA 220 KV** | | **COSTO/m CIF**  US$ 110 KV |
| SECCION EN mm2 | | CAPACIDAD  (A) | MVA  (1) | MVA ESPERADA | MVA | MVA ESPERADA |
| (2) | (2) |
| 500 | DISPOS. PLANA  DISPOS. TREBOL | 825  780 | 157  149 | 136  129 | 314  297 | 273  258 | 60 |
|  |  |  |  |  |  |  | 90 |
| 800 | DISPOS. PLANA  DISPOS. TREBOL | 1090  1035 | 194  197 | 169  171 | 415  394 | 361  342 |
|  |  |  |  |  |  |  | 110 |
| 1000 | DISPOS. PLANA  DISPOS. TREBOL | 1225  1150 | 233  219 | 202  190 | 467  438 | 406  381 |
|  |  |  |  |  |  |  | 120 |
| 1400 | DISPOS. PLANA  DISPOS. TREBOL | 1415  1325 | 269  252 | 234  214 | 539  504 | 458  438 |
| 1600 | DISPOS. PLANA  DISPOS. TREBOL | 1505  1405 | 286  267 | 243  227 | 572  534 | 486  454 | 140 |
|  |  |  |  |  |  |  | 170 |
| 2000 | DISPOS. PLANA  DISPOS. TREBOL | 1655  1535 | 315  292 | 274  248 | 630  585 | 548  496 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |

1. POTENCIA FABRICANTE
2. POTENCIA ESPERADA CON FACTOR DE INTERFERENCIAS (13%)

(Fabricante ABB)

(Factor de interferencias se basa en la experiencia obtenida en Renca y Brasil)

A3.- TENSIONES DE CONDUCTORES Y CABLES DE GUARDIA

A3.1 TENSIONES NORMALES EDS (Every Day Stress)

Esta tensión corresponde a la tensión normal final después de creep de 10 años, que se define usualmente a 15ºC , que se considera como temperatura media ambiente del conductor, sin sobrecarga de viento.

La tensión EDS se especifica como porcentaje de la Tensión de Rotura (HR) señalada en Cuadros A1.1 y A1.2. y los valores máximos recomendados para reducir los efectos de las vibraciones eólicas de los conductores, incluyendo el empleo de dispositivos de amortiguamiento contra estas vibraciones se indican en Cuadro A3.1.

**CUADRO A3.1**

#### TENSION MAXIMA EDS PARA CONDUCTORES Y CABLE DE GUARDIA

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **CONDUCTOR** | **INICIAL**  (1 hr) | **FINAL**  (Creep 10 Años) |
| Aleación de Aluminio AAAC 6201-T/81 | 25% | 20% |
| Aluminio Cableado AAC 1350 | 25% | 20% |
| Cobre |  | 25% |
| Cables Alta Capacidad ACCC o ACCR | 25% | 20% |

En los Proyectos, para conductores de aluminio se recomienda adoptar un valor EDS máximo de 15% de la Tensión de Rotura (HR) para las líneas urbanas y bajo la cota 1.000 msnm. En zonas poco transitables o sobre la cota 1.000 msnm se podrá aumentar hasta 20% .

###### A3.2 TENSIONES MAXIMAS

En las líneas, la tensión máxima absoluta a considerar en cualquier punto de los conductores no debe sobrepasar el 33% de la Tensión de Rotura (HR) definida en Cuadro A1.1, y se calcula en las siguientes condiciones ambientales, definidas en norma NSEG 5 E.n.71 Art.113:

**CUADRO A3.2**

#### TENSION MAXIMA DE LOS CONDUCTORES Y CABLE DE GUARDIA

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| ZONA | Ubicación Geográfica | Presión Viento kg/m2 sobre el  conductor qvx | Manguito Radial de Hielo cm | Temp. Mínima ºC |
| III | Valle bajo cota 1000. Zona de Concesión | 40 | 0 | -5ºC |
| I | Cordillera sobre cota 1000 | 60 | 0 | -10ºC |
| 20 | 1 | -10ºC |

En zonas no transitables o sobre la cota 1.000 msnm, la tensión máxima se podrá aumentar hasta un 40% HR

###### A3.3 TENSIONES INICIALES DEL CONDUCTOR

Las tensiones iniciales del conductor y cable de guardia, corresponden a las del conductor instalado durante una hora a la tensión inicial de instalación.

###### A3.4 TENSIONES FINALES DEL CONDUCTOR

Es la tensión del conductor después de 10 años de Creep (calculado usualmente a 70ºF o 21ºC sin viento) y/o la aplicación durante una hora de la tensión máxima en las condiciones correspondientes señaladas en A3.1 y A3.2.

###### A3.5. TENSIONES PARA FLECHA MAXIMA

La Flecha Máxima Final para determinar las distancias mínimas de los conductores al suelo u obstáculos, se calculan para los conductores sometidos a una temperatura máxima **Tm** y sin viento.

La temperatura **Tm** corresponde a la del conductor transmitiendo la potencia nominal máxima definida en Cuadro A2.1 en las condiciones y parámetros definidos para este cuadro. Las temperaturas Tm consideradas utilizadas en los diseños son las indicadas en Cuadro A2.4 para conductores normales de aluminio y/o cobre, y conductores de alta capacidad:

**CUADRO A3.5**

##### TEMPERATURAS FINALES MAXIMAS (Tm) PARA CALCULAR FLECHA MAXIMA DE CONDUCTORES

|  |  |
| --- | --- |
| **CONDUCTOR** | **Tm.** |
| Aleación Aluminio AAAC, Aluminio AAC y Cobre | 85ºC |
| Conductores de Alta Capacidad (ACCC o ACCR) | 180ºC |

###### A3.6 TENSIONES DE FLECHA MINIMA.

Las tensiones que originan las flechas mínimas se calculan a la temperatura mínima de la zona correspondiente a la línea sin viento ni hielo, y se indican en Cuadro A3.6:

**CUADRO A3.6**

#### TENSIONES PARA CALCULAR FLECHA MINIMA DE CONDUCTORES Y TENSIONES DE CABLE DE GUARDIA

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ZONA** | **Ubicación Geográfica** | **Temperatura Mínima en el conductor sin viento** |
| III | Valle bajo cota 1000. Zona de Concesión | -5ºC |
| I | Cordillera sobre cota 1000 | -10ºC |

Para el Cable de Guardia, sea Fe Galvanizado o OPGW se adopta una tensión tal que la flecha a la temperatura mínima indicada en Cuadro A2.5 sea como máximo igual a la correspondiente a la tensión inicial del conductor tipo AAAC, AAC y Cu a esa misma temperatura.

Para el Cable de Guardia en líneas con conductores de alta capacidad ACCC o ACCR con alma (core) de bajo coeficiente de dilatación, la flecha del cable de guardia a temperatura ambiente máxima debe ser como mínimo igual a la de la del conductor tipo ACCC o ACCR a esa temperatura. Se adoptará como temperatura ambiente máxima 30ºC.

B.- DISTANCIAS ELECTRICAS Y SILUETA DE ESTRUCTURAS

Los conceptos y definiciones que se describen a continuación permiten establecer las dimensiones mínimas que debe tener la estructura de la torre de una línea de Alta Tensión en una ubicación geográfica determinada.

##### Toda torre de anclaje o similar debe diseñarse con doble aislación (doble cadena).

## B1.- DISTANCIA AL SUELO. ALTURA DE LA CRUCETA INFERIOR.

Se tiene la siguiente relación la altura H

**H > Ho + Fm + Lc** (ver Fig. 1)

##### Ho= Distancia mínima al Suelo (mt) = 6,50 + 0,006\*kV

Distancia mínima de acuerdo a RPTD

Se ha tomado el valor de 6,50 mt por tratarse de líneas urbanas transitables.

En zonas poco transitables se asume 6,00 + 0,006\*kV

**Fm**= Flecha máxima del conductor a la temperatura máxima **Tm**

definida en A3.5.

Se asume de 85ºC sin sobrecarga de viento para conductores de aleación de aluminio AAAC, aluminio AAC y Cu, y 180ºC sin viento para conductores de alta capacidad.

**kV**= Voltaje nominal entre fases.

**Lc** = Longitud de cadenas (mt)

.



|  |  |
| --- | --- |
| **VOLTAJE**  **kV** | **Distancia Suelo Mínima Ho**  **mt** |
| 44 | 6,76 |
| 110 | 7,16 |
| 220 | 7,82 |

##### Fig. 1

## B2.- DISTANCIA ELECTRICAS A LA ESTRUCTURA.

Las verificaciones de distancias respecto de los elementos de la estructura se revisan con los siguientes parámetros:

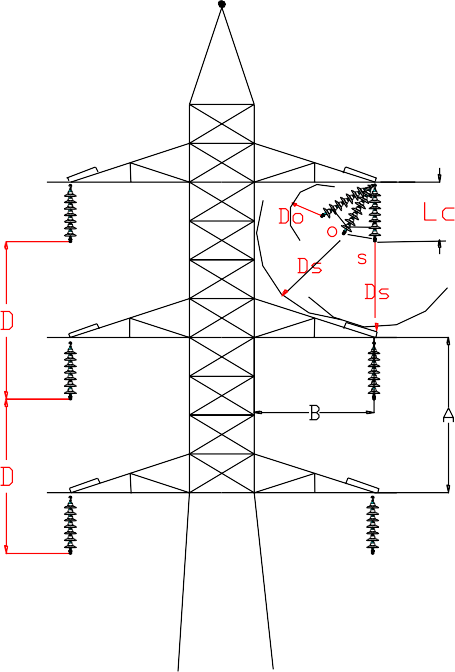
Do= Distancia mínima por sobrevoltaje de frecuencia industrial para el mayor voltaje de operación de la línea. En la práctica se calcula con el conductor a la mínima temperatura, y desviado con viento máximo (qvmax).

Ds= Distancia mínima por sobrevoltaje transiente, por maniobra o descargas atmosféricas. En la práctica se calcula en condiciones de temperatura media mínima de la línea (0ºC), con viento de velocidad media (qv=1/4 qvmax).

Lc = Longitud de la cadena de aisladores incluyendo la ferretería. Los valores Do y Ds adoptados, son los siguientes

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **VOLTAJE LINEA** | **44 kV** | **110 kV** | **220 kV** | **220 kV** |
| **Bajo cota 1.000 msnm** | | | **>1.000 msnm** |
| Do mín. (mm) | 284 | 680 | 750 | 800 |
| Ds mín (mm) | 580 | 1000 | 1800 | 2050 |

Las distancias sobre cota 1.000 msnm son referenciales, y deberá determinarse para la altura real y la densidad relativa específica del sector en cuestión.

En la siguiente Fig. 2 se indica la disposición de estas distancias y los ángulos respecto de la vertical correspondientes Do y Ds, equivalentes a los ángulos máximos de desvío de la cadena de la torre correspondiente, para las distancias límites Do y Ds,



 βo =ángulo máximo

de desvío para Do mín.

βs =ángulo máximo de desvío para Ds min

Fig. 2

## B3.- DISTANCIA ENTRE FASES VERTICALES.

La distancia “Df” mínima (mt) entre fases en el centro de un vano se determina de acuerdo a NSEG 5 Art. 106.

Texto

El contenido generado por IA puede ser incorrecto.

*Df*  0.36

Donde:

 *kV*

### 130

*F*

 *kC*

Ver Fig.3

F = Flecha aparente (mt) a la temperatura de transmisión de la potencia máxima, sin sobrecarga. Para los proyectos, se calcula a 85ºC para conductores de aluminio tipo AAAC y AAC y Cu, y de 180ºC para conductores de alta capacidad.

Se tomara al menos F=1 mt. kV=Tensión nominal

C = Longitud de cadena de suspensión en mt.

