

 <p>Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara</p>	<p>Memoria de Cálculos</p>	DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001
		Rev.: 01 Página 1 de 69

CLIENTE:	INGENIERÍA:
	 INVESTIGACIÓN Y CONTROL DE CALIDAD S.A.U.
PROYECTO:	
Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara	

TÍTULO:	Memoria de Cálculos
CÓDIGO DE DOCUMENTO SOLARIA:	
DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001	
CÓDIGO DE DOCUMENTO CONTRATISTA EPC:	

Nº REVISIÓN:	01	DOCUMENTO EMITIDO PARA:	Revisión
FECHA EMISIÓN:	13/02/2026		

IOP	NGG	GJB
Preparado por:	Revisado por:	Aprobado por:

<p>Este documento, así como los contenidos y los signos distintivos aparecidos en el mismo, excepto indicación expresa en contrario, son propiedad expresa de Solaria Energía y Medio Ambiente, S.A., o dispone de las licencias necesarias, por lo que se encuentran protegidos por los derechos de propiedad industrial e intelectual conforme a la legislación española. Se autoriza su reproducción exclusivamente para uso privado y se prohíbe, salvo autorización expresa, la reproducción de todo o parte del mismo en cualquier forma.</p>

 <p>Solaria Incosa INVESTIGACIÓN Y CONTROL DE CALIDAD S.A.U.</p>	Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara	DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001
	Memoria de Cálculos	
	Rev.: 01	Página 2 de 69

RESUMEN DE REVISIONES

Revisión	Fecha	Descripción de los cambios
00	26/01/2026	Documento nuevo
01	13/02/2026	Cambios según comentarios

 Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara	Memoria de Cálculos	DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001
Rev.: 01	Página 3 de 69	

ÍNDICE

1. CÁLCULOS ELÉCTRICOS DE LA LÍNEA AÉREA.....	5
1.1 CONSTANTES Y CARACTERÍSTICAS DE LA LÍNEA.....	5
1.2 RESISTENCIA.....	6
1.3 REACTANCIA.....	7
1.4 SUSCEPTANCIA.....	8
1.5 MATRIZ DE IMPEDANCIAS DE FASE	8
1.6 MATRIZ DE IMPEDANCIAS DE SUCIÓN	9
1.7 MATRIZ DE CAPACIDADES.....	10
1.8 IMPEDANCIA CARACTERÍSTICA Y CONSTANTE DE PROPAGACIÓN	11
1.9 POTENCIA CARACTERÍSTICA	11
1.10 INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE.....	12
1.11 POTENCIA MÁXIMA ADMISIBLE POR INTENSIDAD	13
1.12 CAPACIDAD DE TRANSPORTE.....	13
1.13 CAÍDA DE TENSIÓN	18
1.14 PÉRDIDA DE POTENCIA.....	18
1.15 EFECTO CORONA.....	19
2. CÁLCULO DE LA PUESTA A TIERRA DE LOS APOYOS	20
2.1 DIMENSIONAMIENTO CON RESPECTO A LA RESISTENCIA TÉRMICA.....	20
2.2 DIMENSIONAMIENTO CON RESPECTO A LA SEGURIDAD DE LAS PERSONAS	21
2.2.1. Apoyos no frecuentados.....	22
2.2.2. Cálculo de la puesta a tierra de los apoyos.....	23
2.2.3. Apoyos frecuentados	24
3. CÁLCULO DE LAS CADENAS DE AISLADORES	31
3.1 CÁLCULOS ELÉCTRICOS	31
3.2 CÁLCULOS MECÁNICOS.....	31
4. CÁLCULO MECÁNICO DE CONDUCTORES.....	32
4.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA LÍNEA.....	32
4.2 TRACCIÓN MÁXIMA ADMISIBLE	33
4.3 HIPÓTESIS DE CÁLCULO	33
4.3.1. Vano ideal de regulación	33

 Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara	Memoria de Cálculos	DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001
		Rev.: 01 Página 4 de 69

4.3.2.	Tensión mecánica	34
4.3.3.	Flecha.....	34
4.4	TABLA DE CÁLCULO MECÁNICO	35
4.4.1.	Tabla de cálculo mecánico de conductor en condición Inicial.....	36
4.4.2.	Tabla de cálculo mecánico de conductor en condición Creep	36
4.4.3.	Tabla de cálculo mecánico del cable OPGW en condición Inicial	37
4.4.4.	Tabla de cálculo mecánico del cable OPGW en condición Creep	37
5.	TABLAS DE TENDIDO	38
5.1.1.	Tabla de tendido del conductor en condición Inicial.....	38
5.1.2.	Tabla de tendido del conductor después de Creep	40
5.1.3.	Tabla de tendido del cable OPGW en condición Inicial	43
5.1.4.	Tabla de tendido del cable OPGW después de Creep	45
6.	CÁLCULO DE DISTANCIAS DE SEGURIDAD.....	48
6.1	DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES Y PARTES PUESTAS A TIERRA.....	48
6.1.1.	Apoyo con cadenas de suspensión	48
6.1.2.	Apoyo con cadenas de amarre	50
6.2	DISTANCIA DE LOS CONDUCTORES ENTRE SÍ	53
6.3	DISTANCIA DE LOS CONDUCTORES AL TERRENO.....	55
7.	CÁLCULO MECÁNICO DE APOYOS	55
8.	CÁLCULO DE CIMENTACIONES	65
8.1	COMPROBACIÓN AL ARRANQUE	65
8.2	COMPROBACIÓN A COMPRESIÓN.....	66
8.3	MÉTODO DE CÁLCULO	66
8.4	RESULTADOS	68

1. CÁLCULOS ELÉCTRICOS DE LA LÍNEA AÉREA

1.1 CONSTANTES Y CARACTERÍSTICAS DE LA LÍNEA

Las características principales de la línea se muestran en la siguiente tabla:

PARÁMETROS	VALOR
Sistema	Corriente Alterna Trifásica
Tensión de operación del sistema (kV)	220
Tensión más elevada de la red (kV)	245
Frecuencia asignada (Hz)	50
Nº de circuitos	1
Nº de conductores por fase	2 (Duplex)
Conductor	LA-380 GULL
Longitud (km)	1,53
Factor de potencia	0,928
Potencia a transportar (kW)	160.000

Las características del conductor de la línea aérea son las siguientes:

PARÁMETROS	VALOR
Denominación	337-AL1/44-ST1A (LA-380 GULL)
Material	Aluminio – Acero recubierto
Diámetro (mm)	25,38
Sección total (mm ²)	381,0
Peso (kg/m)	1,275
Carga de rotura (daN)	10.650
Módulo de elasticidad (daN/ mm ²)	6.900
Coeficiente de dilatación lineal (°C ⁻¹)	19,3·10 ⁻⁶
Resistencia eléctrica con cc a 20°C (Ω/km)	0,0857
Composición	54+7

Las características del cable de fibra óptica de la línea aérea son las siguientes:

PARÁMETROS	VALOR
Denominación	OPGW 80L90z (8318)
Nº de fibras	144
Diámetro (mm)	18,0
Sección total (mm ²)	155,5
Peso (kg/m)	0,899
Carga de rotura (kg)	13.760
Módulo de elasticidad (daN/ mm ²)	11.690
Coeficiente de dilatación lineal (°C ⁻¹)	14,4·10 ⁻⁶
Corriente máxima de falta 2s (kA)	187,5

1.2 RESISTENCIA

La resistencia del conductor por unidad de longitud, en corriente alterna y a la temperatura θ vendrá dada por la siguiente expresión:

$$R_\theta = R'_\theta \cdot (1 + y_s) \quad (\Omega/km)$$

Donde:

R_θ : Resistencia del conductor con corriente alterna a la temperatura θ °C (Ω/km).

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

y_s : Factor de efecto pelicular.

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

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

Donde:

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

α_{20} : Coeficiente de variación a 20°C de la resistividad en función de la temperatura ($^{\circ}C^{-1}$).

θ : Temperatura de servicio (85°C).

n: Número de conductores por fase.

El cálculo del factor de efecto pelicular se realiza según la teoría de Kelvin, mediante la ecuación:

$$y_s = \frac{X_S^4}{192+0,8X_S^4} \quad , \quad \text{en donde } X_S^2 = \frac{8 \cdot \pi \cdot f \cdot 10^{-7}}{R'_\theta}$$

Se obtiene:

PARÁMETROS	VALOR
R'_{20} (Ω/km)	0,0429
α_{20} ($^{\circ}C-1$)	$4,03 \cdot 10^{-3}$
R'_{85} (Ω/km)	0,0541
y_s	$2,75 \cdot 10^{-2}$
R_{85} (Ω/km)	0,055
R_{85} (Ω)	0,085
R_{20} (Ω/km)	0,044
R_{20} (Ω)	0,067

1.3 REACTANCIA

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

$$X = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L \quad (\Omega/km)$$

Donde el coeficiente de inducción mutua por unidad de longitud vendrá dado por:

$$L = 2 \cdot 10^{-4} \cdot \ln \left(\frac{DMG}{RMG'} \right) \quad (H/km)$$

Para una línea de simple circuito, en configuración dúplex ($n = 2$):

$$RMG' = \sqrt{e^{\frac{-1}{4}} \cdot r \cdot d} = \sqrt{e^{\frac{-1}{4}} \cdot 12,7 \cdot 400} = 62,9 \text{ (mm)}$$

$$DMG = \sqrt[3]{d_{12} \cdot d_{23} \cdot d_{31}} = \sqrt[3]{8839 \cdot 9025 \cdot 6600} = 8074,8 \text{ (mm)}$$

Donde:

f : Frecuencia de la red (Hz).

r : Radio del conductor (mm).

n : Número de subconductores del haz.

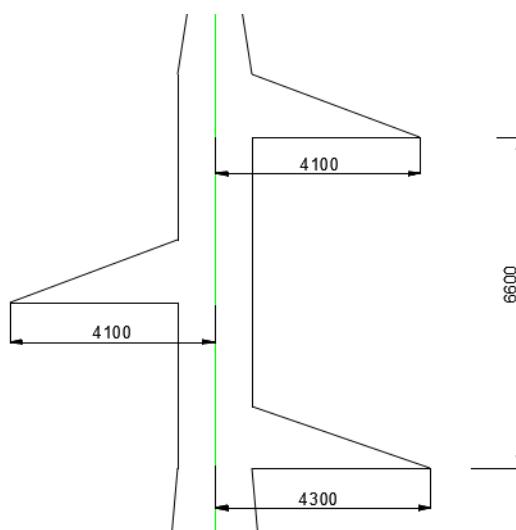
d : Separación geométrica entre dos subconductores (mm).

$d_{j,k}$: Distancia entre el conductor j y el k (mm).

DMG : Distancia media geométrica entre conductores (mm).

RMG' : Radio equivalente del haz de subconductores (mm).

La distancia media geométrica entre conductores es variable a lo largo de la línea. Para calcular una distancia media se utiliza la cruceta más frecuente en la línea, la cual se muestra en la siguiente imagen:



 Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara	Memoria de Cálculos	DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001					
		Rev.:	01	Página	8	de	69

Los valores se presentan por unidad de longitud, por fase y por circuito.

Se obtiene:

PARÁMETROS	VALOR
DMG (m)	8,07
L (H/km)	$9,71 \cdot 10^{-4}$
X (Ω/km)	0,305
X (Ω)	0,467

1.4 SUSCEPTANCIA

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

$$B = 2\pi f C \text{ (S/km)}$$

Donde la capacidad por unidad de longitud vendrá dada por la expresión:

$$C = \frac{24,2}{\log \frac{DMG}{RMG}} \cdot 10^{-9} \text{ (F/km)}$$

Donde RMG para configuración dúplex es:

$$RMG = \sqrt{r \cdot d} = \sqrt{12,7 \cdot 400} = 71,27 \text{ mm}$$

Se obtiene:

PARÁMETROS	VALOR
DMG (m)	8,07
C (μF/km)	$1,178 \cdot 10^{-2}$
B (μS/km)	3,701
B (μS)	5,663

1.5 MATRIZ DE IMPEDANCIAS DE FASE

El cálculo de la matriz de impedancias de fase por unidad de longitud se realizará mediante la teoría de Carson.

Se considerará un conductor ficticio que representará al terreno con un radio equivalente de 1 metro.

La resistencia de este conductor ficticio por unidad de longitud y la distancia equivalente entre conductores y cable de tierra y este conductor ficticio vendrán dados por las siguientes expresiones:

$$R_d = 9,869 \cdot 10^{-4} f \text{ (Ω/km)}$$

$$D_d = 25,6587 \cdot \left(\frac{\rho}{f}\right)^{0,25} \text{ (m)}$$

siendo:

 Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara	Memoria de Cálculos	DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001
Rev.: 01 Página 9 de 69		

f: Frecuencia (Hz).

p: Resistividad del terreno ($\Omega \cdot \text{m}$).

Como paso previo, se calculará la matriz de impedancias cuyos términos dependerán de los siguientes factores:

- Características y configuración del conductor.
- Características del cable de tierra.
- Distancia entre conductores y entre conductores y cable de tierra.
- Resistividad del terreno.
- Frecuencia de la red.

El rango de la matriz de impedancias dependerá del número de conductores y cables de tierra, siendo de rango 3 para un simple circuito sin cable de tierra y de rango 7 para un doble circuito con cable de tierra. La matriz de impedancias de fase incluyendo cable de tierra será:

$$Z = \begin{pmatrix} 0.405536 + 2.42031j & 0.187577 + 1.181203j & 0.188044 + 1.267654j & 0.185439 + 1.19631j \\ 0.187416 + 1.181388j & 0.406849 + 2.418795j & 0.18861 + 1.193033j & 0.186 + 1.120112j \\ 0.188048 + 1.267649j & 0.188778 + 1.192843j & 0.407927 + 2.417571j & 0.186602 + 1.071569j \\ 0.185386 + 1.196373j & 0.186103 + 1.119993j & 0.186542 + 1.071639j & 1.720002 + 2.497142j \end{pmatrix}$$

Tras un tratamiento matricial mediante cambio de variables, se obtendrá la matriz final de impedancias serie de secuencia de rango 3x3 en el caso de simple circuito y de rango 6x6 en el caso de doble circuito.

En el caso de la línea de simple circuito proyectada, se tiene la siguiente matriz:

$$Z_{abc} = \begin{pmatrix} 0,1335 + 0,4960j & 0,0757 + 0,1902j & 0,0731 + 0,2074j \\ 0,0757 + 0,1902j & 0,1275 + 0,5089j & 0,0705 + 0,2000j \\ 0,0731 + 0,2074j & 0,0705 + 0,2001j & 0,1230 + 0,5188j \end{pmatrix} \frac{\Omega}{km}$$

Con una longitud total de la línea de 1,53 km, quedaría:

$$Z_{abc} = \begin{pmatrix} 0,2019 + 0,7437j & 0,1154 + 0,2862j & 0,1120 + 0,3214j \\ 0,1154 + 0,2862j & 0,1938 + 0,7608j & 0,1084 + 0,3026j \\ 0,1120 + 0,3214j & 0,1084 + 0,3025j & 0,1877 + 0,7742j \end{pmatrix} \Omega$$

1.6 MATRIZ DE IMPEDANCIAS DE SECUENCIA

La matriz de impedancias se secuencia será el resultado de realizar la siguiente operación matricial:

$$(Z_{012}) = (H)^{-1} \cdot (Z_{abc}) \cdot (H)$$

Donde:

$$H = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{pmatrix}$$

$$a = \frac{-1 + \sqrt{3}j}{2}$$

 Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara	Memoria de Cálculos	DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001						
		Rev.:	01	Página	10	de	69	

Se obtiene como resultado lo siguiente:

$$Z_{012} = \begin{pmatrix} 0,2742 + 0,9063j & -0,0037 - 0,0084j & 0,0118 - 0,0044j \\ 0,0119 - 0,0043j & 0,0549 + 0,3087j & 0,0072 - 0,0049j \\ -0,0037 - 0,0084j & -0,0069 - 0,0053j & 0,0549 + 0,3087j \end{pmatrix} \frac{\Omega}{km}$$

Con una longitud total de la línea de 1,53 km, quedaría:

$$Z_{012} = \begin{pmatrix} 0,4184 + 1,3664j & -0,0085 - 0,0103j & 0,0194 - 0,0047j \\ 0,0194 - 0,0047j & 0,0825 + 0,4561j & 0,0166 - 0,0085j \\ -0,0085 - 0,0103j & -0,0163 - 0,0090j & 0,0825 + 0,4561j \end{pmatrix} \Omega$$

Los elementos de la diagonal principal se corresponderán, respectivamente, con la impedancia homopolar directa e inversa.

Impedancia homopolar:

$$0,2742 + 0,9063j \Omega/km$$

$$0,4184 + 1,3664j \Omega$$

Impedancia de secuencia directa e inversa:

$$0,0549 + 0,3087j \Omega/km$$

$$0,0825 + 0,4561j \Omega$$

1.7 MATRIZ DE CAPACIDADES

La matriz de capacidades de la línea se realiza mediante la matriz de coeficientes de potencial que liga el potencial eléctrico con la carga. Se obtiene mediante PLS-CADD. La matriz de coeficientes de potencial de fase de la línea incluyendo cables de tierra será:

$$P = \begin{pmatrix} 120.04 & 32.33 & 36.32 & 35.15 \\ 32.43 & 117.76 & 30.24 & 29.08 \\ 36.32 & 30.12 & 115.25 & 24.21 \\ 35.18 & 29.02 & 24.25 & 127.87 \end{pmatrix} \frac{\text{km}}{\mu F}$$

Como la línea posee cables de tierra es necesario realizar un análisis matricial para eliminarlos y obtener una matriz 3x3 que representa los coeficientes de potencial de cada fase. El resultado del cálculo de la matriz de coeficientes de potencial de fase será:

$$P_{fas} = \begin{pmatrix} 110.31 & 24.31 & 29.63 \\ 24.39 & 111.12 & 24.69 \\ 29.63 & 24.59 & 110.62 \end{pmatrix} \frac{\text{km}}{\mu F}$$

Matriz de susceptancias

La matriz de susceptancias será el producto de la pulsación por la inversa de la matriz de coeficientes de potencial:

$$B = j \cdot \omega \cdot (P_{fas})^{-1}$$

Se obtiene:

$$B = \begin{pmatrix} 3.16 & -0.53 & -0.73 \\ -0.53 & 3.06 & -0.54 \\ -0.72 & -0.54 & 3.15 \end{pmatrix} \frac{\mu S}{km}$$

 <p>Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara</p>	<p>DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001</p> <p>Memoria de Cálculos</p>	Rev.: 01
		Página 11 de 69

Con una longitud de 1,53 km, se obtiene:

$$B = \begin{pmatrix} 4.83 & -0.81 & -1.11 \\ -0.81 & 4.68 & -0.82 \\ -1.11 & -0.82 & 4.83 \end{pmatrix} \mu S$$

Susceptancia de secuencia

La matriz de susceptancias de secuencia se obtiene mediante PLS-CADD, con los siguientes valores:

$$B = \begin{pmatrix} 1.93 & -0.01 & -0.01 \\ -0.01 & 3.73 & 0.07 \\ -0.01 & 0.07 & 3.73 \end{pmatrix} \frac{\mu S}{km}$$

Por tanto, la susceptancia homopolar de la línea será:

$$B_0 = 1,93 \frac{\mu S}{km}$$

$$B_0 = 2,95 \mu S$$

La susceptancia de secuencia directa e inversa será:

$$B_1 = 3,73 \frac{\mu S}{km}$$

$$B_1 = 5,70 \mu S$$

1.8 IMPEDANCIA CARACTERÍSTICA Y CONSTANTE DE PROPAGACIÓN

Se define la impedancia característica de la línea como:

$$Z_c = \sqrt{\frac{(R+X_j)}{(B_j)}} = \sqrt{\frac{0,0549+0,3087j}{(3,701 \cdot 10^{-6}j)}}$$

La constante de propagación de la línea se define como:

$$\gamma = \sqrt{(R+X_j) \cdot (B_j)} = \sqrt{(0,0549+0,3087j) \cdot (3,701 \cdot 10^{-6}j)}$$

Los valores de impedancia y admitancia de la línea se han calculado previamente. Por tanto, se obtiene:

PARÁMETROS	VALOR (binómica)	VALOR (módulo-argumento)
$Z_c (\Omega/km)$	289,9384-25,5810j	291,06 < -5º
$\gamma (km^{-1})$	$(0,0946+1,0730j) \cdot 10^{-3}$	0,00107 < -85º

1.9 POTENCIA CARACTERÍSTICA

La potencia característica de la línea es función de la tensión y de la impedancia característica a través de la siguiente expresión:

$$P_C = \frac{U^2}{Z_C} = \frac{220^2}{289,9384 - 25,5810j} = 165.32 + 26.92j \text{ MVA} = 166,29 < 5^{\circ} \text{ MVA}$$

1.10 INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE

Según la tabla contenida en el apartado 4.2.1 de la ITC-LAT 07, las densidades de corriente máximas en régimen permanente no sobrepasarán los valores señalados en la tabla adjunta.