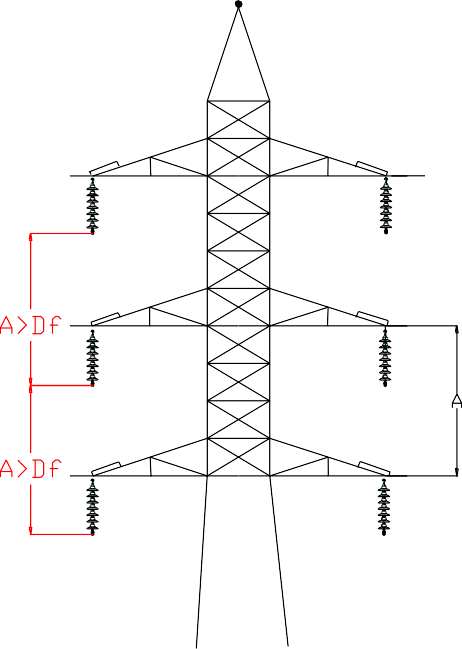
K= factor de tipo de torre, se toma igual a:

0.50 entre dos torres de suspensión

0.25 entre una torre de suspensión y una de anclaje

0.00 entre dos torres de anclaje

En zonas sin sobrecarga de hielo, se podrá adoptar distancias menores siempre que en proyección vertical dicha separación sea a lo menos de

*Df* =0.20 + *kV*

*F*

130

Fig. 3

## B4.- DISTANCIA ENTRE CRUCETAS (A)

###### B4.1.- CRUCETAS CON CADENAS DE AISLADORES DE SUSPENSION VERTICALES

La distancia mínima A entre crucetas, se determina sobre la base de los valores mínimos establecidos en los puntos B2 y B3, y se puede expresar como sigue:

De acuerdo a punto B2, se tiene:

**A > Lc + Ds + g** Ver disposición en Fig 2 Lc= Longitud de cadena de suspensión (mt.)

Ds= Distancia mínima (mt) para sobrevoltaje transiente.

g = holgura para tomar en cuenta las irregularidades de la estructura y la protección para pájaros de la cruceta inferior. Se asume un mínimo de 0.10 mt.

Debe verificarse que para cualquier ángulo de desvío s de la cadena por viento, se respeta la distancia mínima Ds respecto de la cuerda superior de la cruceta inferior respectiva.

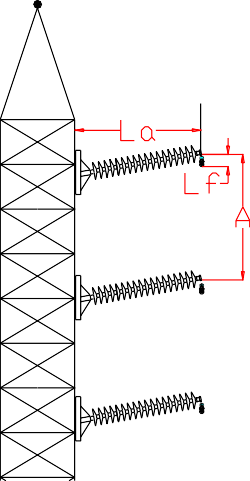
De acuerdo a punto B3, se tiene

**A > Df** Ver disposición en Fig 3 Df= Distancia mínima entre fases (mt,)

Debe verificarse además que la distancia entre crucetas sea tal que en cualquier punto de los dos vanos a ambos lados de la torre en análisis, la distancia entre los conductores de dos fases adyacentes debe ser mayor que la distancia mínima entre fases Df (mt).

###### B4.2.- CRUCETAS CON AISLADORES LINE POST EN CANTILEVER

La distancia mínima A entre aisladores en cantilever se determina como sigue:



**A= Ds + Lf +0.05** (mt) Ver disposición en Fig 4

Ds= Distancia mínima para Sobrevoltaje Transiente más 50 mm para tomar en cuenta las irregularidades del aislador inferior o, ferretería que se utilice.

Lf = Longitud ferretería utilizada.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **VOLTAJE**  BIL (Kv) | | **44** | **110** | **220** |
| 250 | 550 | 1050 |
| DISTANCIA MINIMA POR SOBREVOLTAJE TRANSIENTE  (mm) | **Ds** | 580 | 1000 | 1800 |
| DIST**. A** MINIMA .CON  AISLADOR CANTILEVER (RECOMENDADO en mm) | **La** |  | 1500 | 2590 |

Fig. 4

## B5.- ANCHO DE CRUCETAS (B)

El ancho B entre crucetas se determina sobre la base de lo señalado en el punto B2 conforme al mayor valor entre la siguientes expresiones:

a) Conductor simple

##### B > Lc\*seno(Do)+ Do + g o,

##### B > Lc\*seno(Ds)+ Ds + g

Lc= Longitud de cadena (mt)

Ds o Do según sea más crítico

g= holgura por irregularidad de la estructura Ver disposición en Fig. 2

a) Conductor doble: Se aplica lo misma expresión anterior, aumentando la holgura g en ½ m:



m

##### B > Lc\*seno(o)+ Do + g + 0.5\*m o,

##### B > Lc\*seno(s)+ Ds + g + 0.5\*m

m= separación de conductores dobles

(usual 18")

En las zonas de cordillera, sobre cota 1.000 mt, se debe considerar en el ancho de las crucetas el efecto “galloping” considerando manguito de hielo y viento definidos para la zona I del Cuadro A2.2 (manguito hielo 1 cm y viento 20 kg/m2).

Las distancias que se indican son válidas para vanos de longitud mayores de 600 ft

(183 mt). En vanos de menor longitud el efecto “galloping” no es relevante.

Para calcular el movimiento de los conductores producidos por el desprendimiento de hielo y/o nieve, ráfagas de viento, o la combinación de ellos, se recurre a la fórmula propuesta por L.W. Toye (1), en la cual se asume un movimiento del tipo elipsoidal del o los conductores al desprenderse el hielo y/o la nieve, considerando viento, la que se utiliza para verificar las distancias de diseño (distancia a la estructura, o entre conductores).

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 3 (1/ 2)2 + *S* 2 (*I* + 8*S* 2 / 3*I* - 2 (1/ 2)2  *S* 2 ) | | | | |
| M=1 + |  |  | 8 | (ft) |

H= (M+D+1) \* cosß (ft)

K= (ft) (corregido del original)

*M* 2  (*M*  2)2

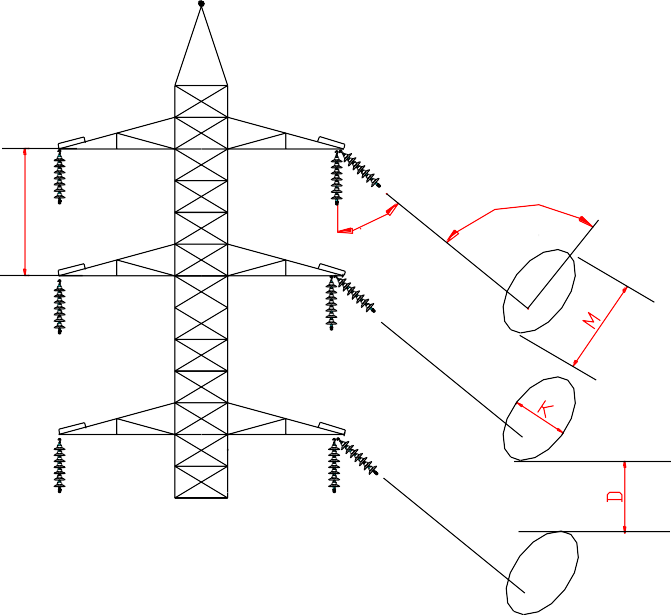
H = Distancia vertical entre crucetas I = Vano

M = Eje mayor de la elipse. S = Flecha del conductor.

K = Eje menor de la elipse. ß = Angulo de desvío por viento.

D = ver Fig. 5

(1) L.W. Toye - Transmisión Reference Book, Electric Power Institute, (Pág. 17)







Fig. 5

## B6.- ALTURA DE CABLE DE GUARDIA (G)

Conforme a lo que se propone en Anexo A2, se propone considerar un ángulo de protección del cable de guardia de 30º, y se tiene:

##### G = E/2 \* cot(30º) - Lc

E= Ancho entre apoyos en crucetas. Ver Fig. 7

Lc= Longitud de la cadena de suspensión (en torre de anclaje Lc=0) G= Distancia de apoyo de cable de guardia a apoyo de cruceta superior

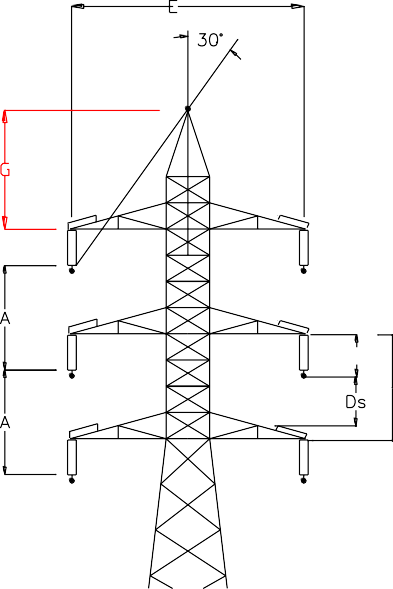


Fig. 7

# C.- RESTRICCIONES DE TRAZADO

Los conceptos y definiciones que se describen a continuación, permiten verificar el emplazamiento de la línea respecto a las restricciones reglamentarias y/o de seguridad respecto de otras instalaciones o construcciones.

## C1.- DISTANCIA ELECTRICA A EDIFICIOS Y CONSTRUCCIONES

De acuerdo con el articulo 109.2 del reglamento NSEG 5 E.n.71, para líneas de la categoría C de voltaje nominal superior a 25 kV, “La distancia entre la parte más saliente de un edificio ó construcción a un plano vertical que contenga el conductor más próximo, no será inferior a”:

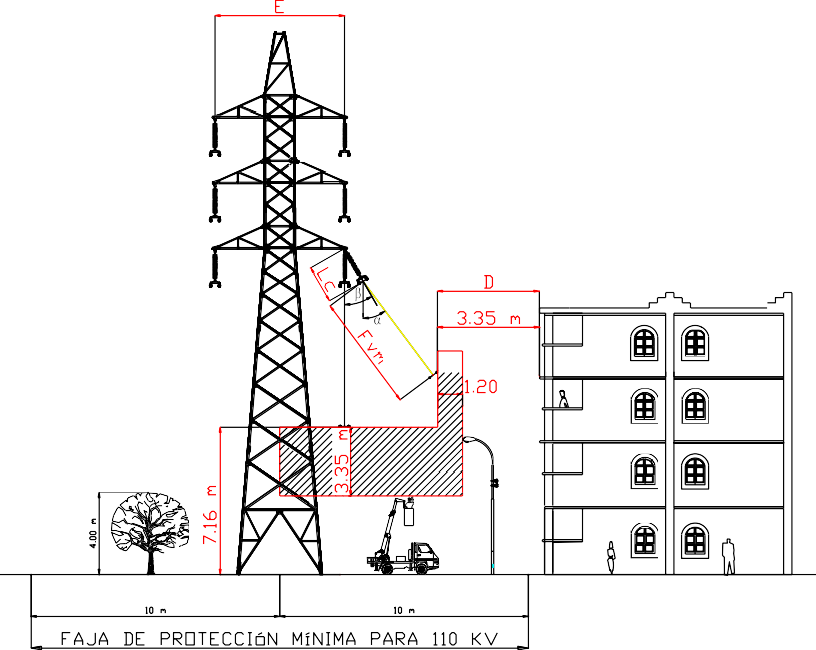
*D* = 2,50 + (*kV* - 25) \* 0,01 (mt)

Si en toda la extensión de la zona expuesta no existieran ventanas u otros elementos a los cuales tengan normalmente acceso las personas, las distancias especificadas anteriormente podrán reducirse en 0,50 mt.

Para todos los efectos de los puntos anteriores, se consideran los conductores y cadena desviados por efecto de viento en las condiciones de viento qvm y temperatura Tvm definidas en C2. La proyección horizontal de la flecha del conductor más la cadena de aisladores se calculará con los ángulos α y β de desvío correspondientes de ambos, con un mínimo de 30º, y se detallan en Fig. 8

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **DISTANCIAS** | **44 KV** | **110 KV** | **220 KV** |
| Construcciones o Edificios (D) | 2,69mt | 3,35 mt | 4,45 mt |
| Luminarias | 1,00 mt | 1,20 mt | 2,00 mt |

###### FIG. 8



## C2.- FAJA DE SEGURIDAD

La Faja de Seguridad de la Línea viene definida por las distancias mínimas a construcciones definidas en el artículo 109.2 del reglamento NSEG 5 E.n.71, calculadas en la forma que se describe en el párrafo C1, y que se puede expresar como:

##### Fs =2\*( E/2+ (Lc\*seno β+Fvm\*seno α+m/2\*coseno α+D )

Fs= Faja de Seguridad. Ancho total a ambos lados del eje de la línea E= Ancho entre apoyos en crucetas. Ver Fig. 8

Lc= Longitud de la cadena de suspensión (en torre de anclaje L=0)

 = Angulo de desvío de cadena de suspensión con viento qvm y temperatura Tvm

Fvm= Flecha máxima del vano con conductor transmitiendo la potencia nominal máxima de la línea con un viento máximo qvm, a temperatura ambiente de 15ºC y a la correspondiente temperatura Tvm.

m= Distancia horizontal entre dos conductores de un bundle si corresponde.