Sección nominal mm ²	Densidad de corriente Amperios/mm ²		
	Cobre	Aluminio	Aleación de aluminio
10	8,75	-	-
15	7,60	6,00	5,60
25	6,35	5,00	4,65
35	5,75	4,55	4,25
50	5,10	4,00	3,70
70	4,50	3,55	3,30
95	4,05	3,20	3,00
125	3,70	2,90	2,70
160	3,40	2,70	2,50
200	3,20	2,50	2,30
250	2,90	2,30	2,15
300	2,75	2,15	2,00
400	2,50	1,95	1,80
500	2,30	1,80	1,70
600	2,10	1,65	1,55

En este caso, interpolando se halla una densidad de corriente máxima para el conductor de la línea tipo 337-AL1/44-ST1A (LA-380 GULL) de 1,98 A/mm².

Al ser un conductor de aluminio-acero, se multiplicará la densidad resultante por el coeficiente 0,95 en el caso de la composición 54+7 de alambres, considerando la sección completa de aluminio, tal y como figura en el apartado 4.2.1 de la ITC-LAT 07.

La corriente máxima que puede circular por el conductor, teniendo en cuenta que tiene una sección de 381 mm² es de:

$$I_{max} = D_{max} \cdot S$$

Siendo:

I_{max} : Intensidad de corriente máxima (A).

S : Sección del conductor (mm²).

D_{max} : Densidad de corriente máxima soportada por el cable (A/mm²).

Se obtiene:

$$I_{max} = 0.95 \cdot 1,98 \cdot 381 = 716,66 \text{ A}$$

 <p>Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara</p>	<p>Memoria de Cálculos</p>	DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001						
		Rev.:	01	Página	13	de	69	

1.11 POTENCIA MÁXIMA ADMISIBLE POR INTENSIDAD

La potencia máxima que puede transportar la línea vendrá limitada por la intensidad máxima admisible del conductor y por la caída de tensión máxima que se fije y que, en general, no deberá exceder del 5%.

La potencia máxima de transporte de la línea, limitada por la intensidad máxima admisible, se determinará mediante la siguiente expresión:

$$P_{max} = m \cdot n \cdot \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{max} \cdot \cos(\varphi) \quad (\text{MW})$$

Siendo:

m: Número de circuitos.

n: Número de conductores por fase.

U: Tensión nominal compuesta de la línea (kV).

I_{max}: Intensidad máxima de corriente admisible del conductor (kA).

cos(φ): Factor de potencia de la carga receptora.

La potencia máxima de transporte, en función del factor de potencia, y limitada únicamente por la intensidad máxima admisible del conductor, es:

$$P_{max} = 1 \cdot 2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,716 \cdot 0,928 = 506,38 \text{ MVA}$$

Esta potencia es mayor que la potencia a transportar.

1.12 CAPACIDAD DE TRANSPORTE

Se ha calculado según la IEEE Standard 738-2023 la capacidad de transporte por circuito considerando el efecto de la radiación solar en las condiciones climáticas más desfavorables en verano y en invierno.

Los datos de partida para el cálculo son:

PARÁMETROS	VALOR
Conductor	337-AL1/44-ST1A (LA-380 GULL)
Resistencia eléctrica a 85°C (Ω/km)	0,055
Diámetro del conductor (m)	0,0254
Temperatura máxima del conductor (°C)	85
Emisividad el conductor	0,5
Coeficiente de absorción	0,5
Velocidad del viento (m/s)	0,6
Ángulo del viento (°)	45
Provincia	Guadalajara
Temperatura ambiente en verano (°C)	24
Radiación solar en verano (W/m²)	330
Temperatura ambiente en invierno (°C)	5
Radiación solar en invierno (W/m²)	110

 Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara	Memoria de Cálculos	DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001
Rev.: 01	Página 14 de 69	

Las temperaturas se han obtenido de la “Guía Resumida del Clima en España de 1981-2010”, del Ministerio de Obras Públicas y Transporte, edición 2012. Los datos de radiación se han obtenido del Atlas de Radiación Solar en España, de la AEMET.

- **Calor aportado por radiación:**

Para calcular la radiación solar sobre el cable se tiene en cuenta tanto la radiación directa como la difusa. Se calcula de la siguiente forma:

$$Q_S = \alpha \cdot S \cdot d_C$$

Donde:

α : Coeficiente de absorción del conductor.

S : Radiación global (W/m^2).

d_C : Diámetro del conductor (m).

Se obtiene:

En invierno:

$$Q_S = 0,5 \cdot 110 \cdot 0,0254 = 1,4 \text{ W/m}$$

En verano:

$$Q_S = 0,5 \cdot 330 \cdot 0,0254 = 4,19 \text{ W/m}$$

- **Calor cedido por radiación:**

La pérdida de calor por radiación se calcula de la siguiente manera:

$$P_R = \pi \cdot d_C \cdot \xi \cdot \sigma_B \cdot [(\theta + 273)^4 - (\theta_{amb} + 273)^4]$$

Siendo:

ξ : Emisividad del conductor.

σ_B : Constante de Stefan-Boltzman ($5,6704 \cdot 10^{-8} \text{ W}/\text{m}^2\text{K}^4$).

θ : Temperatura del conductor en régimen permanente ($^\circ\text{C}$).

θ_{amb} : Temperatura ambiente máxima en función de la época del año ($^\circ\text{C}$).

Los resultados son los siguientes:

En invierno:

$$P_R = \pi \cdot 0,0254 \cdot 5,6704 \cdot 10^{-8} \cdot 0,5 \cdot [(85 + 273)^4 - (5 + 273)^4] = 23,65 \text{ W/m}$$

En verano:

$$P_R = \pi \cdot 0,0254 \cdot 5,6704 \cdot 10^{-8} \cdot 0,5 \cdot [(85 + 273)^4 - (24 + 273)^4] = 19,56 \text{ W/m}$$

 <p>Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara</p>	<p>Memoria de Cálculos</p>	DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001						
		Rev.:	01	Página	15	de	69	

- **Calor cedido por convección:**

Se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$P_C = \pi \cdot \lambda_f \cdot (\theta - \theta_{amb}) \cdot N_u$$

Siendo:

λ_f : Conductividad térmica del aire en las proximidades del conductor.

θ : Temperatura del conductor en régimen permanente ($^{\circ}\text{C}$).

θ_{amb} : Temperatura ambiente máxima en función de la época del año ($^{\circ}\text{C}$).

N_u : Número de Nusselt

El número de Nusselt es función del número de Reynolds a través de la siguiente expresión:

$$N_{U\theta} = B_1 \cdot Re^{n_e} \cdot [0,42 + 0,58 \cdot \sin(\vartheta)]$$

El número de Reynolds se calcula de la siguiente forma:

$$Re = \frac{\rho_r \cdot v \cdot d_c}{\mu}$$

Donde:

d_c : Diámetro del conductor (m).

v : Velocidad del viento (m/s).

μ : Viscosidad dinámica del aire (P).

ρ_r : Densidad relativa del aire (kg/m^3).

B_1 y n son constantes que dependen de la rugosidad del conductor y el valor del número de Reynolds.

Superficie	Reynolds		B_1	n
	desde	hasta		
Todas las superficies	10^2	$2.65 \cdot 10^3$	0.641	0.471
$R_f \leq 0.05$	$> 2.65 \cdot 10^3$	$5 \cdot 10^4$	0.178	0.633
$R_f > 0.05$	$> 2.65 \cdot 10^3$	$5 \cdot 10^4$	0.048	0.800

La rugosidad se calcula de la siguiente forma:

$$R_f = \frac{d_a}{2 \cdot (d_c - d_a)} = \frac{0,00282}{2 \cdot (0,0254 - 0,00282)} = 0,0624$$

Donde:

d_c : Diámetro del conductor (m).

d_a : Diámetro del alambre exterior del conductor (m).

 Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara	Memoria de Cálculos	DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001
Rev.: 01	Página 16 de 69	

La viscosidad dinámica del aire se define como:

$$\mu = 1,32 \cdot 10^{-5} + 9,5 \cdot 10^{-8} \cdot \theta_f$$

Donde:

$$\theta_f = \frac{\theta - \theta_{amb}}{2}$$

Se obtiene:

En invierno:

$$\theta_f = \frac{85 - 5}{2} = 40^{\circ}C$$

$$\mu = 1,32 \cdot 10^{-5} + 9,5 \cdot 10^{-8} \cdot 40 = 1,70 \cdot 10^{-5}$$

En verano:

$$\theta_f = \frac{85 - 24}{2} = 30,5^{\circ}C$$

$$\mu = 1,32 \cdot 10^{-5} + 9,5 \cdot 10^{-8} \cdot 30,5 = 1,61 \cdot 10^{-5}$$

La densidad relativa del aire se calcula como:

$$\rho_r = e^{-1,16 \cdot 10^{-4} \cdot h} = e^{-1,16 \cdot 10^{-4} \cdot 850} = 0,90610$$

Donde:

h : Altura sobre el nivel del mar (m).

Y por tanto, el número de Reynolds será:

En invierno:

$$R_e = \frac{\rho_r \cdot v \cdot d_c}{\mu} = \frac{0,90610 \cdot 0,6 \cdot 0,0254}{1,70 \cdot 10^{-5}} = 857,70$$

En verano:

$$R_e = \frac{\rho_r \cdot v \cdot d_c}{\mu} = \frac{0,90610 \cdot 0,6 \cdot 0,0254}{1,61 \cdot 10^{-5}} = 812,30$$

Y en consecuencia, el número de Nusselt será:

$$N_{U\theta} = B_1 \cdot Re^{n_e} \cdot [0,42 + 0,58 \cdot \sin(\vartheta)]$$

Donde

ϑ es el ángulo de incidencia del viento respecto al conductor. En este caso se considera 45°

En invierno:

$$N_{U\theta} = 0,641 \cdot 857,70^{0,471} \cdot [0,42 + 0,58 \cdot \sin(45)] = 12,705$$

En verano:

$$N_{U\theta} = 0,641 \cdot 812,30^{0,471} \cdot [0,42 + 0,58 \cdot \sin(45)] = 13,035$$

 Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara	DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001
	Memoria de Cálculos
	Rev.: 01 Página 17 de 69

La conductividad térmica del aire se calcula como:

$$\lambda_f = 2,42 \cdot 10^{-2} + 7,4 \cdot 10^{-5} \cdot \theta_f$$

En invierno:

$$\lambda_f = 2,42 \cdot 10^{-2} + 7,4 \cdot 10^{-5} \cdot 40 = 0,02708$$

En verano:

$$\lambda_f = 2,42 \cdot 10^{-2} + 7,4 \cdot 10^{-5} \cdot 30,5 = 0,02639$$

La cantidad de calor evacuado por convección será:

En invierno:

$$P_C = \pi \cdot \lambda_f \cdot (\theta - \theta_{amb}) \cdot N_U = \pi \cdot 0,02708 \cdot (85 - 5) \cdot 12,705 = 86,47 \text{ W/m}$$

En verano:

$$P_C = \pi \cdot \lambda_f \cdot (\theta - \theta_{amb}) \cdot N_U = \pi \cdot 0,02639 \cdot (85 - 24) \cdot 13,034 = 65,94 \text{ W/m}$$

Con estos datos, se calcula la corriente máxima en cada época del año:

$$I = \sqrt{\frac{P_R + P_C - Q_S}{R_\theta}}$$

En invierno:

$$I = \sqrt{\frac{23,65 + 86,47 - 1,4}{0,055 \cdot 10^{-3}}} = 1405,96 \text{ A}$$

En verano:

$$I = \sqrt{\frac{19,56 + 65,94 - 4,19}{0,055 \cdot 10^{-3}}} = 1215,88 \text{ A}$$

Por último, la potencia máxima que puede transportar la línea en cada época es:

$$P_{max} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{max} \cdot \cos(\varphi) \text{ (MW)}$$

En invierno:

$$P_{max} = \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1,4059 \cdot 0,928 = 497,14 \text{ A}$$

En verano:

$$P_{max} = \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 1,2158 \cdot 0,928 = 429,92 \text{ A}$$

 Solaria Incosa <small>INVESTIGACIÓN Y CONTROL DE CALIDAD S.A.U.</small>	Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara	DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001
	Memoria de Cálculos	
	Rev.: 01 Página 18 de 69	

1.13 CAÍDA DE TENSIÓN

La caída de tensión por resistencia y reactancia de una línea viene dada por las siguientes fórmulas:

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

Donde:

- ΔU : Caída de tensión compuesta (V).
- I : Intensidad de la línea (A).
- R : Resistencia de la línea (0,055 Ω/km).
- X : Reactancia de la línea (0,305 Ω/km).
- φ : Ángulo de desfase.
- L : Longitud de la línea (km).
- X : Reactancia de la línea (Ω/km).

La caída de tensión en tanto por ciento de la tensión compuesta a 20°C se calcula de la siguiente forma:

$$\Delta U (\%) = \frac{P \cdot L}{10 \cdot U^2 \cdot \cos\varphi} \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi) =$$

Se obtienen los siguientes valores de caída de tensión, inferior al 5%:

- A temperatura de 20°C:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 452,47 \cdot (0,044 \cdot 0,928 + 0,305 \cdot 0,373) \cdot 1,53 = 185,22 V$$

$$\Delta U (\%) = \frac{160 \cdot 10^3 \cdot 1,53}{10 \cdot 220^2 \cdot 0,928} \cdot (0,044 \cdot 0,928 + 0,305 \cdot 0,373) = 0,0842 \%$$

- A temperatura de 85°C:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 452,47 \cdot (0,055 \cdot 0,928 + 0,305 \cdot 0,373) \cdot 1,53 = 198,12 V$$

$$\Delta U (\%) = \frac{160 \cdot 10^3 \cdot 1,53}{10 \cdot 220^2 \cdot 0,928} \cdot (0,055 \cdot 0,928 + 0,305 \cdot 0,373) = 0,0901 \%$$

1.14 PÉRDIDA DE POTENCIA

La pérdida de potencia que por el efecto Joule se produce en la línea, viene dada por la siguiente expresión:

$$\Delta P = 3 \cdot R \cdot I^2 \cdot L$$

Donde:

- ΔP : Pérdida de potencia (W).
- R : Resistencia de la línea (Ω/km).

 Solaria Incosa <small>INVESTIGACIÓN Y CONTROL DE CALIDAD S.A.U.</small>	Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara	DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001
	Memoria de Cálculos	
		Rev.: 01 Página 19 de 69

I: Intensidad de la línea (A).

L: Longitud de la línea (km).

La pérdida de potencia expresada en porcentaje resulta de la fórmula:

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

Por lo tanto, la potencia perdida es de:

- A temperatura de 20°C:

$$\Delta P = 3 \cdot 0,044 \cdot 452^2 \cdot 1,53 = 41,26 \text{ kW}$$

$$\Delta P(\%) = \frac{100 \cdot 0,044 \cdot 160}{220^2 \cdot 0,928^2} \cdot 1,53 = 0,0258\%$$

- A temperatura de 85°C:

$$\Delta P = 3 \cdot 0,055 \cdot 452^2 \cdot 1,53 = 52,24 \text{ kW}$$

$$\Delta P(\%) = \frac{100 \cdot 0,055 \cdot 160}{220^2 \cdot 0,928^2} \cdot 1,53 = 0,0327\%$$

1.15 EFECTO CORONA

El efecto corona viene condicionado por la rigidez dieléctrica del aire y el campo eléctrico creado en la superficie del conductor, produciéndose pérdidas de energía cuando el campo eléctrico en la superficie del conductor es tal que rebasa la correspondiente rigidez dieléctrica del aire.

A la tensión a que empieza a aparecer el fenómeno se llama tensión crítica disruptiva, que se calcula mediante la fórmula de Peek:

$$E_c = \frac{30}{\sqrt{2}} \cdot \sqrt{3} \cdot \delta \cdot m \cdot k \cdot \frac{RMG}{\beta} \cdot \ln \frac{DMG}{r}$$

Donde:

E_c: Tensión compuesta crítica disruptiva (kV).

k: Factor de lluvia, que para buen tiempo es igual a 1 y con mal tiempo o tormentoso es de 0,8.

m: Coeficiente de irregularidad de la superficie del conductor, que vale 1 para hilos rigurosamente circulares y de 0,87 a 0,83 para cables. Se ha tomado un valor intermedio de 0,85.

30: Rigidez dieléctrica del aire a 25°C y 710 mm. de columna de mercurio (kV/cm).

δ: Factor de corrección de la densidad del aire = 3,921 · h / (273 + T), en cuya expresión *h* es la presión atmosférica (cm Hg) y *T* la temperatura del aire (°C).

RMG: Radio medio geométrico (7,13 cm).

β: Factor que recoge la disposición de los conductores en haces (dúplex, tríplex...).

DMG: Distancia media geométrica entre fases (807 cm).

 <p>Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara</p>	<p>Memoria de Cálculos</p>	DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001						
		Rev.:	01	Página	20	de	69	

El valor de h se relaciona con la altitud sobre el nivel del mar según la fórmula de Halley:

$$\log h = \log 76 - \frac{Y}{18336}$$

Siendo Y la altura sobre el nivel del mar. Con un valor de Y=843m, se obtendrá h=68,36 cm de Hg.

A una temperatura de 24ºC (verano) y 5ºC (invierno), justificada anteriormente, y con una presión barométrica de 68,36 cm de Hg, el factor de corrección de la densidad del aire toma un valor de:

$$\delta = 0,906 \text{ (verano)}$$

$$\delta = 0,967 \text{ (invierno)}$$

Sustituyendo los valores en la expresión de tensión crítica disruptiva, se obtendrá:

Estación del año	E_c con $k=1$ (kV)	E_c con $k=0,8$ (kV)
Verano	339,87	271,89
Invierno	363,09	290,47

Los valores de la tensión crítica disruptiva son superiores al valor de la tensión más elevada de la línea, que para una línea de tensión nominal igual a 220 kV es de 245 kV (según se indica en el apartado 1.2 de la ITC-07 del RLEAT), por lo que NO existirá efecto corona y, por tanto, no habrá pérdidas debidas a este fenómeno.

2. CÁLCULO DE LA PUESTA A TIERRA DE LOS APOYOS

2.1 DIMENSIONAMIENTO CON RESPECTO A LA RESISTENCIA TÉRMICA

La toma de tierra estará formada por un anillo doble de varillas de acero de 16mm de diámetro, separados 0,4 metros entre sí.

Para el cálculo de la corriente máxima que puede circular por el sistema de puesta a tierra se utiliza la norma UNE 21192 "Cálculo de las intensidades de cortocircuito térmicamente admisibles" haciendo la hipótesis de calentamiento adiabático.

Sobre la temperatura final en régimen de cortocircuito, la tabla 6 de la norma EN 60865-1 recomienda las siguientes temperaturas máximas ante un cortocircuito para conductores desnudos, macizos o de hilos trenzados según su composición:

- Cobre, aluminio o aleación de aluminio: 200ºC
- Acero: 300ºC

Según la norma EN 50341-1, la corriente máxima se determina según la expresión siguiente:

$$I = A \cdot \sqrt{\frac{K}{\frac{t_f}{\ln \left(\frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta} \right)}}$$

Donde:

A: Sección del conductor (mm^2).

 Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara	DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001
	Memoria de Cálculos

Rev.: 01 Página 21 de 69

- I: Valor eficaz de la corriente (A).
- t_f : Duración de la corriente de falta (s). Se considera 0,5 segundos.
- K: Constante que depende del material del circuito de tierra por el que circula la corriente, en $A \cdot s^{1/2} / mm^2$, que tiene un valor de 226 para el cobre y de 78 para el acero.
- β : Inversa del coeficiente de temperatura de resistencia del componente que conduce la corriente a 0°C, que tiene un valor de 234,5 para el cobre y de 202 para acero.
- θ_i : Temperatura inicial (°C). Se considera 300°C.
- θ_f : Temperatura final (°C). Se considera 40°C.

Aplicando la fórmula anterior y con las consideraciones anteriores, la máxima corriente obtenida es:

$$I = 201 \cdot \frac{78}{\sqrt{\frac{0,5}{\ln\left(\frac{300+202}{40+202}\right)}}} = 18,94 \text{ kA}$$

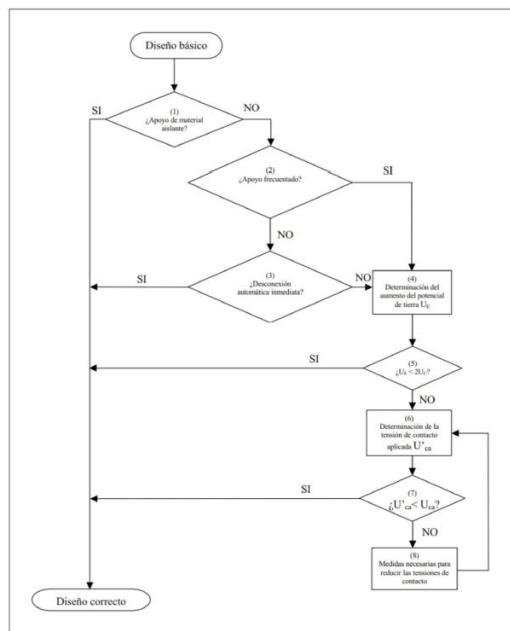
Este valor es mayor que la intensidad máxima esperada de 16,05 kA en la subestación Daganzo.

2.2 DIMENSIONAMIENTO CON RESPECTO A LA SEGURIDAD DE LAS PERSONAS

Los apoyos se conectarán a tierra teniendo presente lo especificado en el apartado 7 de la ITC-LAT- 07 del RLEAT, donde se establece la siguiente clasificación de los apoyos según su ubicación:

- Apoyos frecuentados: son los situados en lugares de acceso público y donde la presencia de personas ajenas a la instalación eléctrica es frecuente: donde se espere que las personas se queden durante tiempo relativamente largo, algunas horas al día durante varias semanas, o por un tiempo corto pero muchas veces al día, por ejemplo, cerca de áreas residenciales o campos de juego. Los lugares que sólo se ocupan ocasionalmente, como bosques, campo abierto, campos de labranza, etc., no están incluidos.
- Apoyos no frecuentados: son los situados en lugares que no son de acceso público o donde el acceso de personas es poco frecuente.

En el apartado 7.3.4.3 de la ITC-LAT 07 se muestra esquemáticamente los pasos que se deben tener en cuenta para establecer que el diseño del sistema de puesta a tierra satisface los requisitos de seguridad para las personas:

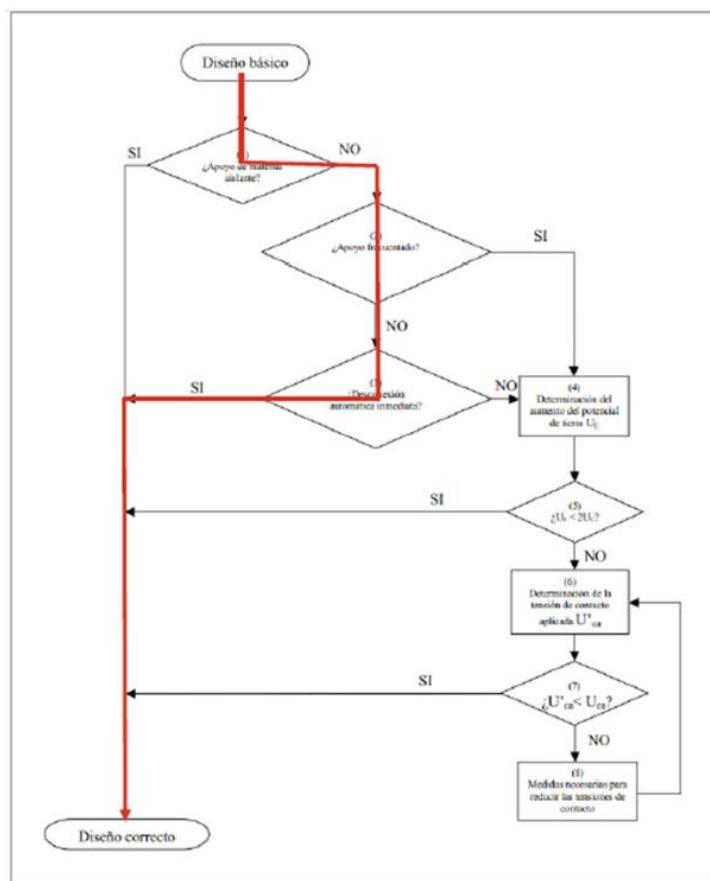


El diseño del sistema de puesta a tierra debe satisfacer, en función del tipo de apoyo, los siguientes requisitos:

Tipo de apoyo	Requisitos diseño P.A.T
Apoyo frecuentado	Actuación correcta de las protecciones Cumplir tensión de contacto admisible
Apoyo no frecuentado	Actuación correcta de las protecciones
Apoyo frecuentado con medidas adicionales de seguridad que impidan el contacto	Actuación correcta de las protecciones Cumplir tensión de paso admisible

2.2.1. Apoyos no frecuentados

Desde el punto de vista de las protecciones, se verifica un correcto diseño de puesta a tierra al considerarse despreciable la probabilidad de acceso y la coincidencia de un fallo simultáneo, ya que la apertura de protecciones se produce de modo prácticamente instantáneo (inferior a 1 segundo), según el documento de coordinación de protecciones asociado a las subestaciones que une la línea. En la siguiente imagen se muestra en modo resumen los pasos tomados para asegurar un buen diseño de la puesta a tierra:



El tiempo de desconexión automática en las líneas de categoría especial es inferior a 1 segundo, por lo que no será obligatorio garantizar, a 1 m de distancia del apoyo, valores de tensión de contacto inferiores a los valores admisibles indicados en el apartado 7.3.4.1 de la ITC-LAT 07, ya que se puede considerar despreciable la probabilidad de acceso y la coincidencia de un fallo simultáneo.

El sistema de puesta a tierra se considerará satisfactorio si la resistencia a puesta a tierra es suficientemente baja para garantizar la actuación de las protecciones en caso de defecto a tierra.

Como la línea cuenta con cable de tierra, el diseño de la puesta a tierra se considerará válido si el valor medio de puesta a tierra de los apoyos es inferior a 50 Ω.

2.2.2. Cálculo de la puesta a tierra de los apoyos

Para la puesta a tierra de los apoyos, se utilizará un anillo doble formado por conductores de acero descarbonizado de 16mm de diámetro, separados entre si 0,4m. Estará enterrado a una profundidad de 0,8 metros y el conductor más cercano al apoyo estará a una distancia de 1 metro medido a partir del borde de la zapata de la cimentación.

Para calcular la resistencia de puesta a tierra del anillo perimetral, se utiliza la siguiente expresión:

$$R_{anillo} = \frac{\rho}{L} \cdot \left(\ln\left(\frac{2L}{r}\right) - 1 \right)$$

Donde:

 Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara	Memoria de Cálculos	DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001					
		Rev.:	01	Página	24	de	69

ρ : Resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$).

L: Longitud del anillo (m).

r: Radio del conductor (0,008m).

Considerando el Estudio Geotécnico realizado, se obtienen los siguientes valores:

Nº Apoyo	Longitud anillo interior (m)	Longitud anillo exterior (m)	Resistividad a 0,8m	Resistencia PAT con anillo a 0,8m	Resistividad a 1,5m	Resistencia PAT con anillo a 1,5m
1	58.2	61.4	147*	10.59	-	-
2	48.2	51.4	147*	12.44	-	-
3	47.2	50.4	29.4	2.53	6.6	0.57
4	44.6	47.8	43.6	3.94	10.9	0.99
5	27	30.2	147	20.24	47.2	6.50
6	37.4	40.6	145	15.22	45.3	4.75

*No se disponen de datos sobre la resistividad del terreno para los apoyos nº 1 y 2. Se considera el mayor valor obtenido en el total de los apoyos estudiados.

Como el valor de resistencia de puesta a tierra de todos los apoyos es menor a 50Ω , se considera que se garantiza el correcto funcionamiento de las protecciones de la línea.

2.2.3. Apoyos frecuentados

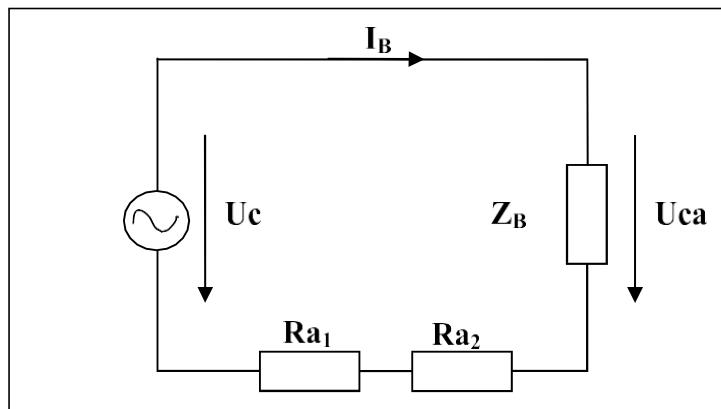
Los apoyos considerados frecuentados son el nº1 y el nº6.

Para los apoyos frecuentados se utilizará un anillo doble formado por conductores de acero descarbonizado de 16mm de diámetro, separados entre si 0,4m. Estará enterrado a una profundidad de 0,8 metros para el apoyo nº1 y 1,5 metros para el apoyo nº6, y el conductor más cercano al apoyo estará a una distancia de 1 metro medido a partir del borde de la zapata de la cimentación.

Para apoyos frecuentados, la instalación de puesta a tierra satisface las condiciones del RLAT si la tensión de puesta a tierra (U_E) es menor que dos veces la tensión de contacto admisible en la instalación (U_c):

$$U_E < 2U_c$$

Las máximas tensiones de contacto admisibles en la instalación (U_c) se determinan considerando todas las resistencias adicionales que intervienen en el circuito, tal y como se muestra en la siguiente figura:



Por lo que la expresión a emplear para determinar las máximas tensiones de contacto admisibles en la instalación (U_c) es la que se muestra a continuación:

$$U_c = U_{ca} \cdot \left[1 + \frac{R_{a1} + R_{a2}}{Z_B} \right] = U_{ca} \cdot \left[1 + \frac{R_{a1} + 1,5 p_s}{1000} \right]$$

Siendo:

U_{ca} : Tensión de contacto aplicada admisible (tensión a la que puede estar sometido el cuerpo humano entre una mano y los pies).

Z_B : Impedancia del cuerpo humano.

I_B : Corriente que fluye a través del cuerpo.

U_c : Tensión de contacto máxima admisible en la línea que garantiza la seguridad de las personas, considerando resistencias adicionales como la resistencia a tierra del punto de contacto, calzado, presencia de superficies de material aislante, ...

R_a : Resistencia adicional ($R_a = R_{a1} + R_{a2}$).

R_{a1} : Resistencia adicional del calzado.

R_{a2} : Resistencia equivalente paralelo a tierra del punto de contacto con el terreno de ambos pies ($R_{a2} = 1,5 p_s$, donde p_s es la resistividad superficial aparente del suelo cerca de la superficie).

Los valores de la tensión de contacto aplicada admisible (U_{ca}) a la que puede estar sometido el cuerpo humano entre la mano y los pies, en función de la duración de la corriente de falta, se da en la siguiente tabla:

Duración de la corriente de falta t_f (s)	Tensión de contacto aplicada admisible U_{ca} (V)
0,05	735
0,10	633
0,20	528
0,30	420
0,40	310
0,50	204
1,00	107
2,00	90
5,00	81
10,00	80
> 10,00	50

A partir de los valores admisibles de la tensión de contacto aplicada (U_{ca}) en función de la protección de la línea, y considerando la resistencia del calzado, se pueden determinar las tensiones de contacto admisibles en la instalación (U_c).

Si la tensión de puesta a tierra (U_E) es superior a dos veces la tensión de contacto admisible en la instalación (U_C), se procederá a comprobar que las tensiones de contacto calculadas (U_c') sean inferiores a las tensiones de contacto admisibles (U_c).

En caso de que tampoco se cumpla esta última condición, se recurrirá al empleo de medidas adicionales de seguridad que impidan el contacto con la torre metálica a fin de reducir el riesgo de las personas y los bienes. En esta situación, será necesario cumplir los valores máximos admisibles de las tensiones de paso.

La apertura de protecciones se produce de modo prácticamente instantáneo. En todo caso se establece un valor de 0,5 s de duración de la falta haciendo este cálculo más restrictivo dejando la instalación con mayor seguridad.

La tensión de paso admisible aplicada en la instalación es:

$$U_{pa} = 10U_{ca} = 10 \cdot 204 = 2040V$$

Para calcular la tensión de paso admisible (U_p) se aplica la siguiente expresión:

$$U_p = U_{pa} \cdot \left[1 + \frac{2 \cdot R_{a1} + 2 \cdot R_{a2}}{Z_B} \right]$$

En función del nivel de protección de la línea, de la resistencia del calzado y aplicando las fórmulas anteriores, las tensiones de paso admisibles en la instalación son:

Dado que no se espera encontrar personas descalzas, el valor de R_{a1} será de 2000 Ω como establece el Reglamento.

Se considera para ambos apoyos una resistividad superficial de 147 Ω·m, obteniéndose los siguientes valores:

 Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara	DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001
	Memoria de Cálculos

Rev.: 01 Página 27 de 69

$$U_p = 2040 \cdot \left[1 + \frac{2 \cdot 2000 + 2 \cdot 1,5 \cdot 147}{1000} \right] = 11099V$$

$$U_c = 204 \cdot \left[1 + \frac{2000 + 1,5 \cdot 147}{1000} \right] = 657V$$

Para calcular las tensiones que se producen en la toma de tierra de cada apoyo, se modela el anillo de tierra y el terreno con software especializado que realiza el cálculo por elementos finitos.

La toma de tierra estará compuesta por un anillo doble de varillas de acero descarbonizado de 16mm de diámetro alrededor de la cimentación, separada 1m de la zapata de la fundación y enterrado a 0,8m de profundidad. La separación entre los conductores del anillo es de 0,4m.

Valores calculados de elevación del potencial de tierra (U_E), tensión de contacto de la instalación (U_c') y tensión de paso de la instalación (U_p').

A partir de la corriente a tierra que circula por el apoyo más cercano a la falta (I_f) se calcula la elevación del potencial de tierra (U_E) y las tensiones de paso y contacto de la instalación (U_c' y U_p').

Para determinar las máximas intensidades de falta se parte, como caso más desfavorable, de la corriente de cortocircuito máxima de la subestación Daganzo: 16,05kA

La corriente a tierra durante una falta viene dada por:

$$I_E = r \cdot 3 \cdot I_0 = r \cdot I_f$$

Siendo:

I_0 : Corriente homopolar o de secuencia cero durante la falta (kA).

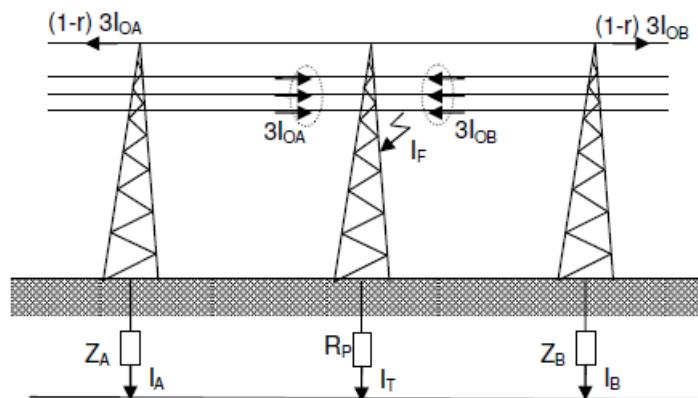
r: Factor de reducción por efecto inductivo de los cables de tierra.

El parámetro r es el factor de reducción por efecto inductivo debido a los cables de tierra. Viene determinado por la relación entre la corriente que contribuye a la elevación del potencial de la instalación de tierra (I_E) y la suma de las corrientes de secuencia cero del sistema trifásico hacia la falta ($3I_0$). Para la distribución de corriente equilibrada de una línea aérea, el factor de reducción de un cable de tierra puede ser calculado sobre la base de la impedancia propia del cable de tierra Z_{EW-E} y la impedancia mutua entre los conductores de fase y el cable de tierra Z_{ML-EW} .

$$r = 1 \frac{Z_{ML-EW}}{Z_{EW-E}}$$

En este tipo de líneas se considera un valor de r = 0,75.

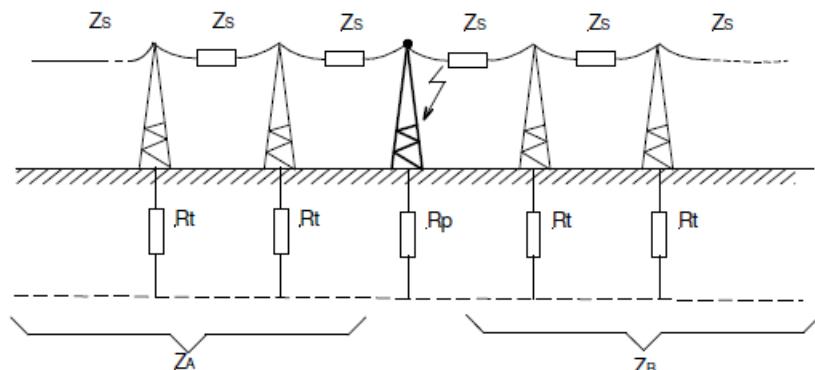
En la siguiente imagen se muestra la falta sobre un apoyo, el reparto de la corriente de falta conforme a las impedancias del sistema de tierras y la corriente por efecto inductivo sobre los cables de guarda.



La corriente a tierra resultante, I_E , se reparte entre el propio apoyo de la falta y los apoyos colindantes a ambos lados de la línea:

$$I_E = r \cdot 3 \cdot I_O = I_T + I_A + I_B$$

En caso de llevar cable de tierra, el valor de la impedancia de falta se calcula mediante el paralelo de las impedancias Z_E y R_P .