 = Angulo del plano del conductor con viento qvm y temperatura Tvm

qvm= Presión de viento máximo de la zona. 40 kg/m2 para Zona III y 60 kg/m2 para Zona I

Tvm= Temperatura del conductor transmitiendo la potencia nominal máxima definida en la condiciones de cálculo de Tm indicadas en A2.4, pero para un viento máximo qvm y una temperatura ambiental de 15ºC

D= Distancia mínima a construcciones según párrafo C1

En tramos de líneas que se modifican o refuerzan, ubicadas en áreas que no son Bienes Nacionales de Uso Público (B.N.U.P.) o aquellas ubicadas en zonas B.N.U.P. en que existen construcciones con distanciamientos antirreglamentarios, la línea modificada o reforzada debe mantener como máximo el ancho de la faja de seguridad existente antes de la modificación o refuerzo. En sectores de B.N.U.P. regulares, la faja podrá ser superior a la existente, siempre que el aumento no afecte terrenos de terceros.

El Plan Regulador Metropolitano de Santiago establece en el punto 8.5.2 los valores máximos para el ancho total de la Faja de Protección (o Seguridad) que se indican, de acuerdo a los voltajes de la línea:

|  |  |
| --- | --- |
| **VOLTAJE DE LA LÍNEA**  KV | **FAJA DE PROTECCION Fs**  mt |
| 110 KV | 20.00 mt |
| 220 KV | 40.00 mt |

En líneas nuevas debe respetarse este límite máximo para líneas ubicadas en zonas no B.N.U.P.

## C.3.- PARALELISMO ENTRE LINEAS DE TRANSMISION

El siguiente punto se refiere al paralelismo y por ende las distancias mínimas que se deben mantener entre dos líneas de transmisión. Se tiene en cuenta las longitud de cadenas, ángulos de desviación de éstas y flechas máximas.

Se entiende por Paralelismo de líneas a aquellas líneas contiguas que siguen más o menos la misma dirección aun cuando su trazado no sea necesariamente paralelo. Deberá respetarse una distancia mínima entre los ejes de dichos trazados tal que, al desviarse uno de los conductores de una de las líneas por acción del viento de presión máxima qvm y una temperatura ambiente de 15ºC con el conductor en condición de transmisión de potencia máxima y la correspondiente temperatura Tvm, se tenga una distancia de separación de seguridad mínima entre ambas líneas de A.T.

De acuerdo a lo establecido por el Art. 25 de la norma NSEG 6 E.n. 71, la distancia horizontal entre los conductores más cercanos entre dos líneas en que una o las dos tienen vanos mayores a 60m, debe ser como mínimo de 2.00 m y se debe agregar 0,02 m por cada metro en exceso sobre 60m. Conforme a lo anterior la mínima distancia entre los conductores más cercanos de las Líneas en paralelismo esta dada por la expresión.

*Dc*  2.00  0.02(*vano* 60)*m*

Por otro lado, conforme al Art 23 de NSEG 6.E.n.71, la distancia entre Conductores de tensiones diferentes fijados sobre soportes comunes o sobre soportes distintos, no debe ser inferior a la distancia entre los conductores de la línea cuya tensión sea la más elevada.

Al respecto, esta distancia mínima entre los conductores más cercanos de las dos líneas no debe ser inferior a aquella prescrita para dos conductores entre si por el Art. 106 de la Norma NSEG 5 E.n. 71.

Esta distancia viene dada por la expresión:

*Df*  0.36 *f*  *kV*  0.5*c*

130

Donde:

f= Flecha aparente en metros del conductor en condición final correspondiendo a la transmisión de la potencia nominal máxima con viento, y se toma mínimo de 1 mt.

kV= Tensión nominal **mayor** entre los conductores considerados.

c= Longitud de cadena de aisladores de suspensión (0 para aisladores rígidos o cadenas de anclaje).

De acuerdo al Art. 23, se tiene la siguiente distancia mínima en paralelismo de dos líneas de tensiones iguales o diferentes:

Ver Fig. 9

*DT*  0.36 *f*  *kV*  0.5*c*  *B*1  *C*1  *B*2  *C*2

130

B= Proyección horizontal de la flecha del conductor más cadena de suspensión desviados por viento máximo qvm a temperatura ambiente de 15ºC con conductor a potencia máxima a la correspondiente temperatura (Tvm). Los ángulos de desvío del plano del conductor () y de desvío de la cadena de suspensión () son los indicados en punto C2, pero con un valor mínimo de 30º











Fig. 9

## C.4.- SEPARACION VERTICAL EN CRUCES DE LINEAS AT

La distancia mínima entre líneas se establece de acuerdo a NSEG 6 Art. 31

*Dv* =1.5 + *kVs* + *kVi*

170

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **kV** | **44** | **110** | **220** | **500** |
| **12** | 1.83 | 2.22 | 2.87 | 4.51 |
| **23** | 1.90 | 2.28 | 2.93 | 4.58 |
| **110** |  | 2.80 | 3.44 | 5.10 |
| **220** |  |  | 4.10 | 5.74 |
| **500** |  |  |  | 7.38 |

Para la verificación, la línea superior se supone con el conductor a la temperatura máxima de operación para la transmisión de la potencia máxima (85ºC para conductores de aluminio y cobre y 180ºC para conductores de alta capacidad, y el conductor de la línea inferior a 15ºC.

# D.- SOLICITACIONES DE ESTRUCTURAS

Sobre las estructuras reticuladas o compactas, se deben aplicar al menos las siguientes solicitaciones típicas:

## D1.-SOLICITACIONES VERTICALES

* Peso propio de la estructura, aplicado en el centro de gravedad de cada elemento de la estructura.
* Sobrecarga mínima de montaje de 100 kg en todo elemento horizontal o con ángulo menor de 45º. Se ubicará en la posición más desfavorable del elemento.
* Peso de Aislación y ferretería de cada fase, incluyendo todos los accesorios (contrapesos, amortiguadores, etc). Se aplica en el punto de apoyo de suspensión o anclaje de cruceta correspondiente de la estructura.
* Peso de conductores. Se considera la longitud del vano de peso máximo positivo o mínimo negativo correspondiente de la estructura, aplicado en el punto extremo de la cadena de aislación de cada fase.
* En zonas de cordillera sobre cota 1.000 mt, se considera un manguito de hielo de máximo 1 cm de espesor en el perímetro del conductor, en las combinaciones de carga que se indicará
* Peso del cable de guardia y accesorios en el punto de fijación correspondiente de la estructura.
* En caso de crucetas rectangulares con dos o más puntos de apoyo, se considera el desequilibrio correspondiente de los vanos de peso adyacente de la estructura.

## D2.-SOLICITACIONES DE VIENTO

En general se considera el viento como carga horizontal actuando en el centro de gravedad del elemento afectado, y en una dirección perpendicular a la superficie del elemento:

##### Hv= Qv\*A\*cosβ

Qv= Presión del viento

A= Superficie del elemento

Β= Angulo entre dirección del viento la normal de la superficie

Las cargas de viento se calcularán considerando las siguientes presiones máximas definidas en NSEG: 5 E.n.71 Art. 117

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Elemento** | **Presión Viento** | **Zona Valle** | **Zona Cordillera** |
| Conductores | Máx Qvc | 40 kg/m2 | 60 kg/m2 |
| Estructuras y Accesorios | Max Qve | 80 kg/m2 | 120 kg/m2 |

* Sobre conductores la solicitación de viento transversal a la línea se calcula por la siguiente expresión:

##### Hv= Qvc\*Lv\*d\*n

Qvc= Presión del viento sobre conductores

Lv= Luz de viento, equivalente a la semisuma de las longitudes de los vanos adyacentes a la estructura.

d= diámetro del conductor. En zona de cordillera se incluye el manguito de hielo cuando corresponde.

n= número de conductores por fase

La solicitación de viento sobre los conductores, se considera normal a la dirección de la línea o en dirección de la bisectriz del ángulos de la línea, y se aplica en el punto de apoyo de la cadena de aislación en la estructura. En el caso de estructura de crucetas rectangulares, se considerará el desequilibrio de las luces de viento adyacentes, con el efecto de torsión correspondiente.

* El viento sobre las estructuras y accesorios se determinará por la siguiente expresión:

##### Hv= Qve\*Ae\*k

Qve= Presión del viento sobre estructuras y accesorios

Ae= Area de la cara de la estructura o accesorio expuesta al viento k =Factor de forma y/o “shielding”.

* + Para estructuras reticuladas simétricas se adopta k=2.0
  + Para superficies planas k=1.0
  + Para superficies cilíndricas k=0.75

## D3.-SOBRECARGAS VERTICALES

En el diseño de crucetas de las estructuras, se considera una sobrecarga vertical eventual para considerar desequilibrios entre vanos adyacentes y/o cargas de montaje producto de las faenas de tendido. Como mínimo se adopta diseñar las crucetas para una sobrecarga vertical equivalente al doble de la máxima solicitación vertical normal de las torres de la línea, verificando en las crucetas de anclajes que esta sobrecarga no sea menor que un 50% de la tensión máxima de la línea.

##### Sv= 2 Vmáx > 0.50 Tmáx

Vmáx**=** Carga vertical máxima normal de diseño de la torre

Tmáx= Tensión máxima de diseño de la línea

La sobrecarga vertical se aplica desde uno al total de conductores, considerando un viento de velocidad media, es decir equivalente a una presión de viento Qv/4.

## D4.-SOLICITACIONES HORIZONTALES DE ANGULO

En el diseño de las estructuras, se considera fuerzas horizontales transversales a la línea en los puntos de apoyos de suspensión o anclaje de los conductores y/o cable de guardia, provenientes de las tensiones del conductor correspondiente.

La resultante horizontal de la tensión en cada punto de apoyo de conductor se calcula por la expresión:

##### R= 2\*T\*n\*sen (α/2)

R**=** Resultante horizontal transversal a la línea

T= Tensión horizontal del conductor la línea

n = Nº de conductores por fase

α = Angulo de deflexión de la línea. Se supone el eje de la estructura ubicado en la bisectriz del ángulo de la línea. Para todas las estructuras, sean de de suspensión o anclaje, el ángulo mínimo de deflexión de la línea a considerar será de 2º.

## D5.-DESEQUILIBRIO LONGITUDINAL NORMAL Y REMATE

Estas cargas horizontales longitudinales a la línea provienen de desequilibrio normal de conductores de dos vanos adyacentes de una estructura por diferente tensión del conductor a ambos lados de la estructura, o por condición de remate de la estructura de la línea.

En estructuras de anclaje se adopta una tensión longitudinal de desequilibrio normal equivalente a:

##### L= 0.50\*Tmáx\*n\*cos (α/2)

L**=** Resultante horizontal longitudinal a la línea

T= Tensión horizontal máxima del conductor de la línea

n = Nº de conductores por fase

α = Angulo de deflexión de la línea. Se supone el eje de la estructura ubicado en la bisectriz del ángulo de la línea.

En estructuras de remate se adopta una tensión longitudinal normal equivalente a:

##### L= Tmáx\*n

L**=** Resultante horizontal longitudinal a la línea

T= Tensión horizontal máxima del conductor de la línea

n = Nº de conductores por fase

## D6.-SOBRECARGAS LONGITUDINALES

Estas cargas son eventuales y provienen de cortadura de conductores o cable de guardia en un mismo vano adyacente de la estructura, o bien por faenas de retiro de circuitos por reparaciones, mantenimiento y/o reemplazo de conductores:

* En estructuras de suspensión, se considera cortadura simultánea de un cable de guardia y un conductor cualquiera, considerando que los conductores se encuentran en condición final a Hmf con temperatura

mínima de 0ºC y con viento de velocidad media equivalente a una presión de viento Qv/4.