Z_E es la impedancia equivalente del sistema de puesta a tierra de la línea exceptuando la resistencia de puesta a tierra del apoyo que sufre la falta a tierra, y se calcula como el paralelo de las impedancias Z_A y Z_B .

$$Z_E = \frac{Z_A \cdot Z_B}{Z_A + Z_B}$$

El equivalente serie paralelo del conjunto de impedancias Z_S y R_t define las llamadas impedancias de cadena Z_A y Z_B :

$$Z_A = Z_B = \frac{1}{2} \cdot \left(Z_S + \sqrt{Z_S \cdot (4 \cdot R_t + Z_S)} \right)$$

Donde

Z_S : Impedancia media de los vanos de cable de tierra.

R_t : Resistencia media de tierra de los apoyos colindantes.

R_p : Resistencia de tierra del apoyo más cercano a la falta.

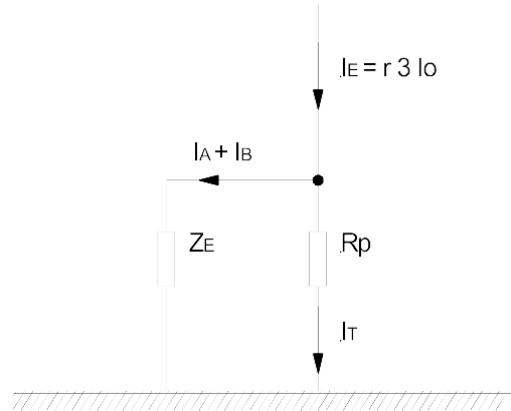
Z_A y Z_B : Impedancias de cadena.

Partiendo del lado de la seguridad, y considerando un valor de Z_S de 30Ω y $R_t = 100\Omega$, se obtienen los siguientes valores:

$$Z_A = Z_B = \frac{1}{2} \cdot \left(30 + \sqrt{30 \cdot (4 \cdot 100 + 30)} \right) = 71,8\Omega$$

$$Z_E = \frac{71,8 \cdot 71,8}{71,8 + 71,8} = 35,9\Omega$$

En el siguiente esquema se muestra la corriente a tierra que circula por el apoyo más cercano a la falta, I_T , que determina el aumento del potencial de tierra:



$$I_T = I_E \cdot \frac{Z_E}{R_p + Z_E}$$

Considerando 16,05kA (la corriente de cortocircuito máxima de la subestación Daganzo), la corriente que circula por el electrodo de puesta a tierra será:

Apoyo 1:

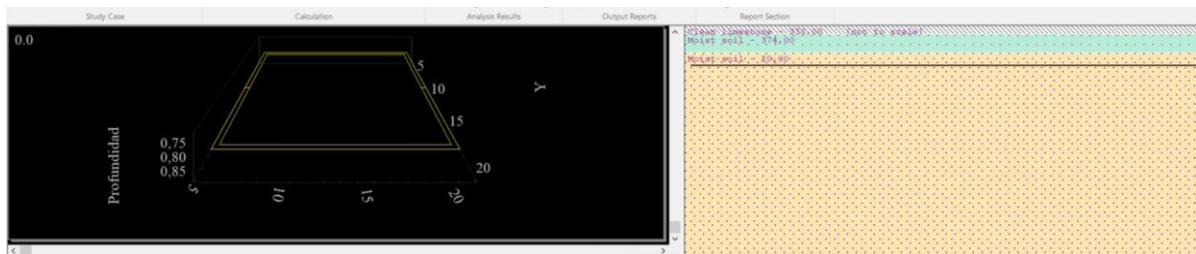
$$I_T = r \cdot I_f \cdot \frac{Z_E}{R_p + Z_E} = 0,75 \cdot 16,05 \cdot \frac{35,9}{10,59 + 35,9} = 9,30 \text{ kA}$$

Apoyo 6:

$$I_T = r \cdot I_f \cdot \frac{Z_E}{R_p + Z_E} = 0,75 \cdot 16,05 \cdot \frac{35,9}{15,22 + 35,9} = 8,45 \text{ kA}$$

Con esta corriente de defecto, se calculan las tensiones de paso y contacto por elementos finitos, obteniéndose los siguientes resultados:

Apoyo 1:



Apoyo 6:



Se debe cumplir:

$$U_E < 2U_c$$

Apoyo 1	Apoyo 6
$2609,9 < 2 * 657$	$3335,3 < 2 * 657$
NO CUMPLE	NO CUMPLE

Conseguir reducir estas tensiones implica un electrodo muy complejo de realizar y costoso económicamente, por lo que se recurrirá a medidas adicionales de seguridad mediante antiescalo aislante hasta una altura de 2,5 metros.

En caso de que las tensiones de contacto sean superiores a los valores máximos admisibles y se implementen medidas adicionales de seguridad para eliminar el riesgo de contacto, se debe cumplir:

$$U'_P < U_P$$

Apoyo 1	Apoyo 6
$1065,4 \text{ V} < 11099$	$1637,7 \text{ V} < 11099$
CUMPLE	CUMPLE

3. CÁLCULO DE LAS CADENAS DE AISLADORES

3.1 CÁLCULOS ELÉCTRICOS

Las cadenas de aislamiento estarán formadas por aisladores de silicona con alma de fibra de vidrio reforzada y resina Epoxi.

Las cadenas a instalar tienen las siguientes características:

PARÁMETROS	VALOR
Tipo	Compuesto
Material	Silicona
Línea de fuga (mm)	7.595
Tensión más elevada del sistema (kV)	245
Tensión soportada a impulso tipo rayo (kV)	≥1.050
Tensión soportada a frecuencia industrial (kV)	≥460
Peso (kg)	15
Carga de rotura (kN)	160

Considerando un nivel de contaminación III (fuerte), la línea de fuga mínima recomendada es de 25mm/kV.

Las cadenas constarán de un aislador, por lo que el nivel de aislamiento será:

$$7.595/245 = 31\text{mm/kV}$$

Por tanto, superior a los 25mm/kV reglamentarios.

De acuerdo al RD223/2008, para una línea de 245kV la tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial debe ser mayor a 460kV (valor eficaz), y la tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo mayor o igual a 1050 kv (valor cresta).

Según el fabricante, se cumplen con ambos valores.

3.2 CÁLCULOS MECÁNICOS

Según el punto 3.4 de la ITC-LAT 07, los aisladores, así como de los herrajes sometidos a tensión mecánica, deberán tener un coeficiente de seguridad no inferior a 3 respecto a su carga mínima de rotura.

La tensión máxima soportada por la cadena será de 3.226 daN.

La cadena de amarre tendrá una carga de rotura de 32.000 daN, por lo que el coeficiente de seguridad será:

$$C.S. = \frac{32.000}{3.226 \times 2} = 4,96 > 3$$

La cadena de suspensión tendrá una carga de rotura de 16.000 daN, ya que la máxima carga vertical que soporta será de 1396 daN:

 <p>Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara</p>	<p>Memoria de Cálculos</p>	DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001					
		Rev.:	01	Página	32	de	69

$$C.S. = \frac{16.000}{1.396} = 11,46 > 3$$

En el caso del conjunto de amarre para el cable de tierra, la carga de rotura será de 12.000 daN, ya que la tensión máxima soportada será de 2691 daN:

$$C.S. = \frac{12.000}{2.691} = 4,46 > 3$$

La carga de rotura mínima del conjunto de suspensión deberá ser de 12.000 daN, ya que la máxima carga vertical que soporta será de 1097 daN:

$$C.S. = \frac{12.000}{1.097} = 10,94$$

4. CÁLCULO MECÁNICO DE CONDUCTORES

4.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA LÍNEA

Las características principales de la línea se muestran en la siguiente tabla:

PARÁMETROS	VALOR
Sistema	Corriente Alterna Trifásica
Tensión de operación del sistema (kV)	220
Tensión más elevada de la red (kV)	245
Frecuencia asignada (Hz)	50
Nº de circuitos	1
Nº de conductores por fase	2 (Duplex)
Conductor	LA-380 GULL
Longitud (km)	1,53
Factor de potencia	0,928
Potencia a transportar (kW)	160.000

Las características del conductor de la línea aérea son las siguientes:

PARÁMETROS	VALOR
Denominación	337-AL1/44-ST1A (LA-380 GULL)
Material	Aluminio – Acero recubierto
Diámetro (mm)	25,38
Sección total (mm ²)	381,0
Peso (kg/m)	1,275
Carga de rotura (daN)	10.650
Módulo de elasticidad (daN/ mm ²)	6.900
Coeficiente de dilatación lineal (°C ⁻¹)	19,3·10 ⁻⁶
Resistencia eléctrica con cc a 20°C (Ω/km)	0,0857
Composición	54+7

 Solaria Incosa <small>INVESTIGACIÓN Y CONTROL DE CALIDAD S.A.U.</small>	Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara	DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001
	Memoria de Cálculos	
		Rev.: 01 Página 33 de 69

Las características del cable de fibra óptica de la línea aérea son las siguientes:

PARÁMETROS	VALOR
Denominación	OPGW 80L90z (8318)
Nº de fibras	144
Diámetro (mm)	18,0
Sección total (mm ²)	155,5
Peso (kg/m)	0,899
Carga de rotura (daN)	13.761
Módulo de elasticidad (daN/ mm ²)	11.928
Coeficiente de dilatación lineal (°C ⁻¹)	14,4·10 ⁻⁶
Corriente máxima de falta 2s (kA)	187,5

4.2 TRACCIÓN MÁXIMA ADMISIBLE

Según el apartado 3.2.1 de la ITC-LAT 07 del RLAT, la tracción máxima de los conductores y cable de tierra no será superior a su carga de rotura dividida por 2,5. La tracción máxima del conductor a lo largo de la línea tiene un valor de 3226 daN. La tracción máxima en el cable de tierra tiene un valor de 2691 daN.

El coeficiente de seguridad resultante para el conductor LA-380 es:

$$C_s = \frac{\text{Carga de rotura}}{\text{Tensión máxima}} = \frac{10718}{3226} = 3,3$$

El coeficiente de seguridad resultante para el cable OPGW es:

$$C_s = \frac{\text{Carga de rotura}}{\text{Tensión máxima}} = \frac{13485}{2691} = 5,0$$

De este modo, tanto para el conductor como para el cable de tierra la tracción máxima cumple con el coeficiente de seguridad mínimo de 2,5

4.3 HIPÓTESIS DE CÁLCULO

Las hipótesis de sobrecarga para el cálculo de las tensiones y flechas del conductor serán las definidas por el Reglamento de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión en su apartado 3.2 de la ITC-LAT 07, para zona B considerando una velocidad de viento máxima de 120 km/h.

4.3.1. Vano ideal de regulación

El comportamiento de la componente horizontal de la tensión del cable en un cantón de la línea se puede asemejar al comportamiento del mismo cable en un único vano, llamado vano ideal de regulación.

La longitud del vano ideal de regulación se determinará mediante la siguiente expresión:

$$a_r = k \cdot \sqrt{\frac{\sum a_i^3}{\sum \frac{a_i'^2}{a_i}}} \quad (m)$$

Siendo:

 Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara	Memoria de Cálculos	DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001
Rev.: 01	Página 34 de 69	

$$k = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{a'_i{}^3}{a_i^2}}{\sum_{i=1}^n \frac{a'_i{}^2}{a_i}}$$

$$a'_i = \sqrt{a_i^2 + b_i^2} \quad (m)$$

donde:

a_i: Longitud del vano i medido en la dirección longitudinal (m).

b_i: Desnivel del vano i medido en la dirección vertical (m).

4.3.2. Tensión mecánica

Partiendo de la tensión, temperatura y carga total correspondientes al valor de la tensión máxima adoptado se calcula, con la ayuda de la ecuación de cambio de condiciones, las tensiones respectivas a las hipótesis citadas en la ITC-LAT 07.

Dicha ecuación es:

$$T_2^2 \cdot \left[T_2 + \frac{A \cdot a^2 \cdot p_1^2}{T_1^2} + B \cdot (\theta_2 - \theta_1) - T_1 \right] = A \cdot a^2 \cdot p_2^2$$

siendo:

T₁: Tensión del cable en condiciones iniciales, en daN

q₁: Temperatura del cable en condiciones iniciales, en °C

p₁: Carga del cable en condiciones iniciales, en daN/m

T₂, q₂, p₂: Los mismos conceptos anteriores en condiciones finales

a: Vano de cálculo en m

A: (S·E)/24

B: S·E·α daN · °C⁻¹

4.3.3. Flecha

El cálculo de flechas se obtiene mediante la expresión:

$$f = \frac{T_0}{p_a} \cdot \left[\cosh \left(\frac{a \cdot p_a}{2 \cdot T_0} \right) - 1 \right] \quad (m)$$

siendo:

p_a: Peso aparente del cable (daN/m).

T₀: Componente horizontal de la tensión del cable correspondiente al vano de regulación (daN).

a: Longitud del vano (m).

Los valores de *p_a* y *T* de cada vano de regulación se obtienen en las siguientes hipótesis:

 Solaria Incosa <small>INVESTIGACIÓN Y CONTROL DE CALIDAD S.A.U.</small>	Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara	DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001
	Memoria de Cálculos	
		Rev.: 01 Página 35 de 69

Flecha máxima: aquella que resulte mayor de la comparación de las condiciones siguientes:

- Temperatura $\theta_2 = 85^\circ\text{C}$ sin sobrecarga
- Temperatura $\theta_2 = 15^\circ\text{C}$ y sobrecarga de viento
- Temperatura $\theta_2 = 0^\circ\text{C}$ y sobrecarga de hielo

Flecha mínima:

- Temperatura $\theta_2 = -15^\circ\text{C}$ sin sobrecarga

De ello se obtienen los parámetros de la catenaria de las curvas de replanteo correspondientes a la flecha máxima y mínima, respectivamente.

4.4 TABLA DE CÁLCULO MECÁNICO

Se indican a continuación las tablas de cálculo mecánico del conductor y del cable OPGW, correspondientes a las hipótesis de cálculo.

 Solaria Incosa <small>INVESTIGACIÓN Y CONTROL DE CALIDAD S.A.U.</small>	Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara	DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001
	Memoria de Cálculos	
	Rev.: 01 Página 36 de 69	

4.4.1. Tabla de cálculo mecánico de conductor en condición Inicial

Ap. Inicial	Ap. Final	Vano reg. (m)	Tense (daN)									C.S.
			-10°C+V (140 km/h)	-15°C+Hielo	-15°C+Hielo+V (60km/h)	Fmax 15°C + V (120km/h)	Fmax 85°C	Fmax 0°C + Hielo	Fmin -15°C	EDS 15°C	Tense máximo (daN)	
PORTICO	Ap. 1	25.9	328	359	369	213	108	294	230	153	369	28.86
Ap. 1	Ap. 2	471.6	3013	3075	3168	2484	1634	3009	1913	1817	3168	3.36
Ap. 2	Ap. 4	345.6	3026	3099	3182	2468	1547	2989	2033	1850	3182	3.35
Ap. 4	Ap. 5	200.0	3053	3157	3211	2418	1310	2927	2449	1954	3211	3.32
Ap. 5	Ap. 6	177.7	3066	3178	3226	2410	1252	2920	2571	1991	3226	3.30

4.4.2. Tabla de cálculo mecánico de conductor en condición Creep

Ap. Inicial	Ap. Final	Vano reg. (m)	Tense (daN)									C.S.
			-10°C+V (140 km/h)	-15°C+Hielo	-15°C+Hielo+V (60km/h)	Fmax 15°C + V (120km/h)	Fmax 85°C	Fmax 0°C + Hielo	Fmin -15°C	EDS 15°C	Tense máximo (daN)	
PORTICO	Ap. 1	25.9	324	356	367	207	108	289	220	148	367	29.02
Ap. 1	Ap. 2	471.6	2937	3003	3100	2393	1553	2931	1818	1725	3100	3.44
Ap. 2	Ap. 4	345.6	2904	2985	3074	2321	1427	2864	1860	1694	3074	3.46
Ap. 4	Ap. 5	200.0	2826	2950	3021	2123	1133	2687	2044	1606	3021	3.53
Ap. 5	Ap. 6	177.7	2818	2954	3019	2076	1075	2649	2120	1587	3019	3.53

 Solaria Incosa <small>INVESTIGACIÓN Y CONTROL DE CALIDAD S.A.U.</small>	Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara	DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001							
	Memoria de Cálculos								
	Rev.:	01	Página	37	de	69			

4.4.3. Tabla de cálculo mecánico del cable OPGW en condición Inicial

Ap. Inicial	Ap. Final	Vano reg. (m)	Tense (daN)									C.S.
			-10°C+V (140 km/h)	-15°C+Hielo	-15°C+Hielo+V (60km/h)	Fmax 15°C + V (120km/h)	Fmax 85°C	Fmax 0°C + Hielo	Fmin -15°C	EDS 15°C	Tense máximo (daN)	
PORTICO	Ap. 1	25.9	340	407	419	185	75	294	284	133	419	32.18
Ap. 1	Ap. 2	471.6	2355	2554	2652	1934	1255	2494	1488	1406	2652	5.08
Ap. 2	Ap. 4	345.6	2384	2576	2662	1936	1194	2478	1609	1450	2662	5.07
Ap. 4	Ap. 5	200.0	2454	2627	2682	1938	1030	2432	2024	1590	2682	5.03
Ap. 5	Ap. 6	177.7	2476	2642	2691	1941	990	2424	2132	1633	2691	5.01

4.4.4. Tabla de cálculo mecánico del cable OPGW en condición Creep

Ap. Inicial	Ap. Final	Vano reg. (m)	Tense (daN)									C.S.
			-10°C+V (140 km/h)	-15°C+Hielo	-15°C+Hielo+V (60km/h)	Fmax 15°C + V (120km/h)	Fmax 85°C	Fmax 0°C + Hielo	Fmin -15°C	EDS 15°C	Tense máximo (daN)	
PORTICO	Ap. 1	25.9	323	386	397	179	74	282	260	129	397	33.97
Ap. 1	Ap. 2	471.6	2305	2501	2598	1892	1231	2445	1450	1373	2598	5.19
Ap. 2	Ap. 4	345.6	2299	2487	2574	1867	1157	2398	1532	1389	2574	5.24
Ap. 4	Ap. 5	200.0	2277	2446	2503	1789	966	2270	1804	1435	2503	5.39
Ap. 5	Ap. 6	177.7	2274	2439	2491	1773	921	2244	1879	1450	2491	5.41

 Solaria Incosa <small>INVESTIGACIÓN Y CONTROL DE CALIDAD S.A.U.</small>	Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara	DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001
	Memoria de Cálculos	
	Rev.: 01 Página 38 de 69	

5. TABLAS DE TENDIDO

Las tablas de tendido indican las flechas con las que debe ser instalado el cable en función de la temperatura y sin actuar ninguna sobrecarga.

5.1.1. Tabla de tendido del conductor en condición Inicial

Cantón Nº	Vano Regulación (m)	TENSE (daN) 0°C	TENSE (daN) 5°C	TENSE (daN) 10°C	TENSE (daN) 15°C	TENSE (daN) 20°C	TENSE (daN) 25°C	TENSE (daN) 30°C	TENSE (daN) 35°C	TENSE (daN) 40°C	TENSE (daN) 45°C	TENSE (daN) 50°C	
1		179	168	159	152	146	140	135	131	126	124	121	
Apoyos del Vano	Longitud del vano	FLECHA (m) 0°C	FLECHA (m) 5°C	FLECHA (m) 10°C	FLECHA (m) 15°C	FLECHA (m) 20°C	FLECHA (m) 25°C	FLECHA (m) 30°C	FLECHA (m) 35°C	FLECHA (m) 40°C	FLECHA (m) 45°C	FLECHA (m) 50°C	Desnivel (m)
Pórtico-1	25,9	0,87	0,92	0,97	1,02	1,06	1,11	1,15	1,18	1,23	1,25	1,28	27,58

Cantón Nº	Vano Regulación (m)	TENSE (daN) 0°C	TENSE (daN) 5°C	TENSE (daN) 10°C	TENSE (daN) 15°C	TENSE (daN) 20°C	TENSE (daN) 25°C	TENSE (daN) 30°C	TENSE (daN) 35°C	TENSE (daN) 40°C	TENSE (daN) 45°C	TENSE (daN) 50°C	
2		1863	1847	1832	1817	1802	1787	1773	1759	1746	1732	1719	
Apoyos del Vano	Longitud del vano	FLECHA (m) 0°C	FLECHA (m) 5°C	FLECHA (m) 10°C	FLECHA (m) 15°C	FLECHA (m) 20°C	FLECHA (m) 25°C	FLECHA (m) 30°C	FLECHA (m) 35°C	FLECHA (m) 40°C	FLECHA (m) 45°C	FLECHA (m) 50°C	Desnivel (m)
1-2	471,6	19,00	19,17	19,33	19,49	19,66	19,82	19,98	20,13	20,29	20,45	20,61	17,24

Cantón Nº	Vano Regulación (m)	TENSE (daN) 0°C	TENSE (daN) 5°C	TENSE (daN) 10°C	TENSE (daN) 15°C	TENSE (daN) 20°C	TENSE (daN) 25°C	TENSE (daN) 30°C	TENSE (daN) 35°C	TENSE (daN) 40°C	TENSE (daN) 45°C	TENSE (daN) 50°C	
3	345,8	1936	1906	1878	1850	1823	1797	1772	1748	1725	1702	1681	
Apoyos del Vano	Longitud del vano	FLECHA (m) 0°C	FLECHA (m) 5°C	FLECHA (m) 10°C	FLECHA (m) 15°C	FLECHA (m) 20°C	FLECHA (m) 25°C	FLECHA (m) 30°C	FLECHA (m) 35°C	FLECHA (m) 40°C	FLECHA (m) 45°C	FLECHA (m) 50°C	Desnivel (m)
2-3	376,3	11,64	11,82	12,00	12,18	12,36	12,54	12,72	12,90	13,07	13,24	13,41	-18,62
3-4	304,4	7,61	7,73	7,84	7,96	8,08	8,20	8,31	8,43	8,54	8,65	8,77	-6,27

Cantón Nº	Vano Regulación (m)	TENSE (daN) 0°C	TENSE (daN) 5°C	TENSE (daN) 10°C	TENSE (daN) 15°C	TENSE (daN) 20°C	TENSE (daN) 25°C	TENSE (daN) 30°C	TENSE (daN) 35°C	TENSE (daN) 40°C	TENSE (daN) 45°C	TENSE (daN) 50°C	
4	200,0	2182	2101	2025	1954	1887	1824	1765	1709	1657	1608	1562	
Apoyos del Vano	Longitud del vano	FLECHA (m) 0°C	FLECHA (m) 5°C	FLECHA (m) 10°C	FLECHA (m) 15°C	FLECHA (m) 20°C	FLECHA (m) 25°C	FLECHA (m) 30°C	FLECHA (m) 35°C	FLECHA (m) 40°C	FLECHA (m) 45°C	FLECHA (m) 50°C	Desnivel (m)
4-5	200,0	2,92	3,03	3,14	3,26	3,37	3,49	3,60	3,72	3,84	3,96	4,07	9,48

 Solaria Incosa <small>INVESTIGACIÓN Y CONTROL DE CALIDAD S.A.U.</small>	Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara						DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001											
	Memoria de Cálculos																	
	Rev.:	01	Página	40	de	69												

Cantón Nº	Vano Regulación (m)	TENSE (daN) 0°C	TENSE (daN) 5°C	TENSE (daN) 10°C	TENSE (daN) 15°C	TENSE (daN) 20°C	TENSE (daN) 25°C	TENSE (daN) 30°C	TENSE (daN) 35°C	TENSE (daN) 40°C	TENSE (daN) 45°C	TENSE (daN) 50°C	
5	177,7	2259	2164	2075	1991	1912	1837	1767	1703	1643	1586	1534	
Apoyos del Vano	Longitud del vano	FLECHA (m) 0°C	FLECHA (m) 5°C	FLECHA (m) 10°C	FLECHA (m) 15°C	FLECHA (m) 20°C	FLECHA (m) 25°C	FLECHA (m) 30°C	FLECHA (m) 35°C	FLECHA (m) 40°C	FLECHA (m) 45°C	FLECHA (m) 50°C	Desnivel (m)
5-6	177,7	2,22	2,32	2,42	2,52	2,62	2,73	2,84	2,94	3,05	3,16	3,27	0,93

5.1.2. Tabla de tendido del conductor después de Creep

Cantón Nº	Vano Regulación (m)	TENSE (daN) 0°C	TENSE (daN) 5°C	TENSE (daN) 10°C	TENSE (daN) 15°C	TENSE (daN) 20°C	TENSE (daN) 25°C	TENSE (daN) 30°C	TENSE (daN) 35°C	TENSE (daN) 40°C	TENSE (daN) 45°C	TENSE (daN) 50°C	
1	25,9	173	163	155	148	142	136	132	129	127	124	122	
Apoyos del Vano	Longitud del vano	FLECHA (m) 0°C	FLECHA (m) 5°C	FLECHA (m) 10°C	FLECHA (m) 15°C	FLECHA (m) 20°C	FLECHA (m) 25°C	FLECHA (m) 30°C	FLECHA (m) 35°C	FLECHA (m) 40°C	FLECHA (m) 45°C	FLECHA (m) 50°C	Desnivel (m)
Pórtico-1	25,9	0,90	0,95	1,00	1,05	1,10	1,14	1,18	1,20	1,23	1,25	1,28	27,58

Cantón Nº	Vano Regulación (m)	TENSE (daN) 0°C	TENSE (daN) 5°C	TENSE (daN) 10°C	TENSE (daN) 15°C	TENSE (daN) 20°C	TENSE (daN) 25°C	TENSE (daN) 30°C	TENSE (daN) 35°C	TENSE (daN) 40°C	TENSE (daN) 45°C	TENSE (daN) 50°C	
2	471,6	1770	1755	1740	1725	1711	1697	1684	1671	1658	1645	1632	
Apoyos del Vano	Longitud del vano	FLECHA (m) 0°C	FLECHA (m) 5°C	FLECHA (m) 10°C	FLECHA (m) 15°C	FLECHA (m) 20°C	FLECHA (m) 25°C	FLECHA (m) 30°C	FLECHA (m) 35°C	FLECHA (m) 40°C	FLECHA (m) 45°C	FLECHA (m) 50°C	Desnivel (m)
1-2	471,6	20,01	20,19	20,36	20,53	20,70	20,87	21,04	21,21	21,37	21,54	21,71	17,24

Cantón Nº	Vano Regulación (m)	TENSE (daN) 0°C	TENSE (daN) 5°C	TENSE (daN) 10°C	TENSE (daN) 15°C	TENSE (daN) 20°C	TENSE (daN) 25°C	TENSE (daN) 30°C	TENSE (daN) 35°C	TENSE (daN) 40°C	TENSE (daN) 45°C	TENSE (daN) 50°C	
3	345,8	1771	1744	1719	1694	1670	1647	1625	1604	1583	1563	1544	
Apoyos del Vano	Longitud del vano	FLECHA (m) 0°C	FLECHA (m) 5°C	FLECHA (m) 10°C	FLECHA (m) 15°C	FLECHA (m) 20°C	FLECHA (m) 25°C	FLECHA (m) 30°C	FLECHA (m) 35°C	FLECHA (m) 40°C	FLECHA (m) 45°C	FLECHA (m) 50°C	Desnivel (m)
2-3	376,3	12,73	12,92	13,12	13,31	13,50	13,69	13,87	14,06	14,24	14,43	14,60	-18,62
3-4	304,4	8,32	8,45	8,57	8,70	8,82	8,94	9,07	9,19	9,31	9,43	9,54	-6,27

Cantón Nº	Vano Regulación (m)	TENSE (daN) 0°C	TENSE (daN) 5°C	TENSE (daN) 10°C	TENSE (daN) 15°C	TENSE (daN) 20°C	TENSE (daN) 25°C	TENSE (daN) 30°C	TENSE (daN) 35°C	TENSE (daN) 40°C	TENSE (daN) 45°C	TENSE (daN) 50°C	
4	200,0	1795	1726	1663	1606	1553	1505	1459	1417	1379	1343	1309	
Apoyos del Vano	Longitud del vano	FLECHA (m) 0°C	FLECHA (m) 5°C	FLECHA (m) 10°C	FLECHA (m) 15°C	FLECHA (m) 20°C	FLECHA (m) 25°C	FLECHA (m) 30°C	FLECHA (m) 35°C	FLECHA (m) 40°C	FLECHA (m) 45°C	FLECHA (m) 50°C	Desnivel (m)
4-5	200,0	3,54	3,69	3,83	3,96	4,10	4,23	4,36	4,49	4,62	4,74	4,86	9,48

Cantón Nº	Vano Regulación (m)	TENSE (daN) 0°C	TENSE (daN) 5°C	TENSE (daN) 10°C	TENSE (daN) 15°C	TENSE (daN) 20°C	TENSE (daN) 25°C	TENSE (daN) 30°C	TENSE (daN) 35°C	TENSE (daN) 40°C	TENSE (daN) 45°C	TENSE (daN) 50°C	
5	177,7	1813	1730	1655	1587	1526	1470	1418	1371	1328	1288	1251	
Apoyos del Vano	Longitud del vano	FLECHA (m) 0°C	FLECHA (m) 5°C	FLECHA (m) 10°C	FLECHA (m) 15°C	FLECHA (m) 20°C	FLECHA (m) 25°C	FLECHA (m) 30°C	FLECHA (m) 35°C	FLECHA (m) 40°C	FLECHA (m) 45°C	FLECHA (m) 50°C	Desnivel (m)
5-6	177,7	2,77	2,90	3,03	3,16	3,29	3,41	3,54	3,66	3,78	3,89	4,01	0,93

 Solaria Incosa <small>INVESTIGACIÓN Y CONTROL DE CALIDAD S.A.U.</small>	Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara						DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001											
	Memoria de Cálculos																	
	Rev.:	01	Página	43	de	69												

5.1.3. Tabla de tendido del cable OPGW en condición Inicial

Cantón Nº	Vano Regulación (m)	TENSE (daN) 0°C	TENSE (daN) 5°C	TENSE (daN) 10°C	TENSE (daN) 15°C	TENSE (daN) 20°C	TENSE (daN) 25°C	TENSE (daN) 30°C	TENSE (daN) 35°C	TENSE (daN) 40°C	TENSE (daN) 45°C	TENSE (daN) 50°C	
1	25,9	176	158	144	133	124	117	110	105	100	96	92	
Apoyos del Vano	Longitud del vano	FLECHA (m) 0°C	FLECHA (m) 5°C	FLECHA (m) 10°C	FLECHA (m) 15°C	FLECHA (m) 20°C	FLECHA (m) 25°C	FLECHA (m) 30°C	FLECHA (m) 35°C	FLECHA (m) 40°C	FLECHA (m) 45°C	FLECHA (m) 50°C	Desnivel (m)
Pórtico-1	25,9	0,69	0,77	0,84	0,91	0,98	1,04	1,10	1,16	1,21	1,26	1,32	33,98

Cantón Nº	Vano Regulación (m)	TENSE (daN) 0°C	TENSE (daN) 5°C	TENSE (daN) 10°C	TENSE (daN) 15°C	TENSE (daN) 20°C	TENSE (daN) 25°C	TENSE (daN) 30°C	TENSE (daN) 35°C	TENSE (daN) 40°C	TENSE (daN) 45°C	TENSE (daN) 50°C	
2	471,6	1445	1432	1419	1406	1393	1381	1370	1358	1347	1335	1325	
Apoyos del Vano	Longitud del vano	FLECHA (m) 0°C	FLECHA (m) 5°C	FLECHA (m) 10°C	FLECHA (m) 15°C	FLECHA (m) 20°C	FLECHA (m) 25°C	FLECHA (m) 30°C	FLECHA (m) 35°C	FLECHA (m) 40°C	FLECHA (m) 45°C	FLECHA (m) 50°C	Desnivel (m)
1-2	471,6	16,98	17,14	17,30	17,46	17,62	17,77	17,93	18,08	18,23	18,39	18,54	15,54

Cantón Nº	Vano Regulación (m)	TENSE (daN) 0°C	TENSE (daN) 5°C	TENSE (daN) 10°C	TENSE (daN) 15°C	TENSE (daN) 20°C	TENSE (daN) 25°C	TENSE (daN) 30°C	TENSE (daN) 35°C	TENSE (daN) 40°C	TENSE (daN) 45°C	TENSE (daN) 50°C	
3	345,6	1524	1498	1474	1450	1427	1405	1383	1363	1344	1325	1306	
Apoyos del Vano	Longitud del vano	FLECHA (m) 0°C	FLECHA (m) 5°C	FLECHA (m) 10°C	FLECHA (m) 15°C	FLECHA (m) 20°C	FLECHA (m) 25°C	FLECHA (m) 30°C	FLECHA (m) 35°C	FLECHA (m) 40°C	FLECHA (m) 45°C	FLECHA (m) 50°C	Desnivel (m)
2-3	376,3	10,25	10,42	10,60	10,77	10,95	11,12	11,29	11,46	11,63	11,79	11,96	-15,59
3-4	303,9	6,68	6,80	6,91	7,02	7,14	7,25	7,36	7,47	7,58	7,69	7,80	-9,30

Cantón Nº	Vano Regulación (m)	TENSE (daN) 0°C	TENSE (daN) 5°C	TENSE (daN) 10°C	TENSE (daN) 15°C	TENSE (daN) 20°C	TENSE (daN) 25°C	TENSE (daN) 30°C	TENSE (daN) 35°C	TENSE (daN) 40°C	TENSE (daN) 45°C	TENSE (daN) 50°C	
4	199,5	1790	1720	1652	1590	1531	1476	1424	1376	1331	1288	1248	
Apoyos del Vano	Longitud del vano	FLECHA (m) 0°C	FLECHA (m) 5°C	FLECHA (m) 10°C	FLECHA (m) 15°C	FLECHA (m) 20°C	FLECHA (m) 25°C	FLECHA (m) 30°C	FLECHA (m) 35°C	FLECHA (m) 40°C	FLECHA (m) 45°C	FLECHA (m) 50°C	Desnivel (m)
4-5	199,5	2,45	2,55	2,66	2,76	2,87	2,97	3,08	3,19	3,30	3,41	3,52	7,88

 Solaria Incosa <small>INVESTIGACIÓN Y CONTROL DE CALIDAD S.A.U.</small>	Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara						DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001											
	Memoria de Cálculos																	
	Rev.:	01	Página	45	de	69												

Cantón Nº	Vano Regulación (m)	TENSE (daN) 0°C	TENSE (daN) 5°C	TENSE (daN) 10°C	TENSE (daN) 15°C	TENSE (daN) 20°C	TENSE (daN) 25°C	TENSE (daN) 30°C	TENSE (daN) 35°C	TENSE (daN) 40°C	TENSE (daN) 45°C	TENSE (daN) 50°C	
5		1864	1783	1706	1633	1564	1499	1438	1382	1330	1280	1235	
Apoyos del Vano	Longitud del vano	FLECHA (m) 0°C	FLECHA (m) 5°C	FLECHA (m) 10°C	FLECHA (m) 15°C	FLECHA (m) 20°C	FLECHA (m) 25°C	FLECHA (m) 30°C	FLECHA (m) 35°C	FLECHA (m) 40°C	FLECHA (m) 45°C	FLECHA (m) 50°C	Desnivel (m)
5-6	177,7	1,87	1,95	2,04	2,13	2,22	2,32	2,42	2,52	2,62	2,72	2,82	-0,17

5.1.4. Tabla de tendido del cable OPGW después de Creep

Cantón Nº	Vano Regulación (m)	TENSE (daN) 0°C	TENSE (daN) 5°C	TENSE (daN) 10°C	TENSE (daN) 15°C	TENSE (daN) 20°C	TENSE (daN) 25°C	TENSE (daN) 30°C	TENSE (daN) 35°C	TENSE (daN) 40°C	TENSE (daN) 45°C	TENSE (daN) 50°C	
1		168	152	139	129	121	114	108	103	98	94	91	
Apoyos del Vano	Longitud del vano	FLECHA (m) 0°C	FLECHA (m) 5°C	FLECHA (m) 10°C	FLECHA (m) 15°C	FLECHA (m) 20°C	FLECHA (m) 25°C	FLECHA (m) 30°C	FLECHA (m) 35°C	FLECHA (m) 40°C	FLECHA (m) 45°C	FLECHA (m) 50°C	Desnivel (m)
Pórtico-1	25,9	0,73	0,80	0,88	0,94	1,01	1,07	1,13	1,18	1,24	1,29	1,34	33,98

 Solaria Incosa <small>INVESTIGACIÓN Y CONTROL DE CALIDAD S.A.U.</small>	Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara						DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001											
	Memoria de Cálculos																	
	Rev.:	01	Página	46	de	69												

Cantón Nº	Vano Regulación (m)	TENSE (daN) 0°C	TENSE (daN) 5°C	TENSE (daN) 10°C	TENSE (daN) 15°C	TENSE (daN) 20°C	TENSE (daN) 25°C	TENSE (daN) 30°C	TENSE (daN) 35°C	TENSE (daN) 40°C	TENSE (daN) 45°C	TENSE (daN) 50°C	
2		1410	1397	1385	1373	1361	1350	1339	1328	1317	1307	1296	
Apoyos del Vano	Longitud del vano	FLECHA (m) 0°C	FLECHA (m) 5°C	FLECHA (m) 10°C	FLECHA (m) 15°C	FLECHA (m) 20°C	FLECHA (m) 25°C	FLECHA (m) 30°C	FLECHA (m) 35°C	FLECHA (m) 40°C	FLECHA (m) 45°C	FLECHA (m) 50°C	Desnivel (m)
1-2	471,6	17,41	17,57	17,73	17,88	18,03	18,19	18,34	18,49	18,64	18,79	18,94	15,54

Cantón Nº	Vano Regulación (m)	TENSE (daN) 0°C	TENSE (daN) 5°C	TENSE (daN) 10°C	TENSE (daN) 15°C	TENSE (daN) 20°C	TENSE (daN) 25°C	TENSE (daN) 30°C	TENSE (daN) 35°C	TENSE (daN) 40°C	TENSE (daN) 45°C	TENSE (daN) 50°C	
3		1456	1433	1411	1389	1369	1349	1330	1311	1293	1276	1260	
Apoyos del Vano	Longitud del vano	FLECHA (m) 0°C	FLECHA (m) 5°C	FLECHA (m) 10°C	FLECHA (m) 15°C	FLECHA (m) 20°C	FLECHA (m) 25°C	FLECHA (m) 30°C	FLECHA (m) 35°C	FLECHA (m) 40°C	FLECHA (m) 45°C	FLECHA (m) 50°C	Desnivel (m)
2-3	376,3	10,73	10,90	11,07	11,24	11,41	11,58	11,75	11,91	12,08	12,24	12,40	-15,59
3-4	303,9	6,99	7,10	7,22	7,33	7,44	7,55	7,66	7,77	7,87	7,98	8,08	-9,30