* En estructuras de anclaje, se considera desequilibrio de uno o dos circuitos a un lado de la torre de anclaje, considerando que los conductores se encuentran en condición de tensión final máxima Hmáxf, es decir a

temperatura mínima y viento máximo. En zonas de cordillera se verifican además con manguito de hielo y viento con presión Qv/3

## D7.- TENDIDO DE CONDUCTORES

Estas cargas provienen del tendido de circuitos de conductores en estructuras de anclaje, y se consideran los siguientes casos:

* Tendido de un circuito y un cable de guardia a un lado de la línea, a tensión inicial máxima Hmáxi, es decir a temperatura mínima y viento máximo. En zona de cordillera se verifican además con manguito de hielo y viento con presión Qv/3.
* Tendido del segundo circuito y cables de guardia a un lado, con el otro circuito tendido a ambos lados, todos a tensión inicial máxima Hmáxi. En zona de cordillera id. caso anterior.
* Tendido de los dos circuitos y cables de guardia a un lado de la línea sin circuitos tendidos al lado opuesto, a tensión inicial máxima Hmáxi. En zona de cordillera id. caso anterior.

## D8.- FACTORES DE CARGA

Los diseños se efectúan a cargas últimas, en consecuencia todas las solicitaciones definidas deben amplificarse por Factores de Carga (F.C.) correspondientes que se detallan:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| SOLICITACION | | F.C. |
| D1 | Peso Propio | 1.50 |
| D2 | Viento | 1.65 |
| D3 | Sobrecarga Vertical y Montaje | 1.20 |
| D4 | Tensiones y Cargas Angulo | 1.50 |
| D5 | Desequilibrio Normal y Remate | 1.50 |
| D6 | Sobrecarga Longitudinal | 1.20 |
| D7 | Tendido Conductores | 1.10 |

## D9.- COMBINACIONES DE CARGA

Las Combinaciones de Carga de las Estructuras son al menos las que se indica: D9.1.- ZONA DE VALLE

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Nº** | **DESCRIPCION** | **TENSION**  **kg** | **TEMP.**  **ºC** | **VIENTO**  **kg/m2** | **HIELO**  **cm** | **VTO. EST.**  **kg/m2** | **COMBINACION DE SOLICITACIONES** |
| **ESTRUCTURAS DE SUSPENSION** | | | | | | |  |
| E1 | Viento Máximo Transversal | Hmaxfinal | -5 | 40 | 0 | 80 | D1\*1.5+D2\*1.65+D4\*1.5 |
| E2 | Sobrecarga Longitudinal Cortadura (1)conductor cualquiera y c. guardia | Hmfinal | 0 | 10 | 0 | 20 | D1\*1.5+D2\*1.65+D4\*1.5+D6\*1.2 |
| E3 | Sobrecarga Vertical | Hmfinal | 0 | 10 | 0 | 20 | D1\*1.5+D2\*1.65+D3\*1.2+D4\*1.5 |
| **ESTRUCTURAS DE ANCLAJE** | | | | | | |  |
| E1 | Viento Máximo Transversal | Hmaxfinal | -5 | 40 | 0 | 80 | D1\*1.5+D2\*1.65+D4\*1.5 |
| E2 | Desequilibrio Normal y Remate | Hmaxfinal | -5 | 40 | 0 | 80 | D1\*1.5+D2\*1.65+D4\*1.5+D5\*1.5 |
| E3.1 | Sobrecarga Longitudinal un circuito y un cable de guardia a un lado | Hmaxfinal | -5 | 40 | 0 | 80 | D1\*1.5+D2\*1.65+D4\*1.5+D6\*1.2 |
| E3.2 | Sobrecarga Longitudinal dos circuitos y cables de guardia un lado | Hmaxfinal | -5 | 40 | 0 | 80 | D1\*1.5+D2\*1.65+D4\*1.5+D6\*1.2 |
| E4.1 | Tendido un circuito y un cable de guardia a un lado | Hmaxinicial | -5 | 40 | 0 | 80 | D1\*1.5+D2\*1.65+D4\*1.5+D7\*1.1 |
| E4.2 | Tendido dos circuitos y cables de guardia un lado | Hmaxinicial | -5 | 40 | 0 | 80 | D1\*1.5+D2\*1.65+D4\*1.5+D7\*1.1 |
| E5 | Sobrecarga Vertical | Hmfinal | 0 | 10 | 0 | 20 | D1\*1.5+D2\*1.65+D3\*1.2+D4\*1.5 |

###### D9.2.- ZONA DE CORDILLERA

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Nº** | **DESCRIPCION** | **TENSION**  **kg** | **TEMP.**  **ºC** | **VIENTO**  **kg/m2** | **HIELO**  **cm** | **VTO. EST.**  **kg/m2** | **COMBINACION DE SOLICITACIONES** |
| **ESTRUCTURAS DE SUSPENSION** | | | | | | |  |
| E1.1 | Viento Máximo Transversal | Hmaxfinal | -10 | 60 | 0 | 120 | D1\*1.5+D2\*1.65+D4\*1.5 |
| E1.2 | Hielo Viento Transversal | Hmaxfinal | -10 | 20 | 1 | 40 | D1\*1.5+D2\*1.65+D4\*1.5 |
| E2 | Sobrecarga Longitudinal Cortadura (1)conductor cualquiera y c. guardia | Hmfinal | 0 | 15 | 0 | 30 | D1\*1.5+D2\*1.65+D4\*1.5+D6\*1.2 |
| E3 | Sobrecarga Vertical | Hmfinal | 0 | 15 | 0 | 30 | D1\*1.5+D2\*1.65+D3\*1.2+D4\*1.5 |
| **ESTRUCTURAS DE ANCLAJE** | | | | | | |  |
| E1.1 | Viento Máximo Transversal | Hmaxfinal | -10 | 60 | 0 | 120 | D1\*1.5+D2\*1.65+D4\*1.5 |
| E1.2 | Hielo Viento Transversal | Hmaxfinal | -10 | 20 | 1 | 40 | D1\*1.5+D2\*1.65+D4\*1.5 |
| E2.1 | Desequilibrio Normal y Remate | Hmaxfinal | -10 | 60 | 0 | 120 | D1\*1.5+D2\*1.65+D4\*1.5+D5\*1.5 |
| E2.2 | Desequilibrio Normal y Remate | Hmaxfinal | -10 | 20 | 1 | 40 | D1\*1.5+D2\*1.65+D4\*1.5+D5\*1.5 |
| E3.1 | Sobrecarga Longitudinal un circuito y un cable de guardia a un lado | Hmaxfinal | -10 | 60 | 0 | 120 | D1\*1.5+D2\*1.65+D4\*1.5+D6\*1.2 |
| E3.2 | Sobrecarga Longitudinal dos circuitos y cables de guardia un lado | Hmaxfinal | -10 | 60 | 0 | 120 | D1\*1.5+D2\*1.65+D4\*1.5+D6\*1.2 |
| E3.3 | Sobrecarga Longitudinal un circuito y un cable de guardia a un lado | Hmaxfinal | -10 | 20 | 1 | 40 | D1\*1.5+D2\*1.65+D4\*1.5+D6\*1.2 |
| E3.4 | Sobrecarga Longitudinal dos circuitos y cables de guardia un lado | Hmaxfinal | -10 | 20 | 1 | 40 | D1\*1.5+D2\*1.65+D4\*1.5+D6\*1.2 |
| E4.1 | Tendido un circuito y un cable de guardia a un lado | Hmaxinicial | -10 | 60 | 0 | 120 | D1\*1.5+D2\*1.65+D4\*1.5+D7\*1.1 |
| E4.2 | Tendido dos circuitos y cables de guardia un lado | Hmaxinicial | -10 | 60 | 0 | 120 | D1\*1.5+D2\*1.65+D4\*1.5+D7\*1.1 |
| E4.1 | Tendido un circuito y un cable de guardia a un lado | Hmaxinicial | -10 | 20 | 1 | 40 | D1\*1.5+D2\*1.65+D4\*1.5+D7\*1.1 |
| E4.2 | Tendido dos circuitos y cables de guardia un lado | Hmaxinicial | -10 | 20 | 1 | 40 | D1\*1.5+D2\*1.65+D4\*1.5+D7\*1.1 |
| E5 | Sobrecarga Vertical | Hmfinal | 0 | 15 | 0 | 30 | D1\*1.5+D2\*1.65+D3\*1.2+D4\*1.5 |

# E.- DISEÑO DE ESTRUCTURAS

## E1.- DISPOSICIONES GENERALES Y MATERIALES

El diseño de las estructuras de las líneas de transmisión se efectuará sobre la base de los siguientes standards o normas:

* Estructuras Reticuladas: ASCE 10-97
* Postes Tubulares: ASCE 48-11

Las estructuras de líneas deberán proyectarse al menos con las siguientes condiciones generales de diseño:

* Las Estructuras será reticuladas de perfiles angulares metálicos o postes tubulares metálicos compactos en zonas urbanas con restricciones de espacio.
* Deben ser autosoportantes.
* No deben presentar deformaciones permanentes en ninguno de sus elementos después de cualquiera de las solicitaciones de diseño mayoradas.
* Serán proyectadas con perfiles o planchas de acero galvanizado que aseguren una protección para toda la vida útil proyectada.
* Serán de preferencia apernadas, para facilitar desmontajes para reparaciones, modificaciones o refuerzo durante su operación.
* Todos los elementos deben ser capaces de resistir sin deformaciones permanentes además de las cargas de diseño, las solicitaciones provenientes del mantenimiento normal de todos sus componentes.
* Todas las extensiones complementarias necesarias para el emplazamiento, ya sea para condiciones de limitaciones de espacio o desniveles obligados, deben proyectarse para las mismas condiciones de la estructura total.

Los materiales utilizados serán preferentemente los que se indica:

* Para perfiles y planchas de estructuras reticuladas
  + ASTM A36 o equivalente nacional A37-24 NCH 203
  + ASTM A572 Gr 50 o equivalente A52-34 NCH 203
* Pernos ASTM A325
* Para Postes Tubulares:
  + ASTM A572 Gr 65

## E2.- DISEÑO DE ELEMENTO DE ESTRUCTURAS

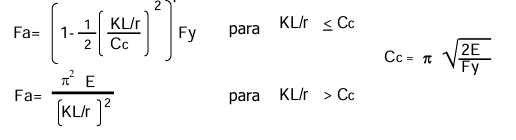
Las siguientes disposiciones se refieren al diseño de los elementos de las estructuras reticuladas de las líneas de transmisión, las que se efectúan sobre la base del Standard ASCE 10/97.

Las determinación de tensiones en los elementos a diseñar se efectúa preferentemente mediante análisis estructural de un modelo computacional de la estructura, sometido a las combinaciones de solicitaciones mayoradas definidas en el capítulo D anterior.

Se indica un resumen de las principales disposiciones de diseño para los diferentes tipos de elementos y tensiones, sin perjuicio que deben cumplirse todas las disposiciones del Standard.

* Espesores mínimos:
* Perfiles: e>4 mm. Dimensión ángulo mínimo L45x4 mm
* Planchas e>5 mm
* Esbelteces mínimas:
* Cantoneras L/r< 150
* Crucetas, Diagonales y Montantes KL/r<200
* Redundantes KL/r<250
* Tirantes sólo en Tracción L/r < 500 E2.1.- ELEMENTOS EN COMPRESION:

La tensión de diseño en compresión Fa se define como

2

Fa= 1- 1 KL/r

2 Cc

Fy para

KL/r < Cc

Cc = 

2E Fy

√

Fa=

KL/r 2

para

KL/r > Cc

Fy=Tensión de fluencia mínima

E= Módulo de Elasticidad

L= Longitud entre apoyos o fijaciones del elemento r = Radio de giro menor del perfil entre fijaciones K= Coeficiente de longitud efectiva

Esto es válido para una relación w/t< w/t lim=80/√Fy (Fy en ksi) o

21.2/√Fy (Fy en T/cm2)

w= longitud del ala no atiesada del perfil

t= espesor del ala

Para w/t> w/t lim, se debe reemplazar Fa=Fcr (ASCE 10 3.7-2 o 3.7-3)

La tensión de compresión del elemento fa se determina con el área total del perfil Ag, normal al eje del elemento.