Cantón Nº	Vano Regulación (m)	TENSE (daN) 0°C	TENSE (daN) 5°C	TENSE (daN) 10°C	TENSE (daN) 15°C	TENSE (daN) 20°C	TENSE (daN) 25°C	TENSE (daN) 30°C	TENSE (daN) 35°C	TENSE (daN) 40°C	TENSE (daN) 45°C	TENSE (daN) 50°C	
4	199,5	1603	1544	1488	1435	1386	1339	1297	1257	1219	1183	1150	
Apoyos del Vano	Longitud del vano	FLECHA (m) 0°C	FLECHA (m) 5°C	FLECHA (m) 10°C	FLECHA (m) 15°C	FLECHA (m) 20°C	FLECHA (m) 25°C	FLECHA (m) 30°C	FLECHA (m) 35°C	FLECHA (m) 40°C	FLECHA (m) 45°C	FLECHA (m) 50°C	Desnivel (m)
4-5	199,5	2,74	2,84	2,95	3,06	3,17	3,28	3,38	3,49	3,60	3,71	3,81	7,88

Cantón Nº	Vano Regulación (m)	TENSE (daN) 0°C	TENSE (daN) 5°C	TENSE (daN) 10°C	TENSE (daN) 15°C	TENSE (daN) 20°C	TENSE (daN) 25°C	TENSE (daN) 30°C	TENSE (daN) 35°C	TENSE (daN) 40°C	TENSE (daN) 45°C	TENSE (daN) 50°C	
5	177,7	1645	1575	1511	1450	1393	1339	1290	1244	1201	1160	1123	
Apoyos del Vano	Longitud del vano	FLECHA (m) 0°C	FLECHA (m) 5°C	FLECHA (m) 10°C	FLECHA (m) 15°C	FLECHA (m) 20°C	FLECHA (m) 25°C	FLECHA (m) 30°C	FLECHA (m) 35°C	FLECHA (m) 40°C	FLECHA (m) 45°C	FLECHA (m) 50°C	Desnivel (m)
5-6	177,7	2,11	2,21	2,30	2,40	2,50	2,60	2,70	2,80	2,90	3,00	3,10	-0,17

 <p>Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara</p>	Memoria de Cálculos	DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001					
		Rev.:	01	Página	48	de	69

6. CÁLCULO DE DISTANCIAS DE SEGURIDAD

Se consideran tres tipos de distancias eléctricas:

- D_{el} : distancia de aislamiento en el aire mínima especificada para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase y objetos a potencial de tierra en sobretensiones de frente lento o rápido. Previene descargas eléctricas entre las partes en tensión y objetos a potencial de tierra en condiciones de explotación normal de la red. Las condiciones normales incluyen operaciones de enganche, aparición de rayos y sobretensiones resultantes de faltas en la red.
- D_{pp} : distancia de aislamiento en el aire mínima especificada para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase durante sobretensiones de frente lento o rápido. Esta distancia previene las descargas eléctricas entre fases durante maniobras y sobretensiones de rayos.
- a_{som} : valor mínimo de la distancia de descarga de la cadena de aisladores, definida como la distancia más corta en línea recta entre las partes en tensión y las partes puestas a tierra. La probabilidad de descarga a través de la mínima distancia interna a_{som} debe ser siempre mayor que la descarga a través de algún objeto externo o persona. Por este motivo, las distancias externas mínimas de seguridad ($D_{add} + D_{el}$) deben ser siempre superiores a 1,1 a_{som} .

Los valores para la tensión nominal de 220 kV son los siguientes:

Tensión más elevada Us (kV)	Del (m)	Dpp (m)
245	1,70	2,00

6.1 DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES Y PARTES PUESTAS A TIERRA

6.1.1. Apoyo con cadenas de suspensión

La distancia mínima a masa queda definida de acuerdo con lo establecido en el apartado 5.4.2 de la ITC 07 del RLAT, donde se expone que la separación mínima entre los conductores y sus accesorios en tensión y los apoyos no será inferior a D_{el} (con un mínimo de 0,2 metros).

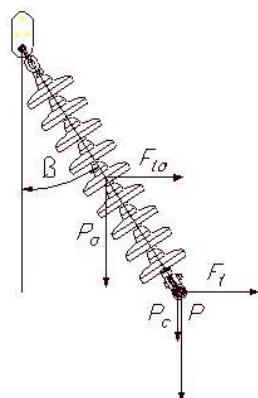
En el caso de las cadenas de suspensión, se considerarán los conductores y la cadena de aisladores desviados bajo la acción de la mitad de la presión de viento correspondiente a un viento de velocidad 120 km/h. A estos efectos se considerará la tensión mecánica del conductor sometido a la acción de la mitad de la presión de viento correspondiente a un viento de velocidad 120 km/h y a la temperatura de -10 °C para zona B.

Tensión más elevada Us (kV)	Del (m)
245	1,70

El ángulo de inclinación de las cadenas de suspensión vendrá dado por la expresión:

$$tg\beta = \frac{2T_v \operatorname{sen} \frac{\alpha}{2} \mp \left[F_t \cos \frac{\alpha}{2} + \frac{F_{ta}}{2} \right]}{P + \frac{P_a}{2} + P_c}$$

En el caso de que se tratara de un apoyo de suspensión en alineación se emplearía la misma expresión anterior, pero considerando que el ángulo de desvío de la línea sería nulo ($\alpha=0$).



Siendo:

F_t : Fuerza debida a una presión de viento mitad actuando sobre los conductores a ambos lados del apoyo (daN)

T_v : Tensión del cable a -5°C en zona A. (daN)

F_{ta} : Fuerza debida a la presión del viento actuando sobre la cadena de aisladores con presión de viento mitad (daN)

P : Componente vertical de las fuerzas transmitidas por el conductor situado en los vanos contiguos al apoyo (daN)

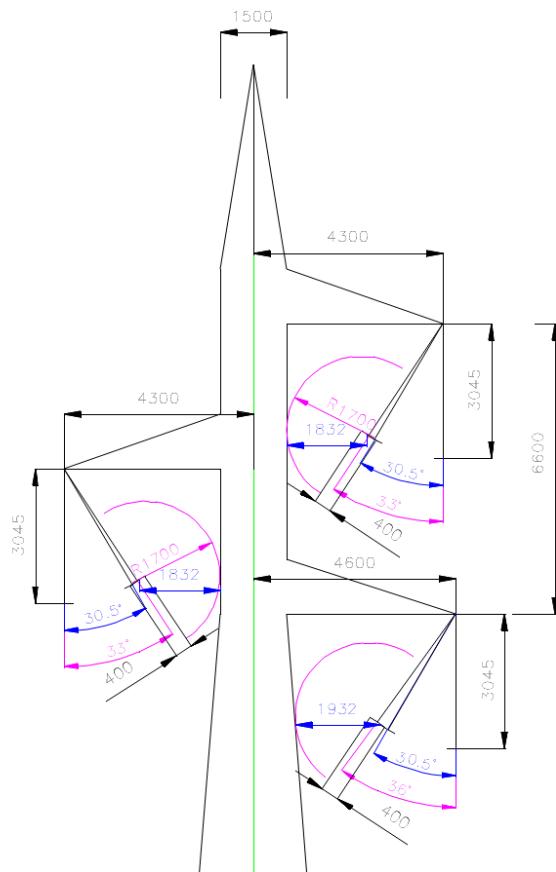
P_a : Peso de la cadena de aisladores y herrajes (daN)

P_c : Peso de los contrapesos que eventualmente se hayan instalado (daN)

Los resultados obtenidos se muestran en la siguiente tabla:

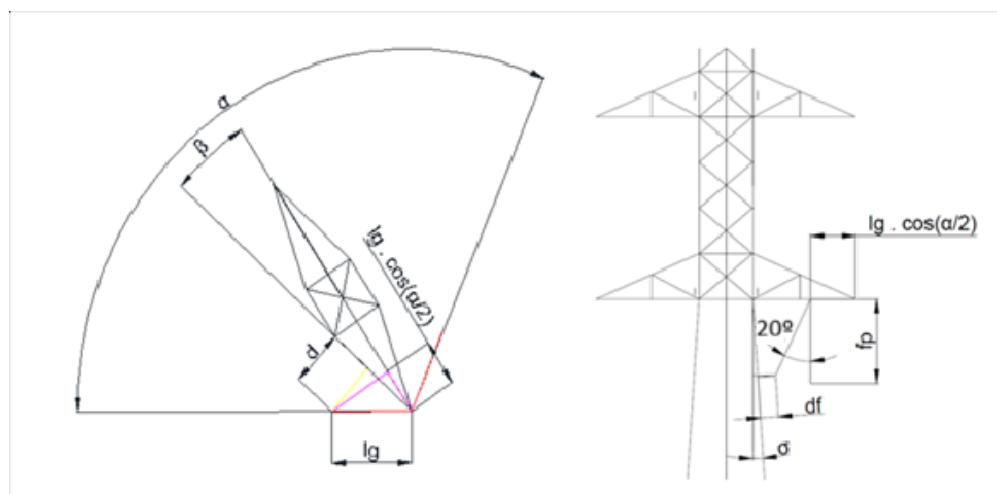
Nº apoyo	Ángulo máximo	Ángulo calculado	Distancia mínima a masa
3	33°	30,5°	1,83 m

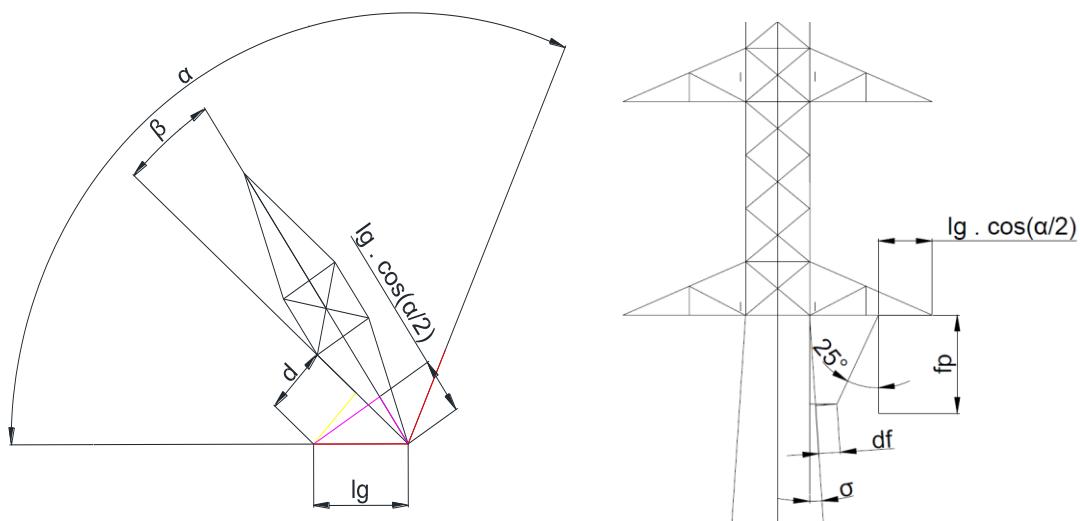
En la siguiente imagen, se muestra gráficamente en color fucsia el ángulo máximo permitido, y en color azul el ángulo máximo y la distancia mínima a masa que se producirá en las condiciones reglamentarias indicadas anteriormente:



6.1.2. Apoyo con cadenas de amarre

Los cálculos de la distancia mínima entre los conductores y puentes flojos con las crucetas y fuste del apoyo se realizarán de la siguiente manera:





En el caso de que se tratara de un apoyo de amarre en alineación se emplearían las mismas expresiones, pero teniendo en cuenta que el ángulo de desvío de la línea será $\alpha = 180$.

Distancia a la cruceta

$$d = l_g \cdot \sin\left(\frac{\alpha}{2} - \beta\right)$$

siendo:

β : Semiángulo de la cruceta en grados sexagesimales

α : Ángulo de desvío de la línea, en grados sexagesimales. En apoyos alineación $\alpha = 180$

l_g : Longitud de la cadena de amarre (m)

Donde:

$$\beta = \text{atan}\left(\frac{f/2}{br - f/2}\right)$$

siendo:

f : Ancho del fuste del apoyo

br : Longitud de la cruceta superior

Distancia a fuste

$$df = \left(br - l_g \cdot \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right) - fp \cdot \sin(\mu) - \left(\frac{ac}{2} + fp \cdot \cos(\mu) \cdot \tan(\sigma)\right) \cdot \cos(\sigma) \right)$$

siendo:

α : Ángulo de desvío de la línea, en grados sexagesimales. En apoyos alineación $\alpha = 180$

l_g : Longitud de la cadena de amarre (m)

ac: Ancho del cabeza del apoyo

br: Longitud de la cruceta inferior

μ : Ángulo de desviación del puente flojo ($\mu = 25^\circ$)

fp: Flecha del puente.

α : Angulo conocidat del apoyo.

Distancia a cabeza

$$dc = br - l_g \cdot \cos(\alpha/2) - fp \cdot \sin(\mu) - \frac{ac}{2}$$

siendo:

α : Ángulo de desvío de la línea, en grados sexagesimales. En apoyos alineación $\alpha = 180$

l_g : Longitud de la cadena de amarre (m)

ac: Ancho del cabeza del apoyo

br: Longitud de la cruceta superior

μ : Ángulo de desviación del puente flojo ($\mu = 25^\circ$)

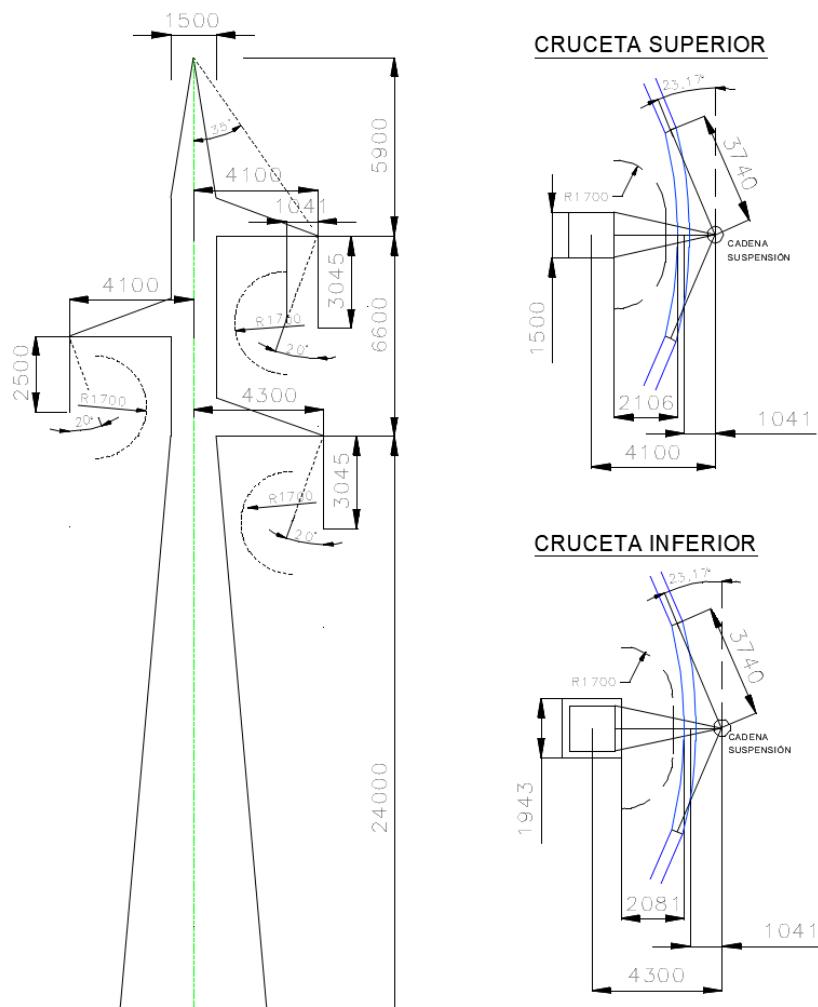
fp: Flecha del puente.

Al tratarse de una línea con conductor dúplex, se restará 200mm a la longitud de la cruceta para tener en cuenta la distancia real del puente a la estructura.

Los resultados se muestran en la siguiente tabla:

APOYOS DE AMARRE												
Nº	Longitud cadena <i>lg</i> (m)	Ángulo línea α (°)	Ancho cabeza <i>ac</i> (m)	Longitud cruceta superior <i>br</i> (m)	Longitud cruceta inferior <i>br</i> (m)	Flecha puente <i>fp</i> (m)	Ángulo desvío puente μ (°)	σ (°)	β (°)	Dist. cruceta (m)	Dist cabeza (m)	Dist fuste (m)
1	3,74	180	2	4.15	4.35	2,5	20	1	17.61	3.56	2.29	2.45
2	3,74	173,38	1,5	3.9	4.1	2,5	20	1	13.39	3.58	2.08	2.24
4	3,74	133,66	1,5	3.9	4.1	2,5	20	1	13.39	3.00	0.82	0.98
5	3,74	180	1,5	3.9	4.1	2,5	20	1	13.39	3.64	2.29	2.45
6	3,74	180	2	4.5	4.5	2,5	20	1	15.95	3.60	2.64	2.60

En el apoyo nº4 no se cumple con la distancia mínima a la cabeza y al fuste debido al ángulo de la línea, por lo que será necesario el empleo de cadenas de suspensión para guiar el puente, quedando una distancia de 2,10m a la cabeza y de 2,08m al fuste. En la siguiente imagen se muestra gráficamente:



6.2 DISTANCIA DE LOS CONDUCTORES ENTRE SÍ

De acuerdo con lo establecido en el punto 5.4.1 de la ITC-LAT-07 del Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión, teniendo presente los efectos de las oscilaciones de los conductores debidas al viento y al desprendimiento de nieve acumulada sobre ellos, la distancia de los conductores vendrá dada por la siguiente expresión:

$$D = K \cdot \sqrt{F + L} + K' \cdot D_{pp}$$

En la cual:

D: Separación entre conductores de fase del mismo circuito o circuitos distintos (m).

K: Coeficiente que depende del ángulo de oscilación de los conductores con el viento (μ).

K': Coeficiente que depende de la tensión nominal de la línea. $K'=0,85$ para líneas de categoría especial y $K'=0,75$ para el resto de líneas.

 Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara	Memoria de Cálculos	DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001						
		Rev.:	01	Página	54	de	69	

F: Flecha máxima, en metros, para las hipótesis según el apartado 3.2.3 de la ITC-07 del RLAT.

L: Longitud, en metros, de la cadena de suspensión. En el caso de conductores fijados al apoyo por cadenas de amarre o aisladores rígidos, L=0.

D_{pp} : Distancia mínima aérea especificada para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase durante sobretensiones de frente lento o rápido, cuyos valores se han definido en el apartado anterior.

Los valores de las tangentes del ángulo de oscilación de los conductores vienen dados, para cada caso de carga, por el cociente de la sobrecarga de viento dividida por el peso propio más la sobrecarga de hielo si procede según zona, por metro lineal de conductor, estando la primera determinada para una velocidad de viento de 120 km/h. En función de estos y de la tensión nominal de la línea, se establecen unos coeficientes K que se dan en la tabla siguiente:

Angulo de oscilación μ	K (U nominal > 30kV)
$\mu > 65^\circ$	0,70
$40^\circ \leq \mu \leq 65^\circ$	0,65
$\mu < 40^\circ$	0,60

El ángulo de oscilación de los conductores se determinará mediante la siguiente expresión:

$$\mu = \text{arc tg} \frac{p_v}{p_c}$$

La fórmula anterior corresponde a conductores iguales y con la misma flecha. En el caso de conductores diferentes o con distinta flecha, la separación entre los conductores se determinará con la misma fórmula y el coeficiente K mayor y la flecha F mayor de los dos conductores. En el caso de adoptarse separaciones menores, deberán justificarse debidamente los valores utilizados.