* Longitudes Efectivas:

La longitud del elemento entre fijaciones se debe afectar por un coeficiente de longitud efectiva K, según se indica:

* Cantoneras 0≤ L/r ≤ 150 KL/r=L/r
* Otros elementos estructurales (crucetas, diagonales, travesaños)
  1. Con cargas concéntricas en ambos extremos

0 ≤ L/r ≤ 120 KL/r=L/r

* 1. Con carga excéntrica en un extremo

0 ≤ L/r ≤ 120 KL/r=30 + 0.75L/r

* 1. Con cargas excéntricas en ambos extremos

0 ≤ L/r ≤ 120 KL/r=60+0.50L/r

* 1. Con unión sin restricción de giro ambos extremos (1 perno) 120 ≤ L/r ≤ 200 KL/r=L/r
  2. Con restricción parcial de giro en un extremo (2 pernos)

120 ≤ L/r ≤ 225 KL/r=28.6+0.762L/r

* 1. Con restricción parcial de giro ambos extremos (2 pernos)

120 ≤ L/r ≤ 250 KL/r=46.2+0.615L/r

* Redundantes

0 ≤ L/r ≤ 120 KL/r=L/r

1. Sin restricción de giro en ambos extremos (1 perno)

120 ≤ L/r ≤ 250 KL/r=L/r

1. Con restricción de giro en un extremo (2 pernos) 120 ≤ L/r ≤ 290 KL/r=28.6 + 0.762L/r
2. Con restricción de giro en ambos extremos (2 pernos)

120 ≤ L/r ≤ 330 KL/r=46.2 + 0.615L/r

###### E2.2.- ELEMENTOS EN TRACCION:

La tensión de diseño en tracción Ft se define como

Ft = Fy Para perfiles de Cantoneras, conectados en ambos lados del perfil ángulo.

Ft= 0.90 Fy Para perfiles de Otros elementos estructurales conectados en solo un lado del perfil ángulo.

Fy=Tensión de fluencia mínima

La tensión de tracción del elemento ft se determina con el área neta del perfil An, la que se calcula como sigue.

* Areas Netas de elementos en Tracción:

Para determinar el área neta Ag de un elemento, se debe descontar los agujeros de las conexiones de la sección a verificar. Para estos efectos se

de considerar los agujeros como sigue:

* + Agujeros punzonados :

Se considera un diámetro nominal del agujero más 1/16”. Como el diámetro nominal del agujero es (d+1/16”), se tiene en consecuencia:

An = Ag - n\*( d +2/16”)

* + Agujeros taladrados:

Se considera un diámetro nominal del perno +1/16”, y se tiene:

An = Ag - n\*( d +1/16”)

An = Area neta de la sección del perfil Ag = Area total

n = Número de agujeros de la sección d = Diámetro nominal del perno

En el caso de una cadena de agujeros en zig-zag el área neta de un perfil se descuentan del Area total la cantidad de todos diámetros de los agujeros en la forma indicada precedentemente, y se suma para cada agujero con desplazamiento de la cadena la cantidad s2/4g:

s = desplazamiento longitudinal de agujeros consecutivos g = desplazamiento transversal de agujeros consecutivos

* Block Shear de perfiles ángulo en tracción

Para los perfiles ángulo en tracción conectados en una sola ala, se debe verificar la conexión para ruptura por arrancamiento o “block shear” como sigue:

P = 0.60\*Av\*Fu + At\*Fy

P = Tracción máxima aceptable para la conexión

Fy = Tensión de fluencia mínima del acero

Fu = Resistencia de tracción mínima del acero

Av = Area de corte del perfil en dirección de la tracción

At = Area neta de tracción del agujero al canto del perfil perpendicular a la tracción

t = espesor



c Av=t\*(a+2b)

At=t\*c

a b b

## E3.- CONEXIONES APERNADAS

Se utiliza preferentemente pernos de alta resistencia calidad ASTM A325 tipo I y tuercas A563 grado DH galvanizadas.

Las tensiones aceptables para cargas últimas para las conexiones apernadas son las siguientes:

##### Esfuerzo de corte del perno A325

Fv= 0.62\*Fu

Fv = Tensión de corte máxima del perno

Fu = Resistencia de tracción mínima del acero del perno.

Los pernos A325 de diámetro menores a 1”, tienen un resistencia de tracción mínima Fu=120 ksi. En consecuencia se tendría una tensión de corte:

Fv máx ≤ 74.4 ksi (5.192 t/cm2).

Sobre la base de lo anterior, se adopta como tensión de corte máxima, calculando con el área nominal del perno, sin considerar descuentos por hilos de zona de corte del perno:

##### Fv=3.40 t/cm2

##### Tracción del perno A325

Ft= 0.60\*Fu

Ft = Tensión de tracción máxima del perno

Fu = Resistencia de tracción mínima del acero del perno.

Para pernos A325 menores de 1”, con Fu=120 ksi, se tiene:

Ft máx ≤ 72.0 ksi (5.024 t/cm2)

El area neta As se define como:

As = π/4\*(d-0.974/n)

d = diámetro nominal del perno

n = número de hilos por unidad de longitud

Conforme a lo anterior, se adopta como tensión de tracción aceptable calculando con el área nominal del perno, lo siguiente:

##### Ft=3.70 t/ cm2

##### Aplastamiento

Fap= 1.50 Fu

Fap= Tensión de aplastamiento aceptable en área de contacto de pernos con ala del perfil o plancha de conexión

Fu = Resistencia de tracción mínima del acero del perno.

Se debe verificar que la tensión de aplastamiento de la conexión, es menor que la aceptable:

fap = V/(n\*d\*e) ≤ Fap

fap = tension de aplastamiento en la conexion V = Corte en la conexión

n = número de pernos de la conexión

d = diámetro nominal del perno

e = espesor menor de plancha en aplastamiento

###### E4.- DISEÑO DE BARRAS DE ANCLAJE

El perfil ángulo de la barra de anclaje debe verificarse en el plano de intersección con el concreto a una combinación de tracción más corte y compresión más corte como se indica:

Aa = P/Fy + V/(0.75Fy)

Aa = Area total del perfil o área neta si existe agujeros en el plano de intersección

P = Carga Axial de Tracción o Compresión en la barra V = Corte paralelo al plano de intersección

Fy = Tensión de fluencia mínima del acero

Los perfiles ángulo de los conectores de la barra de anclaje, tiene cada uno una capacidad de carga Pc que se determina por las expresiones:

Pc = 1,19\*f’c\*b\*(t + r +x/2)

con x = t\*(Fy/(1,19\*f’c)1/2 ≤ w – r -t

f’c = Resistencia específica de compresión del hormigón

b = Longitud del perfil conector

t = Espesor de perfil conector

r = Radio interno del perfil conector

Fy = Tensión de fluencia mínima del acero

w = ancho del ala de apoyo del perfil conector Se determina la cantidad de conectores necesarios como sigue:

n ≥ Pmáx / Pc n = número de conectores Pmáx = Carga Axial máxima de Tracción o Compresión

# F.- FUNDACIONES DE ESTRUCTURAS

## F1.- DISPOSICIONES GENERALES

Las estructuras nuevas Reticuladas o Postes tendrán fundación de hormigón armado, y deberá ser proyectadas para resistir las máximas solicitaciones de las estructuras con deformaciones aceptables del suelo y sin ocasionar desplazamientos que puedan afectar a las estructuras.

Las fundaciones de las estructuras reticuladas proyectadas con patas aisladas se deben diseñar al arrancamiento (uplift) y al aplastamiento, para las combinaciones de carga más desfavorables del diseño.

Las fundaciones de postes o estructuras compactas con fundación única se diseñarán como pilas empotradas en el suelo, o mediante zapatas, que soporten las solicitaciones máximas de la estructura.

En general se recomienda adoptar el diseño de tensiones admisibles, con cargas sin mayorar para la determinación de las presiones sobre los suelos de fundación y el diseño del hormigón armado de las fundaciones.

## F2.- TIPOS DE SUELO

Para la definición de los suelos típicos en la mayor parte del área metropolitana, donde se encuentran las estructuras de líneas, se considera las siguientes características, utilizadas normalmente en estructuras de líneas AT (Endesa):

* Suelo tipo 2: Roca sana agrietada, roca parcialmente descompuesta firme, gravas o arenas densas cementadas. Nivel estático máximo de la napa de agua bajo nivel inferior de la fundación.
* Suelo tipo 3: Roca completamente descompuesta de consistencia firme, gravas limpias de compacidad media y alta, gravas arcillosas limosas firmes. Nivel estático máximo de la napa de agua bajo nivel inferior de la fundación.
* Gravas limpias sueltas, arenas, gravas finas y arenas arcillosas o limosas, limos o arcillas de consistencia media o firme. Nivel estático máximo de la napa de agua bajo nivel inferior de la fundación.

Para los suelos que tengan propiedades como las señaladas, se propone utilizar los siguientes parámetros de diseño referenciales:

Tabla

El contenido generado por IA puede ser incorrecto.

En casos aislados (zona norte de Quilicura y Lampa), se puede detectar suelos finos arcillosos o limosos con nivel de napa freática sobre nivel de fundación, los que deberán estudiarse como caso particular.

Asimismo en zonas montañosas específicas sobre cota 1.000 mt se encontrará roca sana poco agrietada que harán recomendable fundar con anclajes en la roca, que deben estudiarse caso a caso para determinar la profundidad de la roca sana..

Si no se dispone de información de características del suelo en la zona (±1.0 km) es recomendable usar exploración mediante pozos de reconocimiento con ensayos de laboratorio para determinar al menos:

* Estratigrafía
* Granulometría
* Limite líquido, y límite plastico
* Humedad natural
* Peso específico de partículas

###### F3.- TIPOS DE FUNDACIONES

Para los tipos de suelo definidos, se recomiendan los tipos de fundaciones que se indican:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **ESTRUCTURA** | **SUELO 2** | **SUELO 3** | **SUELO 4** |
| Reticulada Normal | (4) Pilas tipo Bell contra terreno | (4) Pilas tipo Bell contra terreno | (4) Zapatas Con Fuste y relleno |
| Reticulada Compacta | (1) Pila Corta contra terreno | (1) Pila Corta contra terreno | (1) Losa con Fuste(s) y relleno |
| Poste Tubular | (1) Pila Corta contra terreno | (1) Pila Corta contra terreno | (1) Losa con Fuste y relleno |

Para verificar el dimensionamiento de la fundación, se deberán usar los siguientes factores de seguridad como mínimo:

Pilas Tipo Bell, Zapatas y Losa con Fuste:

* Arrancamiento o Uplift: un factor de seguridad **FS >** 1.65 del estado de carga correspondiente de solicitaciones de trabajo (no mayoradas) más desfavorable de la estructura.
* Tensión de contacto máxima bajo sello de fundación ẟ**s <** tensión admisible del suelo a la profundidad del sello.

Pilas Cortas contra terreno:

* Tensión de contacto lateral máxima **lat <** tensión admisible lateral a esa profundidad.
* Tensión de contacto máxima bajo sello de fundación ẟ**s <** tensión admisible del suelo a la profundidad del sello.

# G.- DIPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

## G1.- AMBIENTALES

En las líneas eléctricas con niveles de tensión iguales o superiores a 66 kV, entre las manifestaciones más importantes del efecto corona, está la generación de ruido acústico y campos electromagnéticos. Estos campos producen interferencias en las telecomunicaciones, esta interferencia es más evidente en la banda de radio AM (535- 1605 KHz) y de televisión (90 a 220MHz).

Bajo la perspectiva ambiental, deberán respetarse las recomendaciones de la Internacional Comission on Non-Ionizing Radiation Proteccion (ICNIRP) en cuando a niveles de emisión de campos electromagnéticos (CEM) de los proyectos de Líneas de Transmisión.

Los siguientes límites de CEM y radiointerferencia deberán se respetados:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Niveles máximos de exposición del público en general al campo eléctrico de 50 kZ** | | |
| **INSTITUCION** | **CAMPO ELECTRICO**  **(Kv/M)** | **OBSERVACIONES** |
| **ICNIRP** | **5** | **24 horas al día** |
| **10** | **Pocas horas** |
| **Niveles máximos de exposición del público en general al campo magnético de 50 Hz** | | |
| **INSTITUCION** | **CAMPO MAGNETICO**  **(****Tesla)** | **OBSERVACIONES** |
| **ICNIRP** | **100** | **24 horas al día** |
| **1000** | **Pocas horas** |

## G2.- GEOREFERENCIACION

En los proyectos ejecutados hasta la fecha del PROPIETARIO se ha utilizado el sistema de coordenadas basado en el Datum PSAD56 La Canoa y excepcionalmente el Datum

69 Achua. En la actualidad se está imponiendo para todos los nuevos proyectos urbanos, viales e industriales el sistema de coordenadas WGS84, y en consecuencia se propone considerar para los proyectos a desarrollar la utilización de este sistema para la georeferenciación.

Esta alternativa presentará una complejidad inicial respecto de las instalaciones existentes, pero su ventaja es importante dada la multiplicidad de interferencias de las instalaciones de las líneas de transmisión con el desarrollo urbano de Santiago.

## G3.- CONDUCTORES DE ALTA CAPACIDAD

El crecimiento sostenido de la demanda en los últimos años y la imposibilidad de incrementar la red aérea hacen necesario el análisis de soluciones de repotenciación, es decir, soluciones que permitan aumentar la potencia transportada sin necesidad de modificar las estructuras existentes. Una de las posibilidades es la sustitución de los conductores convencionales existentes en las líneas aéreas por conductores de alta capacidad.

Entre los tipos de conductores de alta capacidad existentes se incluyen los siguientes:

1. GTACSR y GZTACSR: Conductores tipo GAP compuestos de aluminio termo- resistente, aleaciones tipo TAL y ZTAL respectivamente, y alma de acero extra-resistente.
2. ACSS – ACSS/TW : Conductores de aluminio recocido sobre alma de acero principalmente recubierto de aluminio (ALUMOWELD)
3. ZTACIR: Conductores de aluminio termo-resistente con alma de INVAR
4. ACCC: Conductores de aluminio recocido sobre alma de material compuesto de fibras de vidrio y carbono.
5. ACCR: Conductores de aluminio termo-resistente con alma de compuesto de matriz metálica.

El PROPIETARIO se ha instalado en los últimos años preferentemente conductores de Aleación de aluminio tipo AAAC en postes tubulares, pero ante las dificultades y complejidades que presenta el reemplazo de estructuras para el refuerzo de líneas se ha optado por instalar conductores de alta capacidad clase HTLS (alta temperatura y baja flecha) tipo ACCC que permiten aumento de capacidad, manteniendo las distancias al suelo y con mínimos reemplazos de estructuras. Los conductores usados y en proyectos en desarrollo son Linnet, Hamburg, Dove y San Antonio.

Para resolver los aumentos de demanda que se prevén, se deberán desarrollar más estudios para determinar la conveniencia, factibilidad técnica y oportunidad de usarlos con las estructuras existentes.

## G4.- SERVIDUMBRES

Los planos de servidumbres deben incluir además de la completa identificación del predio, su propietario y la disposición en planta de los límites prediales, detalle y dimensiones de todas las restricciones quede se imponen a los predios, entre otras las siguientes:

1. Faja de Seguridad
2. Altura máxima de árboles bajo la línea de 4 mt en el ancho de la faja
3. Línea límite de altura de árboles fuera de la faja considerando que la altura del arbol debe ser menor a la distancia al conductoe más proximo
4. Los planos de confeccionarán en blanco y negro (no a color) para que en las fotocopias no se pierda información.

## G5.- LINEAS AUXILIARES

El creciente aumento de la demanda dificulta progresivamente las faenas de refuerzo de líneas 110 kV que generalmente exigen el reemplazo de estructuras existentes por otras de mayor capacidad y envergadura, para adaptarse a las exigencias de conductores de mayor peso, diámetro y a veces en bundle de dos(2) conductores por fase, lo que exige torres de mayor altura y de mayor distancia y ancho de crucetas.

Adicionalmente se requiere mantener el suministro de las zonas atendidas por la línea a reforzar, y una alta proporción de ellas son Tap off que no tienen posibilidad de respaldo, en consecuencia debe considerarse alternativas constructivas que permitan trabajar con líneas energizadas, de al menos un circuito y en determinados casos debe recurrirse a alimentación paralela mediante líneas auxiliares de simple y/o doble circuito.

Con este objetivo el PROPIETARIO ha desarrollado estructuras standards para los distintos tipos de trabajos, lo que permite mantener un stock de materiales reutilizables para los refuerzos que requieran utilización de procedimientos constructivos que requieran respaldo mediante líneas auxiliares.

Los tipos de estructuras disponibles son los siguientes:

* Torre Auxiliar SPAX reticulada compacta (1x1 mt) con crucetas circulares de diámetro 1.80 mt, con tres alturas disponibles para la cruceta inferior (15, 18 y 21 mt) que se puede usar en las siguientes alternativas:
  + SPAX-T como anclaje de un circuito vertical (Hmáx=600 kg por fase).
  + SPAX-S como suspensión para simple o doble circuito verticales
  + SPAX-TAP como torre de derivación para circuito vertical en doble altura
* Poste Auxiliar PA3 poste de HA 15 mt Standard para un(1) circuito vertical con Line Post en cantilever (1.50 mt entre Fases).
* Poste Auxiliar PA5 poste de HA 15 mt Standard para dos(2) circuitos verticales con Line Post en cantilever (1.50 mt entre Fases).
* Portal de Cruce PC de dos postes de HA 15 mt con cruceta metálica horizontal para 1 circuito circular, que se usa para cruce inferior de líneas existentes AT
* Poste de Cruce y Conexión PCC, estructura reticulada compacta (1x1 mt) con soporte de aisladores vertical deslizante para conexión con línea existente en un vano cualquiera y con cruceta metalica horizontal inferior para cruce de la línea que se conecta.
* Parrilla de Protección. Estructura modular tipo mecano de estructuras reticuladas Standard de 0.40x0.40x5.20 mt que se conectan mediante perfiles y planchas típicas, que se instala para “aislar” las faenas de refuerzo y tendido en cruces inferiores de las líneas auxiliares y/o líneas AT o MT existentes.

Las alternativas más representativas de refuerzo son de menor a mayor complejidad las siguientes:

1. Estructuras se mantienen o refuerzan sin requerir desconexiones para su refuerzo.

a.1.-El reemplazo de conductor y tendido y templado del nuevo conductor se ejecuta por circuito, manteniendo el otro energizado

1. Algunas estructuras requieren ser reemplazadas en su emplazamiento u otro adyacente.

b.1.- El reemplazo de torres se puede efectuar mediante apertura de uno o los dos circuitos en fines de semana en el que se monta la estructura y se reinsatala el conductor en la nueva torre. El tendido se efectúa como en a.1

1. Gran parte de las estructuras requieren ser reemplazadas.

c.1.- Si la línea tiene respaldo se puede usar el procedimiento b.1. (caso Dominicos-Apoquindo Vitacura)

c.2.- Si la línea no tiene respaldo se puede construir una línea auxiliar de 1 circuito que mantiene el servicio mientras se construye las obras, montaje y tendido de nuevo conductor. Tiene la desventaja de el excesivo plazo sin respaldo para eventual falla del circuito auxiliar. (sector no urbano de Santa Raquel)

c.3.- Caso de línea sin respaldo o muy relevante que no puede ser desconectada por períodos largos. En estos casos se construye línea auxiliar de doble circuito. El reemplazo de conductor y tendido y templado del nuevo conductor se ejecuta como obra nueva, y las desconexiones son de corta duración para conexión de la auxiliar y puesta en servicio final de cada circuito. (casos Cisterna, Santa Elena, Renca 12-15, Chena-Maipú- Pajaritos, etc)

En fotos siguientes se muestra estructuras standards en faenas de refuerzo típicas.



Linea doble circuito.

Poste PA5 y doble SPAX-T

Poste PA5 doble circuito



Linea doble circuito.

Doble SPAX-T y Postes PC en cruce



Poste PCC Conexión y Cruce

Linea doble circuito Conexión a línea troncal con PCC

y cruce inferior linea paralela otra empresa



Linea doble circuito.

Cruce inferior Portales PC

Parrilla de Protección 10x20x10 en cruce



Torre SPAX-TAP

# ANEXO A

#### AISLADORES PARA LINEAS DE TRANSMISION

El siguiente Informe Técnico tiene como objetivo, entregar las características de carga mecánica y pruebas típicas que deben cumplir los aisladores cerámicos y no cerámicos (poliméricos), utilizados en las líneas de transmisión del PROPIETARIO.

Adicionalmente se entregan longitudes de aisladores que componen una cadena tanto para aisladores de Loza como Poliméricos para 110KV y 220KV.

Actualmente el PROPIETARIO utiliza preferentemente Aisladores Poliméricos, y solo para casos especiales (normalmente problemas de distancias eléctricas), se recurre a aisladores cerámicos.

#### A1.- CARACTERISTICAS DE AISLADORES DE MAYOR USO

###### CUADRO A1.1 CAPACIDAD MECANICA DE LOS AISLADORES

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| AISLADORES DE SUSPENSION | | | |
| Carga de rotura combinada | | Carga TPL | Carga máx.( permanente) |
| M&E |  | 50% M&E | de trabajo (FS=2,5) |
| Lbs. | Kg. | Kg. | kg |
| 30000 | 13608 | 6804 | 5443 |
| 40000 | 18144 | 9072 | 7258 |
| 50000 | 22680 | 11340 | 9072 |

M&E=Carga mecánica y eléctrica combinada TPL.=Test Prof. Carga de prueba de tensión.

FS= Factor de seguridad utilizado por el PROPIETARIO.

###### CUADRO A1.2.- UTILIZACIÓN DE AISLADORES CERAMICOS EN CONDUCTORES TIPICOS

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Tensión entre  fases (KV) | Carga mecánica  nominal (kN) | Distancia de Fuga  mínima (mm) | Diámetro (mm) | Longitud (mm) | Uso SEGún conductor  Al Clase AAAC | NORMA |
| 110 | 30KLB  13608KG | 292 | 254 | 146 | 1x400mm2 1x630mm2 1x806mm2  2x400mm2 | Linnet(219mm2) Drake(517mm2) Cardinal(619mm2) |
| 110/220 | 40KLB  18144KG | 320 | 280 | 146 | 1x400mm2, 1x630mm2 1x806mm2  2x400mm2 | Linnet(219mm2) Drake(517mm2) Cardinal(619mm2 |
| 220 | 50KLB  22680KG | 380 | 280 | 146 | 1x630mm2 2x630mm2 | Linnet(219mm2) Drake(517mm2) Cardinal(619mm2)  2xLinnet(438mm2) |

###### CUADRO A1.3.- UTILIZACIÓN DE AISLADORES POLIMERICOS EN CONDUCTORES TIPICOS

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| DENOMINACION  (\*) | Tensión entre  fases (kV) | Carga mecánica  nominal (kN) | Distancia de Fuga  mínima (mm) | Longitud máxima (mm) | Uso con conductor  Al Clase AAAC | Uso con  conductor Alta  Temperatura Clase ACCC |
| CS120S16B16 | 110 | 120 | 2900 | 1314 | 1x400mm2 1x630mm2 1x806mm2  2x400mm2 | Linnet(219mm2) Drake(517mm2) Cardinal(619mm2  ) |
| CS120Y16B16 | 110 | 120 | 2900 | 1314 | 1x400mm2 1x630mm2  1x806mm2 2x400mm2 | Linnet(219mm2) Drake(517mm2) Cardinal(619mm2 |
| CS210S20B20 | 110 | 120 | 2900 | 1314 | 2x630mm2 | Linnet(219mm2) Drake(517mm2) Cardinal(619mm2  )  2xLinnet(438mm 2) |
| CS210Y20B20 | 110 | 120 | 2900 | 1314 | 2x630mm2 |  |
| CS210S20B20 | 220 | 210 | 5320 | 2044 | 1x630mm2 2x630mm2 |  |
| CS210Y20B20 | 220 | 210 | 5320 | 2044 | 1x630mm2 2x630mm2 |  |

###### SIMBOLOGIA DE DENOMINACION

CS: Aislador polimérico

120: Capacidad mecánica en kN

S: Fitting lado Torre rótula, cuenca (socket) B: Fitting lado Línea (ball)

Y: Fitting lado torre Y (Y clevis).

Los aisladores Bola-Soquete (B-S), se utilizan preferentemente para las cadenas de anclaje (Torres antiguas), sin embargo, si las distancias lo permiten (Torres de nuevo diseño), pueden ser utilizados en suspensión.

Los aisladores Yclevis-Bola (Y-B), se utilizan en las torres de suspensión para torres antiguas, para permitir menor distancias entre crucetas.

Los aisladores para 220 KV deben llevar Anillo Anti corona. La utilización de los anillos anticorona (Grading rings) son recomendados por los fabricantes de aisladores no- cerámicos para tensiones mayores a 230 KV y mayores. El propósito de estos anillos anti corona es la de uniformar la intensidad de campo eléctrico alrededor del aislador en especial la parte inferior donde la distribución de voltaje aplicado (Fase-Tierra) es mayor y evitar así posibles causas de deterioro del material y acumulación de contaminantes en la superficie del aislador.