A continuación, se recogen los valores para el conductor del presente proyecto:

Conductor	Pp (daN/m)	Pp+Ph (daN/m)	Pv = 120 (daN/m)	Flecha máxima Temperatura		Flecha máxima viento		Flecha máxima hielo	
				μ	K	μ	K	μ	K
LA-380	1,275	2,176	2,07	0°	0,60	58,37°	0,65	0°	0,60

En el cálculo de las distancias entre diferentes conductores o entre conductores y cables de tierra se realizará con el valor mayor de flecha y de coeficiente K de ambos.

En la siguiente tabla se incluyen las distancias entre conductores en los distintos vanos y con las distintas hipótesis:

Apoyo Inicial	Apoyo Final	Flecha máxima Temperatura 85°C			Flecha máxima viento			Flecha máxima hielo		
		Flecha (m)	Distancia mín (m)	Distancia real (m)	Flecha (m)	Distancia mín (m)	Distancia real (m)	Flecha (m)	Distancia mín (m)	Distancia real (m)
Pórtico	1	1,59	2,46	4,03	1,14	2,39	3,22	1	2,30	3,15
1	2	22,83	4,57	6,06	20,94	4,67	6,15	20,72	4,43	6,09
2	3	15,83	4,09	6,06	13,75	4,11	6,14	13,51	3,91	6,09
3	4	10,42	3,64	6,13	9,04	3,65	6,17	8,89	3,49	6,15
4	5	5,69	3,13	6,13	4,29	3,05	6,17	4,11	2,92	6,15
5	6	4,67	3,00	3,38	3,42	2,90	3,38	3,25	2,78	3,38

 Solaria Incosa <small>INVESTIGACIÓN Y CONTROL DE CALIDAD S.A.U.</small>	Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara	DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001
	Memoria de Cálculos	
	Rev.: 01 Página 55 de 69	

La separación entre conductores y cables de tierra se determinará de forma análoga a las separaciones entre conductores, de acuerdo con todos los párrafos anteriores, mostrándose en la siguiente tabla:

		Flecha máxima Temperatura 85°C			Flecha máxima viento			Flecha máxima hielo		
Apoyo Inicial	Apoyo Final	Flecha (m)	Distancia mín (m)	Distancia real (m)	Flecha (m)	Distancia mín (m)	Distancia real (m)	Flecha (m)	Distancia mín (m)	Distancia real (m)
Pórtico	1	1,59	2,46	2,78	1,14	2,39	2,70	1	2,30	2,66
1	2	22,83	4,57	6,80	20,94	4,67	6,78	20,72	4,43	6,78
2	3	15,83	4,09	6,83	13,75	4,11	6,81	13,51	3,91	6,81
3	4	10,42	3,64	6,78	9,04	3,65	6,78	8,89	3,49	6,75
4	5	5,69	3,13	4,90	4,29	3,05	4,90	4,11	2,92	4,88
5	6	4,67	3,00	4,94	3,42	2,90	4,94	3,25	2,78	4,91

6.3 DISTANCIA DE LOS CONDUCTORES AL TERRENO

De acuerdo con lo establecido en el apartado 5.5 de la ITC-LAT-07 del RLAT, la altura de los apoyos será la necesaria para que los conductores, con su máxima flecha vertical, según las hipótesis de temperatura y de hielo definidas según el apartado 3.2.3 de la ITC-LAT-07 del RLAT, queden situados por encima de cualquier punto del terreno, senda, vereda o superficies de agua no navegables, a una altura mínima de:

$$D_{add} + D_{el} = 5,3 + D_{el} \text{ (m), con un mínimo de 6 metros.}$$

Tensión más elevada Us (kV)	D _{el} (m)	Distancia al terreno (m)
245	1,70	7,00

Cuando las líneas atraviesen explotaciones ganaderas cercadas o explotaciones agrícolas la altura mínima será de 7 metros, con objeto de evitar accidentes por proyección de agua o por circulación de maquinaria agrícola, camiones y otros vehículos.

La línea cumple con la distancia mínima al terreno en todos sus vanos, tal y como se muestra en el plano con código DAGA-INC-LE-EM-DRW-0001_Planta y Perfil.

7. CÁLCULO MECÁNICO DE APOYOS

Los cálculos mecánicos de apoyos se realizan de forma individual y para cada una de las distintas hipótesis de carga que establece la ITC-LAT-07 del Reglamento de Líneas de Alta Tensión.

Estos cálculos incluyen, para cada hipótesis, los esfuerzos individuales que cada conductor y cable transmiten a la cruceta y a la cúpula, así como el esfuerzo equivalente de todos ellos sobre el apoyo.

Los esfuerzos se referencian en un sistema de coordenadas cartesianas ortogonal a derechas (longitudinal, transversal, vertical).

Las distintas acciones a considerar en el cálculo mecánico de apoyos serán las siguientes:

- **Cargas permanentes:** Se consideran las cargas verticales debidas al peso propio de los conductores, cable de tierra (si lo hubiere), aisladores, herrajes, apoyos y cimentaciones.

 Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara	Memoria de Cálculos	DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001						
		Rev.: 01	Página 56	de 69				

- **Sobrecarga de viento:** Se considera un viento horizontal de 140 km/h actuando perpendicularmente a las superficies sobre las que incide (conductores, cable de tierra y apoyos).
- **Sobrecarga de hielo:** Se considerarán sometidos los conductores y cables de tierra a la sobrecarga de un manguito de hielo de valor: $0,18 \times \sqrt{d}$ daN por metro lineal, siendo d el diámetro del conductor o cable de tierra en milímetros.
- **Desequilibrio de tracciones:** Se considerará por este concepto, un esfuerzo longitudinal equivalente a un porcentaje de las tracciones unilaterales de todos los conductores y cables de tierra, dependiendo de la función del apoyo. Este esfuerzo se aplicará en el punto de fijación de los conductores y cables de tierra:
 - Apoyos con cadenas de suspensión: 15% tracción máx. de todos los conductores
 - Apoyos de amarre: 25% tracción máx. de todos los conductores
 - Apoyos de anclaje: 50% tracción máx. de todos los conductores
 - Apoyos de fin de línea: 100% tracción máx. de todos los conductores
- **Rotura de conductores:** Se considerará la rotura de los conductores (uno o varios) de una sola fase o cable de tierra por apoyo, independientemente del número de circuitos o cables de tierra instalados en él. Este esfuerzo se considerará aplicado en el punto que produzca la solicitación más desfavorable para cualquier elemento del apoyo, teniendo en cuenta la torsión producida en el caso de que aquel esfuerzo sea excéntrico.
 - Apoyos con cadenas de suspensión: 50% tracción máx. de un conductor
 - Apoyos de amarre: 100% tracción máx. de un conductor
 - Apoyos de anclaje: 50% tracción máx. del haz de conductores
 - Apoyos de fin de línea: 100% tracción máx. del haz de conductores
- **Resultante de ángulo:** En los apoyos situados en un punto en el que el trazado de la línea ofrezca un cambio de dirección se tendrá en cuenta, además, el esfuerzo resultante de ángulo de las tracciones de los conductores y cables de tierra.

A continuación, se incluye una tabla resumen en la que se muestran las diferentes hipótesis que se han tenido en cuenta para el cálculo de apoyos.

Para el dimensionamiento de cada uno de los apoyos se han considerado las acciones de cargas y sobrecargas que recoge el Reglamento de Líneas de Alta Tensión para zona B y combinadas en la forma y condiciones especificadas en el apartado 3 de la ITC-LAT 07 del citado reglamento.

Memoria de Cálculos

Rev.: 01 Página 57 de 69

TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	1ª HIPÓTESIS (Viento)	2ª HIPÓTESIS		3ª HIPÓTESIS (Desequilibrio de tracciones)	4ª HIPÓTESIS (Rotura de conductores)
			(Hielo)	(Hielo+Viento)		
Suspensión de Alineación o Suspensión de Ángulo	V	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea, sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3) y a una sobrecarga de hielo de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2).	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3) y a una sobrecarga de hielo de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2).	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3). Para las líneas de categoría especial, además de la sobrecarga de hielo, se considerarán los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2).	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3). Para las líneas de categoría especial, además de la sobrecarga de hielo, se considerarán los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2).
	T	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea, sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	ALINEACIÓN: No se aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.).	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) para una velocidad mínima de 60 km/h y sobrecarga de hielo (apdo. 3.1.3) sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.).	ALINEACIÓN: No se aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.).	ALINEACIÓN: No se aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.).
	L		No aplica.		Desequilibrio de tracciones (apdo. 3.1.4.1)	Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.1.)
Amarre de Alineación o Amarre de Ángulo	V	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea.	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3) y a una sobrecarga de hielo de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2).	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3). Para las líneas de categoría especial, además de la sobrecarga de hielo, se considerarán los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2).	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3). Para las líneas de categoría especial, además de la sobrecarga de hielo, se considerarán los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2).	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3). Para las líneas de categoría especial, además de la sobrecarga de hielo, se considerarán los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2).
	T	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea, sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	ALINEACIÓN: No se aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.).	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) para una velocidad mínima de 60 km/h y sobrecarga de hielo (apdo. 3.1.3) sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.).	ALINEACIÓN: No se aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.).	ALINEACIÓN: No se aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.).
	L		No aplica.		Desequilibrio de tracciones (apdo. 3.1.4.2)	Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.2.)

Para la determinación de las tensiones de los conductores y cables de tierra se considerará:

1ª Hipótesis: Sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea y a la temperatura de -10°C en zona B y -15°C en zona C.

Resto hipótesis: Sometidos a una sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3) y a la temperatura de -15 °C en zona B y -20 °C en zona C. En las líneas de categoría especial, además de la sobrecarga de hielo, se considerarán los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2). La 2ª Hipótesis (Hielo+Viento) será de aplicación exclusiva para las líneas de categoría especial.

TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	1ª HIPÓTESIS (Viento)	2ª HIPÓTESIS		3ª HIPÓTESIS (Desequilibrio de tracciones)	4ª HIPÓTESIS (Rotura de conductores)
			(Hielo)	(Hielo+Viento)		
Anclaje de Alineación o Anclaje de Ángulo	V	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea.	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3) y a una sobrecarga de hielo de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2).	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3) y a una sobrecarga de hielo de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2).	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3). Para las líneas de categoría especial, además de la sobrecarga de hielo, se considerarán los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2).	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3). Para las líneas de categoría especial, además de la sobrecarga de hielo, se considerarán los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2).
	T	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea, sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	ALINEACIÓN: No se aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.).	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) para una velocidad mínima de 60 km/h y sobrecarga de hielo (apdo. 3.1.3) sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.).	ALINEACIÓN: No se aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.).	ALINEACIÓN: No se aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.).
	L		No aplica.		Desequilibrio de tracciones (apdo. 3.1.4.3)	Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.3.)
Fin de línea	V	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea.	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3) y a una sobrecarga de hielo de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2).	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3) y a una sobrecarga de hielo de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2).	No aplica.	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3). Para las líneas de categoría especial, además de la sobrecarga de hielo, se considerarán los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2).
	T	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea, sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo.	ALINEACIÓN: No aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.).	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) para una velocidad mínima de 60 km/h y sobrecarga de hielo (apdo. 3.1.3) sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo.		ALINEACIÓN: No se aplica. ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.).
	L	Desequilibrio de tracciones (apdo. 3.1.4.4).	Desequilibrio de tracciones (apdo. 3.1.4.4).			Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.5.4.)

Para la determinación de las tensiones de los conductores y cables de tierra se considerará:

1ª Hipótesis: Sometidos a una sobrecarga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea y a la temperatura de -10°C en zona B y -15°C en zona C.

Resto hipótesis: Sometidos a una sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3) y a la temperatura de -15 °C en zona B y -20 °C en zona C. En las líneas de categoría especial, además de la sobrecarga de hielo, se considerarán los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60 km/h (apdo. 3.1.2). La 2ª Hipótesis (Hielo+Viento) será de aplicación exclusiva para las líneas de categoría especial.

V = Esfuerzo vertical

I = Esfuerzo longitudinal

T = Esfuerzo transversal

A continuación se incluyen los esquemas de la cabeza de los apoyos, indicando las dimensiones relevantes y las cargas que deben ser soportadas. Para el cálculo estructural se aplicarán los coeficientes de seguridad establecidos: 1,50 para hipótesis normales y 1,20 para hipótesis anormales.

En cada ficha se especifica, además, el valor máximo admisible del parámetro C+D correspondiente a apoyos con cimentaciones diseñadas para terrenos de capacidad portante normal.

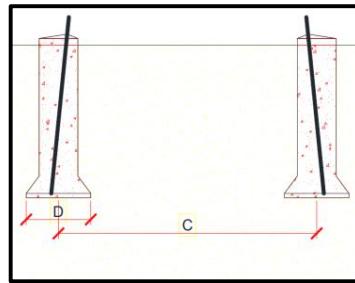
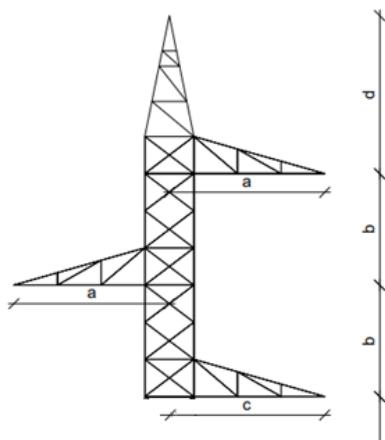
 <p>Solaria Incosa INVESTIGACIÓN Y CONTROL DE CALIDAD S.A.U.</p>	Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara	DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001
	Memoria de Cálculos	
	Rev.: 01	Página 58 de 69

Se recogen igualmente las cargas de diseño asociadas a las distintas hipótesis consideradas, que son las siguientes:

- 1^a Hipótesis: Viento a -10 °C, con velocidad de 140 km/h.
- 2^aa Hipótesis: Hielo, a -15 °C.,
- 2^ab Hipótesis: Hielo + viento, a -15 °C, con viento de 60 km/h.
- 3^a Hipótesis: Desequilibrio, a -15 °C, con viento de 60 km/h.
- 4^a Hipótesis: Compuesta por dos situaciones diferenciadas, ambas a -15 °C + viento de 60 km/h:
 - Rotura de conductor.
 - Rotura de cable de tierra.

AP01

FIN DE LINEA



Altura útil (m)

35

Ocupación máxima (m²)

235.6

Dimensiones del armado

a (m)	4.35
b (m)	4.4
c (m)	4.55
d (m)	6.5

Valor máximo de C+D (m)

12.55

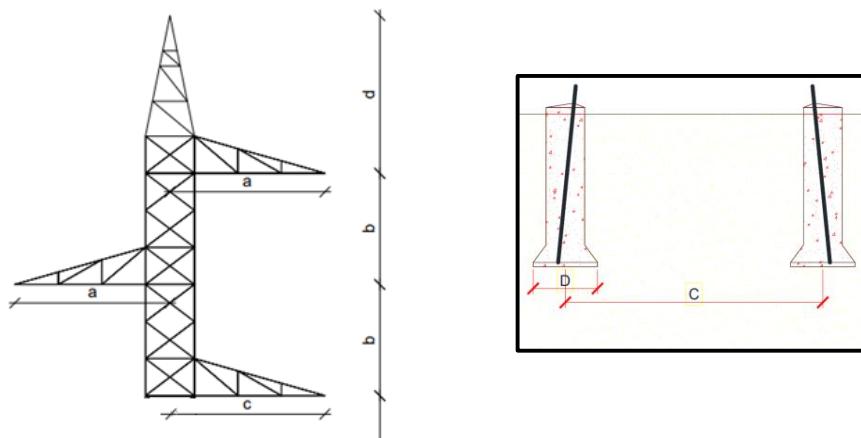
HIPÓTESIS	COND			HT		
	V(daN)	T(daN)	L(daN)	V(daN)	T(daN)	L(daN)
1 ^a Hipótesis (Cs=1.5)	1078	1030	6035	912	703	4716
2 ^a a Hipótesis (Cs=1.5)	1846	NA	6340	1752	NA	5306
2 ^a b Hipótesis (Cs=1.5)	1823	417	6340	553	343	5306
3 ^a Hipótesis (Cs=1.2)	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Rotura conductor (cable roto) (Cs=1.2)	NA	NA	NA	553	NA	5306
Rotura conductor (cable no roto Cs=1.2)	1823	NA	6340	553	NA	5306
Rotura cable tierra (cable roto) (Cs=1.2)	1823	NA	6340	NA	NA	NA

Notas

- V, cargas verticales, T cargas transversales y L cargas longitudinales
- La presión de viento sobre la propia estructura debe ser calculada a 140 km/h
- "- En la hipótesis de rotura, se deben ir comprobando cada cable con las cargas de "cable roto", y el resto con las cargas de "cable no roto", alternativamente"
- Cs es el coeficiente de seguridad requerido
- Altura útil es la altura desde el suelo a la cruceta inferior

AP02

AMARRE-ÁNGULO



Altura útil (m)

40

Ocupación máxima (m²)

165.12

Dimensiones del armado

a (m)	4.1
b (m)	3.3
c (m)	4.3
d (m)	5.9

máximo de C+D (m)

10.05

HIPÓTESIS

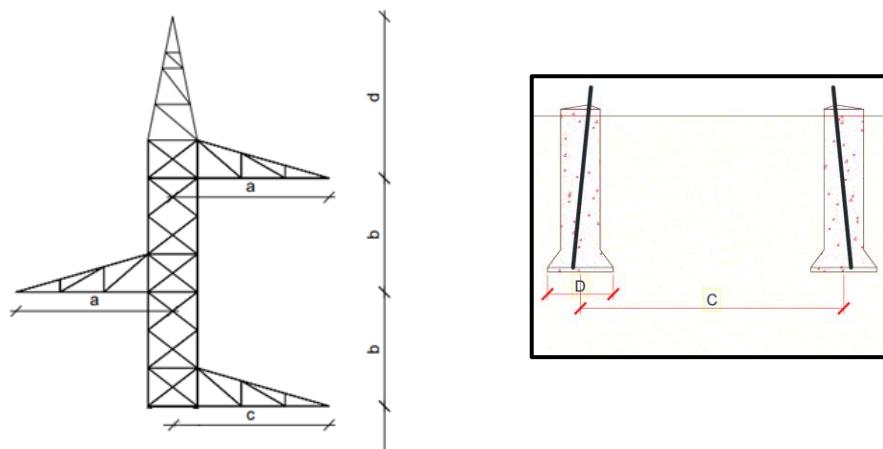
HIPÓTESIS	COND			HT		
	V(daN)	T(daN)	L(daN)	V(daN)	T(daN)	L(daN)
1 ^a Hipótesis (Cs=1.5)	1675	2214	NA	1103	1585	NA
2 ^a Hipótesis (Cs=1.5)	2463	714	NA	1784	588	NA
2 ^b Hipótesis (Cs=1.5)	2478	1240	NA	1797	1037	NA
3 ^a Hipótesis (Cs=1.2)	2478	1240	1612	1797	1037	1347
Rotura conductor (cable roto) (Cs=1.2)	1903	548	3195	1797	1037	NA
Rotura conductor (cable no roto Cs=1.2)	2478	1240	NA	1797	1037	NA
Rotura cable tierra (cable roto) (Cs=1.2)	2478	1240	NA	1376	790	2672

Notas

- V, cargas verticales, T cargas transversales y L cargas longitudinales
- La presión de viento sobre la propia estructura debe ser calculada a 140 km/h
- "- En la hipótesis de rotura, se deben ir comprobando cada cable con las cargas de "cable roto", y el resto con las cargas de "cable no roto", alternativamente"
- Cs es el coeficiente de seguridad requerido
- Altura útil es la altura desde el suelo a la cruceta inferior