#### A2.-RESISTENCIAS ELETROMECANICAS Y PRUEBAS TIPICAS

###### CUADRO A2.1.- DEFINICIONES DE VALORES DE CAPACIDAD MAXIMA

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| CARGA APLICADA\* | AISLADOR POLIMERICO | AISLADOR CERAMICO |
| Carga máxima en un minuto. | SML | M&E |
| Carga máxima en una semana | 50% a 60% de SML | Valor no definido |
| Carga máxima  en trabajo continuo | RTL (Routine Test Load) (Carga de prueba de rutina) 50% de SML | TPL (Tensión Proof Load) (Carga de prueba de tensión) 50% de M&E |

(\*) Tomado de la Norma IEC 61109.

El valor TPL y RTL son un punto de referencia para seleccionar la capacidad mecánica máxima del aislador, y no su carga máxima prevista. Se debe utilizar un porcentaje (factor de seguridad) del valor SML o M&E, el que normalmente varía entre 2 y 2,5.

Es recomendable que el valor obtenido sea menor que el valor de RTL O TPL, según del aislador de que se trate, debido a que todos los materiales tienen características de “Tiempo-Carga” en la cual la capacidad residual se reduce con el tiempo.

#### A3.- PRUEBAS TIPICAS

###### AISLADORES CERAMICOS

* + **M&E** (Carga mecánica y eléctrica combinada)

La carga mecánica y eléctrica combinada de un aislador de suspensión es la carga a la cual el aislador falla en su rendimiento ya sea mecánica o eléctricamente cuando se aplica voltaje y tensión mecánica en forma simultánea.

* + **TPL**. “Test Proof” (Carga de prueba de tensión).

Es la carga aplicada durante 3 segundos de duración en el eje del aislador, con un valor especificado en las tablas de características del aislador, (50% del valor M&E).

###### AISLADORES POLIMERICOS.

* + **SML.** (Carga mecánica especificada).

Es el valor máximo de carga de tensión mecánica al cual puede estar sometido el aislador en su vida útil.

Para propósitos de aplicación el valor de SML es equivalente al valor de M&E.

* + **RTL**. (Valor de carga en la prueba de rutina)

Es un valor de carga de tensión máximas que debe soportar el aislador durante una semana, y que no debe exceder el 50%-60% del valor SML.

###### AISLADOR CERAMICO (PORCELANA O LOZA) PARA 110 KV CUENCA BOLA (BALL AND SOCKET)

###### TIPICO



###### CARACTERISTICAS BASICAS

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| CLASIFICACION ANSI | 52-5 | Cantidad en  cadenas de Suspensión | Cantidad en  cadenas de Anclaje |
| Norma | IEC-383 | 7 | 8 |
| Distancia de Fuga | 292mm |  |  |
| Peso neto | 5.6Kg |  |  |
| Tensión de  Ruptura Electromecánica | 30kLb |  |  |

###### AISLADOR CERAMICO VIDRIO PARA 220 KV CUENCA BOLA (BALL AND SOCKET) TIPICO



###### CARACTERISTICAS BASICAS USO EN SUSPENSION FIG 1

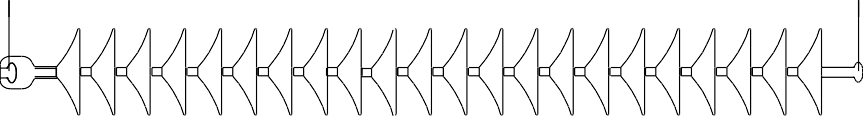
|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| CLASIFICACION ANSI | 52-5 | Cantidad en cadenas de Suspensión \* |
| Norma | IEC-383 | 13 |
| Distancia de Fuga | 320mm |  |
| Peso neto | 4.4Kg |  |
| Tensión de Ruptura Electromecánica | 30kLb |  |

###### CARACTERISTICAS BASICAS USO EN ANCLAJE FIG 2

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| CLASIFICACION ANSI | 52-8 | Cantidad en  cadenas de Anclaje (\*\*) |
| Norma | IEC-383 | 14 |
| Distancia de Fuga | 380mm |  |
| Peso neto | 5.8Kg |  |
| Tensión de Ruptura  Electromecánica | 40kLb |  |

###### (\*\*) LA CANTIDAD DE AISLADORES DE LA CADENA DEPENDE FUNDAMENTALMENTE DEL GRADO DE CONTAMINACION DE LA ZONA EN QUE SE DESPLACE LA LINEA DE TANSMISION

###### AISLADOR POLIMERICO PARA 110 KV CUENCA BOLA (BALL AND SOCKET) TIPICO



###### CARACTERISTICAS BASICAS

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| CLASIFICACION CS120S16B16 |  | Cantidad en cadenas de Suspensión | Cantidad en cadenas de Anclaje |
| Norma | IEC-61109 | 1 | 1 |
| Distancia de Fuga | 2900mm |  |  |
| Peso neto | 5.1Kg |  |  |
| Tensión de Ruptura | 120KN |  |  |

###### AISLADOR POLIMERICO PARA 110 KV Y CLEVIS BOLA (Y CLEVIS AND SOCKET)

###### TIPICO

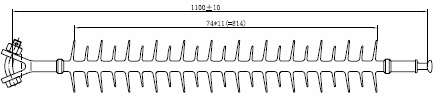


###### CARACTERISTICAS BASICAS

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| CLASIFICACION CS120Y16B16 |  | Cantidad en cadenas de  Suspensión | Cantidad en cadenas de  Anclaje |
| Norma | IEC-61109 | 1 | NO APLICA |
| Distancia de Fuga | 2900mm |  |  |
| Peso neto | 5.1Kg |  |  |
| Tensión de Ruptura | 120KN |  |  |

Para refuerzos de líneas con estructuras antiguas de menor distancia entre crucetas se ha usado aisladores cortos de 1.100 mm de largo en cadenas de torres de suspensión y de paso en anclajes

###### AISLADOR POLIMERICO CORTO PARA 110 KV Y CLEVIS BOLA (Y CLEVIS AND SOCKET) TIPICO

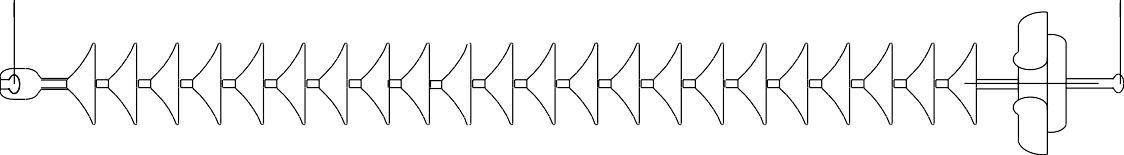


CARACTERISTICAS BASICAS

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| CLASIFICACION CS120Y19B16 |  | Cantidad en  cadenas de Suspensión | Cantidad en  cadenas de Anclaje |
| Norma | IEC-61109 | 1 | NO APLICA |
| Distancia de Fuga | 2900mm |  |  |
| Peso neto | 4.5 Kg |  |  |
| Tensión de Ruptura | 120KN |  |  |

###### AISLADOR POLIMERICO PARA 220 KV CUENCA BOLA (BALL AND SOCKET)

###### TIPICO



###### CARACTERISTICAS BASICAS

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| CLASIFICACION CS210S20B20 |  | Cantidad en  cadenas de Suspensión | Cantidad en  cadenas de Anclaje |
| Norma | IEC-61109 | 1 | 1 |
| Distancia de Fuga | 5320mm |  |  |
| Peso neto | 10Kg |  |  |
| Tensión de Ruptura | 210KN |  |  |

# ANEXO B

#### ANGULO DE PROTECCION DE CABLE DE GUARDIA

###### GENERALIDADES

Los efectos perjudiciales de las caídas de rayos atmosféricos no puedan ser evitados totalmente ni por razones técnicas ni económicas. Por lo tanto, no puede exigirse una determinada instalación pararrayos.

###### CRITERIO Y JUSTIFICACION

La eficiencia de la protección con cables de guardia (CG) depende de la posición de los CG respecto a los conductores, pero dado que dependen de diversos factores independientes, no es posible hallar una solución analítica del problema, y se opta por establecer una aproximación experimental mediante observaciones y ensayos.

De acuerdo con los ensayos realizados con instalaciones pilotos, mediciones, observaciones y experiencias adquiridas a lo largo de muchos años, los efectos de los rayos pueden evitarse con gran posibilidad de éxito, en este caso, por medio de los cables de guardia.

###### DETERMINAR LA ALTURA

Para determinar la altura mínima de los CG a fin de asegurar una protección eficaz, se utiliza el método ideado por **Langrehr** que supone que cuando el rayo se descarga hacia tierra y se encuentra a una altura igual al doble de la del CG, la descarga se efectuara sobre estos o el suelo, por ser estos los puntos mas cercanos al rayo.

###### ZONA DE PROTECCION

La sección de la zona de protección a lo largo de un CG estará limitada, según la figura 8, por un arco cuyo centro M está, tanto del suelo como del CG, el doble de la altura H del propio cable de guardia.

Este arco toca el suelo a una distancia √ 3 H desde el pie del CG. (Fig. 8). ANGULO

El Angulo entre las tangentes en las dos líneas de limitación tiene en su punto de intersección un ángulo de 30º (Fig. 8).

Este método se considera efectivo para líneas de altura no mayor a 30m, y dependiendo del tipo de estructura se requiere eventualmente de dos cables de guardia para cumplir con este requerimiento.

Se indica la zona estimada de protección el croquis de Fig.8.

ZONA DE PROTECCION ANGULO 30º

FIG. 8



# ANEXO C

#### MALLAS DE PUESTA A TIERRA DE LINEAS DE TRANSMISION.

###### C.1.-CRITERIOS DE INSTALACIÓN, JUSTIFICACION

1.-En el Articulo 125 capítulo Vl, Líneas Aéreas del Reglamento NSEG 5 E.n. 71, se indica: "Los postes y torres metálicas de las líneas aéreas, cuya tensión sobrepase 250 volts con respecto a tierra, deben estar conectadas a una tierra de protección. Esta conexión se realizará mediante un electrodo dimensionado de manera tal que, en caso de fallas, no se presenten potenciales locales de valores peligrosos."

2.-En líneas de transmisión, en las que se esperan descargas externas (descargas atmosféricas), la práctica normal es la de prevenir que los conductores de fase reciban descargas directas, razón por la cual se utilizan cables de protección o cables de guardia que interrumpen el rayo y lo conducen a tierra. De allí entonces la importancia de la instalación de mallas de puesta a tierra en las estructuras, lo que entrega una trayectoria segura y directa a dichas descargas.

3.-Esto permite además que en las líneas de tipo urbano, se tenga un grado razonable de protección por contacto de personas con la estructura ante eventuales condiciones de fallas de fase contra éstas.

4.-El uso de una efectiva puesta a tierra de las estructuras de una línea de transmisión permitirá que, al ocurrir una falla, se produzca la adecuada operación de las protecciones.

5.-En el Sistema del PROPIETARIO las estructuras de las Líneas de Transmisión tenían originalmente sus mallas de puesta a tierra construidas con conductor de cobre, sin embargo, en su recorrido las estructuras se ubican "libremente" quedando expuestas al vandalismo, lo que ha dado origen a la pérdida por robo de las mallas de puesta a tierra construidas con conductor de cobre. Por este motivo se utiliza de preferencia pletina de acero galvanizado para la construcción de éstas, con lo que se obtienen resultados similares que al utilizar un conductor de cobre.

MALLA DE PUESTA A TIERRA PARA 110 kV

En las estructuras existentes, se ha usado una malla **mínima** de 4 mt 4 mt., construida en pletina de fierro galvanizado de 38 x 6 mm (228 mm2), como se indica

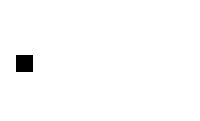
4 m

Para ésta malla tenemos que: radio equivalente **r es:**

r =

*S* 

S= Superficie cubierta por la malla r= 2.25 mt (aprox)

Se asume un valor de  (rho )=180 Ohms-m valor conservador típico de resistividad para los terrenos de la zona de ubicación de las estruxturas, donde:

##### R =/4r

Luego: **R = 20 OHMS** (R=20 ohms, considerado como máximo valor de resistencia para una coordinación de aislación razonable en 110 kv).