AP03

SUSPENSIÓN-ALINEACIÓN



Altura útil (m)

40

Ocupación máxima (m²)

159

Dimensiones del armado

a (m)	4.3
b (m)	3.3
c (m)	4.6
d (m)	5.9

Valor máximo de C+D (m)

9.8

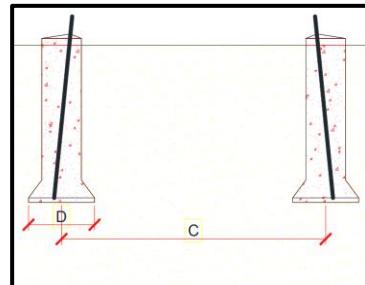
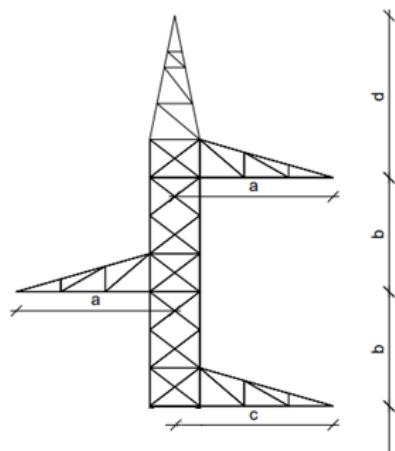
HIPÓTESIS	COND			HT		
	V(daN)	T(daN)	L(daN)	V(daN)	T(daN)	L(daN)
1 ^a Hipótesis (Cs=1.5)	737	1214	NA	549	838	NA
2 ^a a Hipótesis (Cs=1.5)	1352	NA	NA	1065	NA	NA
2 ^a b Hipótesis (Cs=1.5)	1396	424	NA	1064	346	NA
3 ^a Hipótesis (Cs=1.2)	1396	NA	955	1043	NA	799
Rotura conductor (cable roto) (Cs=1.2)	780	NA	3183	1043	NA	NA
Rotura conductor (cable no roto Cs=1.2)	1396	NA	NA	1043	NA	NA
Rotura cable tierra (cable roto) (Cs=1.2)	1396	NA	NA	586	NA	2662

Notas

- V, cargas verticales, T cargas transversales y L cargas longitudinales
- La presión de viento sobre la propia estructura debe ser calculada a 140 km/h
- "- En la hipótesis de rotura, se deben ir comprobando cada cable con las cargas de "cable roto", y el resto con las cargas de "cable no roto", alternativamente"
- Cs es el coeficiente de seguridad requerido
- Altura útil es la altura desde el suelo a la cruceta inferior

AP04

AMARRE-ÁNGULO



Altura útil (m)

24

Ocupación máxima (m²)

143

Dimensiones del armado

a (m)	4.1
b (m)	3.3
c (m)	4.3
d (m)	5.9

Valor máximo de C+D (m)

9.15

HIPÓTESIS

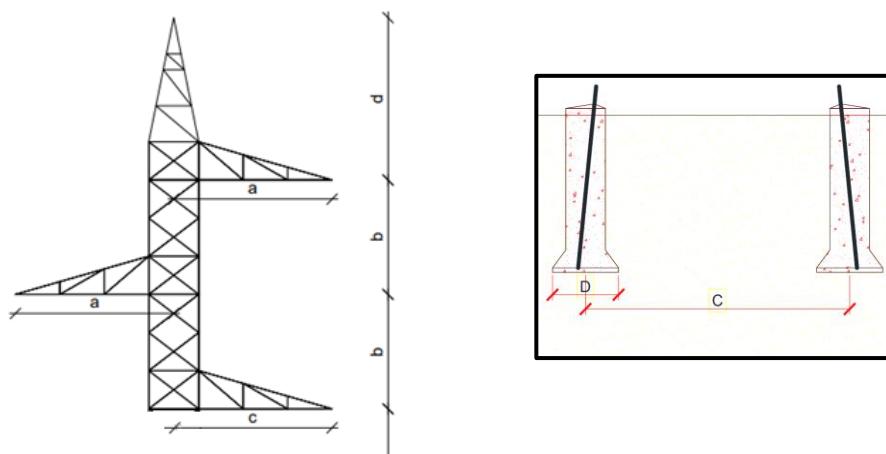
HIPÓTESIS	COND			HT		
	V(daN)	T(daN)	L(daN)	V(daN)	T(daN)	L(daN)
1 ^a Hipótesis (Cs=1.5)	291	5641	NA	104	4349	NA
2 ^a a Hipótesis (Cs=1.5)	737	4943	NA	463	4068	NA
2 ^a b Hipótesis (Cs=1.5)	729	5329	NA	454	4411	NA
3 ^a Hipótesis (Cs=1.2)	729	5329	1541	454	4411	1293
Rotura conductor (cable roto) (Cs=1.2)	461	3566	2992	454	4411	NA
Rotura conductor (cable no roto Cs=1.2)	729	5329	NA	454	4411	NA
Rotura cable tierra (cable roto) (Cs=1.2)	729	5329	NA	285	2968	2504

Notas

- V, cargas verticales, T cargas transversales y L cargas longitudinales
- La presión de viento sobre la propia estructura debe ser calculada a 140 km/h
- "- En la hipótesis de rotura, se deben ir comprobando cada cable con las cargas de "cable roto", y el resto con las cargas de "cable no roto", alternativamente"
- Cs es el coeficiente de seguridad requerido
- Altura útil es la altura desde el suelo a la cruceta inferior

AP05

ANCLAJE-ALINEACIÓN



Altura útil (m)

11

Ocupación máxima (m²)

57

Dimensiones del armado

a (m)	4.1
b (m)	3.3
c (m)	4.3
d (m)	4.3

Valor máximo de C+D (m)

4.75

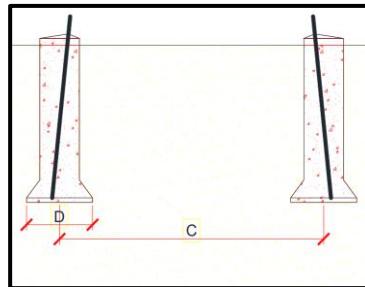
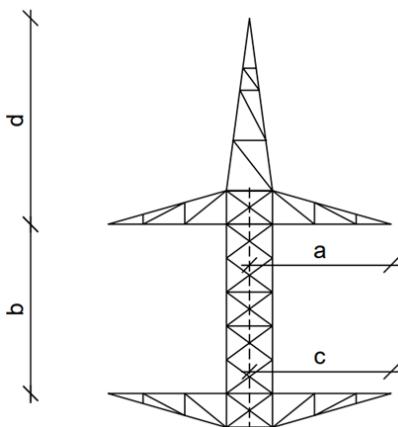
HIPÓTESIS	COND			HT		
	V(daN)	T(daN)	L(daN)	V(daN)	T(daN)	L(daN)
1 ^a Hipótesis (Cs=1.5)	909	860	NA	531	520	NA
2 ^a a Hipótesis (Cs=1.5)	1266	NA	NA	834	NA	NA
2 ^a b Hipótesis (Cs=1.5)	1273	397	NA	838	253	NA
3 ^a Hipótesis (Cs=1.2)	1273	397	3242	838	253	2700
Rotura conductor (cable roto) (Cs=1.2)	902	155	3242	838	253	NA
Rotura conductor (cable no roto Cs=1.2)	1273	397	NA	838	253	NA
Rotura cable tierra (cable roto) (Cs=1.2)	1273	397	NA	689	192	2700

Notas

- V, cargas verticales, T cargas transversales y L cargas longitudinales
- La presión de viento sobre la propia estructura debe ser calculada a 140 km/h
- "- En la hipótesis de rotura, se deben ir comprobando cada cable con las cargas de "cable roto", y el resto con las cargas de "cable no roto", alternativamente"
- Cs es el coeficiente de seguridad requerido
- Altura útil es la altura desde el suelo a la cruceta inferior

AP06

FIN DE LÍNEA



Altura útil (m) 15.5

Ocupación máxima (m²) 103

Dimensiones del armado	
a (m)	4.7
b (m)	5.5
c (m)	4.7
d (m)	6.5

Valor máximo de C+D (m) 7.35

HIPÓTESIS	COND			HT		
	V(daN)	T(daN)	L(daN)	V(daN)	T(daN)	L(daN)
1 ^a Hipótesis (Cs=1.5)	401	478	6137	152	248	4952
2 ^a a Hipótesis (Cs=1.5)	567	NA	6453	287	NA	5382
2 ^a b Hipótesis (Cs=1.5)	570	264	6453	287	123	5382
3 ^a Hipótesis (Cs=1.2)	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Rotura conductor (cable roto) (Cs=1.2)	NA	NA	NA	287	NA	5382
Rotura conductor (cable no roto Cs=1.2)	570	NA	6453	287	NA	5382
Rotura cable tierra (cable roto) (Cs=1.2)	570	NA	6453	NA	NA	NA

Notas

- V, cargas verticales, T cargas transversales y L cargas longitudinales sin mayorar.

- La presión de viento sobre la propia estructura debe ser calculada a 140 km/h

"- En la hipótesis de rotura, se deben ir comprobando cada cable con las cargas de "cable roto", y el resto con las cargas de "cable no roto", alternativamente"

-Cs es el coeficiente de seguridad requerido

-Altura útil es la altura desde el suelo a la cruceta inferior

8. CÁLCULO DE CIMENTACIONES

Las cimentaciones utilizadas en los apoyos del presente Proyecto serán del tipo fraccionadas, conocidas también estas últimas como de patas separadas.

Las cimentaciones fraccionadas o de patas separadas, se diseñarán para absorber las cargas de compresión y arranque que el apoyo transmita al suelo. El cálculo de dichas cargas estará basado en el método del talud natural o ángulo de arrastre de tierras.

Se toma como datos de partida las reacciones que se producen en la base del apoyo con las cargas que deben soportar, las cuales han sido aportadas por el fabricante de los apoyos. Se tendrán en cuenta las reacciones más desfavorables para cada apoyo.

El hormigón a utilizar será HM-20, de acuerdo a las normativas actuales.

Las características del terreno son diferentes para cada tipo de apoyo, y se muestran en la siguiente tabla en base al Estudio geotécnico realizado:

Parámetros	Apoyo nº 1	Apoyo nº 2	Apoyo nº 3
Nivel geotécnico	NG-1 (limos arenosos y arenas limosas)		
Densidad (g/cm ³)	1,46	1,42	1,51
Qadm (kg/cm ²)	2,09	2,08	2,06
Ángulo de rozamiento (º)	27	27	27
Ángulo de arranque (º)	18	18	18
Coeficiente Compresibilidad (daN/cm ³) a 2,00 metros de profundidad	10	10	10
Coeficiente Compresibilidad (daN/cm ³) a profundidad de desplante	19,8	16,3	15,0
Parámetros	Apoyo nº 4	Apoyo nº 5	Apoyo nº 6
Nivel geotécnico	NG-1 (limos arenosos y arenas limosas)		
Densidad (g/cm ³)	1,26	1,58	1,31
Qadm (kg/cm ²)	2,12	2,05	2,09
Ángulo de rozamiento (º)	27	27	27
Ángulo de arranque (º)	18	18	18
Coeficiente Compresibilidad (daN/cm ³) a 2,00 metros de profundidad	10	10	10
Coeficiente Compresibilidad (daN/cm ³) a profundidad de desplante	19,5	14,5	19,5

8.1 COMPROBACIÓN AL ARRANQUE

Se considerarán todas las fuerzas que se oponen al arranque del apoyo:

- Peso del apoyo.
- Peso propio de la cimentación.
- Peso de las tierras que arrastraría el macizo de hormigón al ser arrancado.

Se comprobará que el coeficiente de estabilidad de la cimentación, definido como la relación entre las fuerzas que se oponen al arranque del apoyo y la carga nominal de arranque, no sea inferior a 1,5 para las hipótesis normales y 1,2 para las hipótesis anormales.

8.2 COMPROBACIÓN A COMPRESIÓN

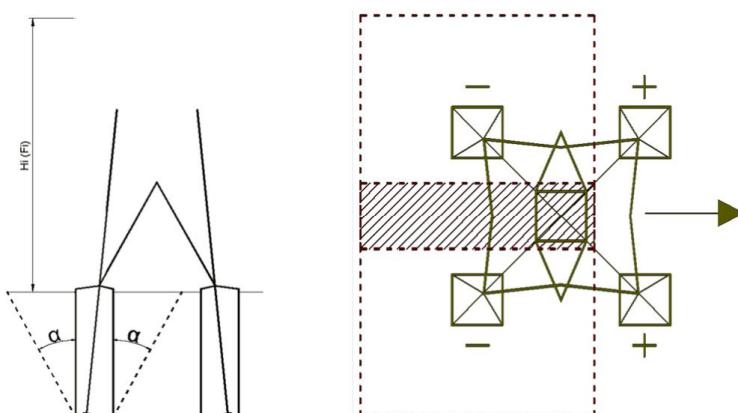
Se considerarán todas las cargas de compresión que la cimentación transmite al terreno

- Peso del apoyo.
- Peso propio de la cimentación.
- Peso de las tierras que actúan sobre la solera de la cimentación.
- Carga de compresión ejercida por el apoyo.

Se comprobará que todas las cargas de compresión anteriores, divididas por la superficie de la solera de la cimentación, no sobrepasa la carga admisible del terreno.

8.3 MÉTODO DE CÁLCULO

Cuando se aplica una fuerza F a una determinada altura sobre el terreno, dos de las patas del apoyo trabajan a compresión y otras dos a tracción.



En las patas que trabajan a compresión se debe comprobar que la tensión que se ejerce sobre el terreno en el fondo de la cimentación es menor a la tensión admisible del terreno (σ_{adm}). El valor de σ_{adm} se obtiene del Estudio geotécnico.

Por otro lado, las patas que trabajan a tracción, intentan levantar un tronco de pirámide o de cono (depende de la forma de la base de la fundación) de terreno. El ángulo α que forma ese tronco de pirámide o cono, se denomina ángulo de arrancamiento, y es una propiedad del terreno que se debe obtener mediante ensayo geotécnico.

En el caso de cimentaciones 4 patas, el reglamento establece que deben tener un coeficiente de seguridad igual al de la hipótesis con la que se esté calculando.

De esta forma se tiene:

- Para las patas que trabajan a compresión:

 Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara	Memoria de Cálculos	DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001							
		Rev.:	01	Página	67	de	69		

$$Compresión_{fondo} = \frac{\sum F_i \cdot H_i}{2 \cdot a} + \frac{P}{4} + P_{horm}$$

Donde:

F_i : Fuerzas que actúan sobre el apoyo (kg)

H_i : Altura con respecto al terreno de aplicación de la fuerza F_i (m)

a: Separación de los macizos de hormigón (m)

P: Peso total del apoyo y de los cables (kg)

P_{horm} : Peso del bloque de hormigón (kg)

Se debe cumplir que:

$$\frac{Compresión_{fondo}}{Superficie_{fondo}} \leq \sigma_{adm}$$

- Para las patas que trabajan a tracción:

$$Tracción_{pata} = \left(\frac{\sum F_i \cdot H_i}{2 \cdot a} + \frac{P}{4} \right) \cdot C_s \leq (P_{horm} + P_{terreno})$$

Donde:

C_s : Coeficiente de seguridad en función de la hipótesis

$P_{terreno}$: Peso del tronco de pirámide o cono que se arranca

 Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara	DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001							
	Memoria de Cálculos							
	Rev.:	01	Página	68	de	69		

8.4 RESULTADOS

Se muestran a continuación los resultados en la siguiente tabla, en función de las fuerzas en las patas aportadas por Postemel y en base al estudio geotécnico realizado y para los esfuerzos máximos que aguanta el apoyo.

Pozo		Pozo 1		Pozo 2		Pozo 3		Pozo 4		Pozo 5		Pozo 6	
Dimensiones pozo	Diámetro superior; d (m.)	1.300	1.300	1.000	1.000	0.950	0.950	1.200	1.200	0.900	0.900	1.300	1.300
	Diámetro inferior; D (m.)	3.250	3.250	2.150	2.150	1.900	1.900	3.400	3.400	1.700	1.700	3.050	3.050
	Altura total; H (m.)	3.950	3.950	3.500	3.500	3.300	3.300	3.950	3.950	3.200	3.200	4.000	4.000
	Altura cono inferior; h (m.)	1.700	1.700	1.000	1.000	0.850	0.850	1.950	1.950	0.700	0.700	1.550	1.550
Características terreno	Peso específico terreno (t/m³)	1.460	1.460	1.420	1.420	1.510	1.510	1.260	1.260	1.580	1.580	1.310	1.310
	Peso específico hormigón (t/m³)	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200
	Ángulo de arrancamiento; α (°)	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0	18.0
	(rad)	0.31416	0.31416	0.31416	0.31416	0.31416	0.31416	0.31416	0.31416	0.31416	0.31416	0.31416	0.31416
Datos intermedios	Tensión admisible; p (kg/cm²)	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
	(t/m²)	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00
	Volumen de hormigón; Vh (m³)	10.320	10.320	3.998	3.998	3.142	3.142	10.981	10.981	2.549	2.549	9.322	9.322
	Peso de hormigón; Ph (t)	22.704	22.704	8.796	8.796	6.913	6.913	24.159	24.159	5.608	5.608	20.507	20.507
Comprobación a arrancamiento	Diámetro cono de arrancamiento; Ø (m)	5.817	5.817	4.424	4.424	4.044	4.044	5.967	5.967	3.779	3.779	5.649	5.649
	Volumen cono de arrancamiento; Va (m³)	65.462	65.462	30.889	30.889	23.890	23.890	69.751	69.751	19.771	19.771	61.207	61.207
	Volumen tierras arrancamiento; Vt (m³)	55.142	55.142	26.891	26.891	20.747	20.747	58.770	58.770	17.222	17.222	51.885	51.885
	Peso de tierras; Pt (t)	80.508	80.508	38.185	38.185	31.329	31.329	74.050	74.050	27.211	27.211	67.970	67.970
Comprobación a compresión	Área de apoyo en la base del pozo (m²)	8.296	8.296	3.631	3.631	2.835	2.835	9.079	9.079	2.270	2.270	7.306	7.306
	Fuerza estabilizadora de tracción (t)	103.212	103.212	46.981	46.981	38.242	38.242	98.209	98.209	32.818	32.818	88.477	88.477
	Fuerza de arrancamiento (t)	62.083	66.682	29.079	27.805	18.394	14.173	62.226	62.074	8.891	17.633	56.040	56.040
	Coeficiente de seguridad	1.66	1.55	1.62	1.69	2.08	2.70	1.58	1.58	3.69	1.86	1.58	1.58
Cumplimiento	Fuerza de compresión (t)	70.750	74.065	35.992	36.174	23.909	20.368	66.030	66.858	11.494	20.656	58.994	58.994
	Tensión sobre el terreno (t/m²)	15.216	15.616	15.743	15.793	14.180	12.932	13.387	13.478	10.816	14.853	14.450	14.450
	Coeficiente de seguridad	1.31	1.28	1.27	1.27	1.41	1.55	1.49	1.48	1.85	1.35	1.38	1.38
C.S. arrancamiento >1,5; 1,2		SI											
C.S. compresión >1		SI											

 <p>Línea 220 kV SE Daganzo - SE Usanos Provincias de Madrid y Guadalajara</p>	<p>Memoria de Cálculos</p>	DAGA-INC-LE-GN-MCA-0001					
		Rev.:	01	Página	69	de	69

En VALENCIA, FEBRERO 2026

Gonzalo Jiménez Boluda




Ingeniero Industrial

Colegiado N.º 6091

Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Andalucía Occidental