Nota: Los valores obtenidos por el PROPIETARIO, nos entregan, generalmente, medidas de resistencia menores a 5 ohms

MALLA DE PUESTA A TIERRA PARA 44 kV

En líneas de 44 KV debería ser suficiente instalar 1 barra Copperweld de 5/8” x 2.4 m. En caso que la medida de resistencia sea mayor a 5 Ohms, se agrega una segunda barra de las mismas características a 2m. aproximadamente de la primera.

MALLA DE PUESTA A TIERRA PARA 220 kV

Respecto a las malas de puesta a tierra para líneas de 220 KV, en general se estima una resistencia R=20 ohms (considerado como máximo valor de resistencia para una coordinación de aislación razonable en 220 KV), sin embargo en estos casos es conveniente el estudio especifico para cada línea en particular y según la zona geográfica en que se encuentre o, zonas que la Línea en cuestión atraviese.

###### **C.2.-** VERIFICACION DE LA CARGA TERMICA ADMISIBLE PARA LA PLETINA ACTUAL

Se asume que la pletina utilizada para líneas de 110 kV, admite la circulación de toda la corriente de falla durante el tiempo en que demore en operar la protección sin que su temperatura aumente más de 400°C.

De la relación:

donde**:**

*t*

##### A = K1 \* K2 \* i \*

A = Sección necesaria para soportar la corriente de falla.

**K1**= Constante del Fe igual a 12,8. **K2**= Coeficiente de temperatura 1,03. i= corriente de corto circuito.

t= tiempo de operación de las protecciones. (0.4 seg., valor conservador) Para determinar el valor de la corriente de falla máxima del sistema, se tiene:

Corriente de cortocircuito Actual = 35 KA Corriente de cortocircuito Futura = 40 kA

Se adoptará un valor de i como si el 80% (valor conservador) de la corriente de falla teórica máx. del sistema actual (o futuro) pasara por la resistencia (ver NOTA), o sea:

Actual **i**a= 28 KA Futuro **i**f= 32 KA

NOTA: Considera una alta corriente de cortocircuito a pesar de su baja probabilidad de ocurrencia, debido a que generalmente las corrientes se presentan con impedancias de falla por lo cual son más bajas.

Conforme a lo anterior, se tiene para el valor A (sección necesaria) Actual **A**= 233 mm²

Futuro **A**= 267 mm²

La platina actual PL38x6 mm tiene A=228 mm², es decir sirve ajustadamente para las condiciones actuales del sistema.

Para las condiciones futuras, de plazo a definir, se propone aumenta a una platina de 45x6 mm , la que representa un valor A= 270 mm²

#### CONCLUSION

##### Se recomienda instalar para condiciones de diseño de las nuevas lineas de transmisión una platina galvanizada de 45x6 mm

###### C.3.- COMENTARIOS

1.- La Resistencia constituida por la pletina de 45x6 mm sugerida, constituye una propuesta básica, lo cual significa que, en caso de no encontrarse sus dimensiones normalizadas en el Mercado, siempre se deberá optar por valores superiores en ningún caso valores menores ya que ante una eventual falla franca en malla, podría significar la destrucción de la pletina y la perdida de esta puesta a tierra.

En todo caso se ha hecho el calculo como si fuera una sola resistencia soportando la falla, además los valores utilizados son bastante conservadores, ya que las corrientes se distribuyen a través del cable de guardia a lo largo de la Línea, haciendo que las corrientes que pasarían por la resistencia (pletina)sean menores que el porcentaje estimado, por lo que no se debe pensar en un cambio inmediato sino que se debe planificar en reemplazar las existentes según se realicen nuevos Refuerzos y proyectar las nuevas Líneas con Puestas a Tierra construidas con la pletina propuesta.

2.- Esta malla mínima es aplicable a las Líneas auxiliares las que, a pesar de su corto tiempo de instalación, por seguridad y Reglamento (NSEG 5 E.n.71 Artículo 125 capítulo Vl, Líneas Aéreas) deben estar conectadas a tierra.

3.- En Líneas auxiliares se puede instalar jabalinas en reemplazo de la malla, a lo menos dos enterradas a lados contrarios de la Torre (o Poste metálico), ver anexo

###### ANEXO 1



###### MEDIDA DE LA RESISTENCIA DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA

###### C.4.- METODO SIMPLIFICADO PARA LINEAS DE TRANSMISION

En general para probar conexiones de puestas a tierra de poco tamaño, tales como las normalmente usadas en las torres de una línea de transmisión, se aplica el procedimiento simplificado del "Método de las tres puntas", que consiste en:

1.-Se utiliza un instrumento con reloj galvanométrico con escalas X1, X10, X100 Ohms,

u otro de tipo digital equivalente (“Gehom 3", "Hioki 3150", etc.). 2.-La medida se realiza con cable de guardia desconectado.

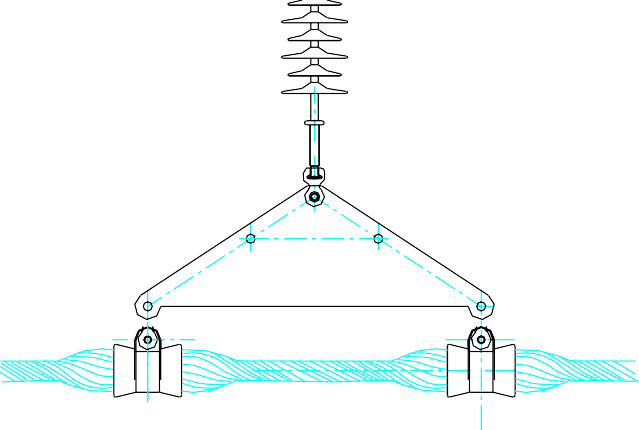
3.-Se efectúa una medida perpendicular a la línea, y si esto no fuera posible, se hará una medida longitudinal a ella.

4.-Se instala el equipo de la siguiente manera: El electrodo correspondiente se conectará a la malla de puesta a tierra de la torre, el electrodo de corriente se instalará a 30 m de la malla y el electrodo de potencial a 15 m.

5.-Se obtiene la resistencia de malla de la lectura directa del instrumento.



# ANEXO D



#### FERRETERIAS ESPECIALES PARA CONDUCTORES CAC TIPO ACCC

###### D.1.-CADENAS DE SUSPENSION

Las cadenas de torres de suspensión de conductores CAC tipo ACCC tienen grampas de características particulares ya que deben permitir un funcionamiento continuo a 200ºC permitiendo un comportamiento mecánico optimo, una mínima transferencia de calor a las ferreterías y aisladores y dar una protección superior de los componentes del conductor contra cargas dinámicas de viento y hielo

Una característica particular de las grampas de torres de suspensión con conductores ACCC es que permiten una grampa simple para un ángulo máximo de 30º en el apoyo del conductor. Para ángulos entre 30º y 60º en el apoyo se requiere instalar una suspensión con doble grampa instaladas en una placa triangular como se muestra en figuras 1 y 2



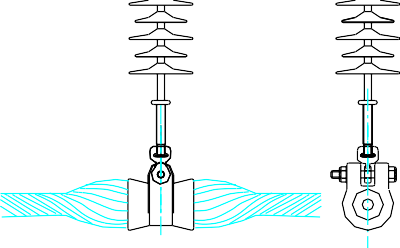


Fig. 1 Simple Fig. 2 Doble

Las preformadas a su vez son de mayor longitud que las de conductores normales, como se muestra en siguiente el cuadro para suspensiones simples y dobles de los conductores utilizados o proyectados por el PROPIETARIO

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Conductor ACCC | Nº Catalogo TLS | | Longitud de Preformada (m) | |
| Simple | Doble | Grampa Simple | Grampa Doble |
| Linnet | TLS-0096 | TLS-0296 | 2.54 | 3.28 |
| Dove | TLS-0104 | TLS-0304 | 2.54 | 3.35 |
| Hamburg | TLS-0110 | TLS-0310 | 2.84 | 3.78 |
| San Antonio | TLS-0114 | TLS-0314 | 3.18 | 3.91 |

###### D.2.-CADENAS DE SUSPENSION DE PASO EN ANCLAJES

Las cadenas de paso en torres de anclaje, son necesarias en las crucetas de torres de anclajes en ángulo fuerte (superior a 20º) y deben instalarse en la punta del ángulo exterior de la línea.

En este caso, se instala una grampa tipo CGS-HT Cushion-Grip Suspension para conductores de alta temperatura, que se muestra en figura 3.

En el cuadro se indican los tipos de grampas de suspensión CGS para los conductores ACCC utilizados y/o proyectados por el PROPIETARIO



|  |  |
| --- | --- |
| Conductor ACCC | Nº Catalogo PLP |
| Linnet | CGS 1102-HT |
| Dove | CGS-1106-HT |
| Hamburg | CGS-1111-HT |
| San Antonio | CGS-1115-HT |

Fig. 3

###### D.3.-CADENAS DE ANCLAJES

Las grampas de anclaje para conductores ACCC están fabricadas con aluminio especialmente templados para asegurar la transferencia del máximo de corriente con una disipación eficiente del incremento de temperatura del conductor ACCC. Los terminales se suministran con una placa de conexión en 15º y un conector tambien en ángulos de 15º que permiten una conexión apernada con salida en 30º de los puentes de conexión.

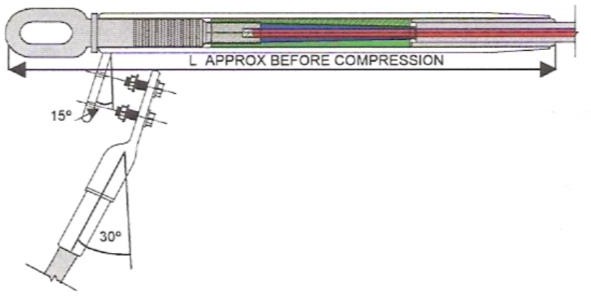
En el cuadro se indican los tipos de grampas de anclaje para los conductores ACCC utilizados y/o proyectados por el PROPIETARIO

Fig. 3

|  |  |
| --- | --- |
| Conductor ACCC | Nº Catalogo CTC |
| Linnet | 1D2010-HT |
| Dove | 1D2030-HT |
| Hamburg | 1D2060-HT |
| San Antonio | 1D2070-HT |

# BIBLIOGRAFIA Y REFERENCIAS

Se tiene como referencias los siguientes documentos, normas o estándares:

* NSEG 5 E.n. 71 Reglamento de Instalaciones de Corrientes Fuertes
* NSEG 6 E.n. 71 Cruces y Paralelismos de Líneas Eléctricas
* ASCE 10/97 “Design of Latticed Steel Transmission Structures”, revisión

publicada el año 2000

* IEEE Std 524/1980 "Guide to the Installation of Overhead Transmission Line Conductors",
* Redes de Energía Eléctrica, Líneas de Transmisión, "Endesa".
* “Transmission Lines/115-138 kV” de EPRI.

###### ANSI C29.1, C29.2.

* “Líneas de Transporte de Energía”. Luis María Checa. Ed. Marcombo
* Especificación Corporativa E-LT-002 de Enersis.
* Transmission and Distribution References Book. Westinghouse
* Transmission Line Reference Book 345 kV and above. APRI
* Cables y Conductores para el Transporte de Energía. Siemens
* Estaciones de Transformación y Distribución. Protecciones Sistemas Eléctricos. CEAC
* Alta Tensión y Sistemas de Transmisión. LIMUSA
* Apunte varios de ENDESA
* Ordenanza PRMS Plan Regulador Metropolitano de Santiago.
* Internacional Comission on Non-Ionizing Radiation Proteccion ICNIRP
* Informe Conductores Alta Capacidad CIDE
* RPTD Nº1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16 contenidos en el artículo 10 del Reglamento de Seguridad de las instalaciones eléctricas destinadas a la producción, transporte, prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento y distribución de energía eléctrica, publicada el 17 de septiembre de 2020 en el Diario Oficial, y sus modificaciones.
* ASTM B987/B987M-25 Standard Specification for Carbon Fiber Thermoset Polymer Matrix Composite Core (CFC) for use in Overhead Electrical Conductors.
* ASTM B987/B987M-17 Standard Specification for Carbon Fiber Thermoset Polymer Matrix Composite Core (CFC) for use in Overhead Electrical Conductors.