



Executing your renewable vision

LÍNEA DE EVACUACIÓN 13,2KV “PARQUE FOTOVOLTAICO PRÍMULA”

**SP.IN008.2.M.CA.401-0A
MEMORIA DE CÁLCULO**

**GARROVILLAS DE ALCONÉTAR,
CÁCERES, (ESPAÑA)**



Tabla 1.- Control de versiones del documento

Versión	Fecha	Motivo de la actualización	Elaborado	Verificado	Aprobado
00	17/11/2022	Emisión Inicial	JLS	JMJ	JBM

Sevilla, noviembre de 2022

El Graduado en Ingeniería Eléctrica: Juan Luis Barandiarán Muriel
Cód. Norm. 931-COGITI Cáceres

BARANDIARAN MURIEL
JUAN LUIS - 76026631Q
c=ES,
serialNumber=IDCES-7602
6631Q, givenName=JUAN
LUIS, sn=BARANDIARAN
MURIEL,
cn=BARANDIARAN MURIEL
JUAN LUIS - 76026631Q

el Graduado en Ingeniería Eléctrica (Rama Industrial)

Juan Luis Barandiarán Muriel

Nº de colegiado 931 -COGITI Cáceres



Contenido

1	DATOS DE LA INSTALACIÓN	4
2	DATOS DE LOS CONDUCTORES	5
2.1	Conductor empleado en los tramos subterráneos	5
2.2	Conductor empleado en los tramos aéreos	5
3	CÁLCULOS DE LA LÍNEA SUBTERRÁNEA	6
3.1	Intensidad de cálculo	6
3.2	Potencia máxima a transportar por el cable	6
3.3	Resistencia	7
3.4	Reactancia de la línea	7
3.5	Capacidad	7
3.6	Intensidad máxima admisible para el cable en servicio permanente	8
3.7	Pérdidas por efecto Joule	12
3.8	Comprobación de la sección del conductor en régimen de cortocircuito	13
3.9	Comprobación de la sección de la pantalla en régimen de cortocircuito	13
3.10	Pérdida de potencia	14
3.11	Caída de tensión máxima	15
3.12	Evaluación de pérdidas totales de potencia activa	15
3.13	Resumen de resultados	16
3.14	Cálculo campo electromagnético	17
4	CÁLCULOS DE LA LÍNEA AÉREA	21
4.1	Introducción	21
4.2	Capacidad de transporte	21
4.3	Parámetros eléctricos	23
4.4	Resumen de resultados del cálculo eléctrico	26
4.5	Cálculo campo electromagnético	27
4.6	Cargas	29
4.7	Ecuación de cambio de condiciones	31
4.8	Cálculos mecánicos a considerar	32
4.9	Cálculo de esfuerzos en apoyos	39
4.10	Cimentaciones	51
4.11	Aislamiento y herrajes	53



1 DATOS DE LA INSTALACIÓN

En la siguiente tabla se muestra un resumen de los datos de la instalación.

Debido a la necesidad de realizar la evacuación mediante una línea de manera subterránea, y un tramo final aéreo, se calculará los parámetros eléctricos de dichos tramos con el fin de comprobar la correcta elección del subterráneo, del aéreo y minimizar las pérdidas.

La línea se divide en dos tramos:

TRAMO I

Tramo proyectado entre el edificio de O&M del Parque Fotovoltaico FV Prímula y la subestación STR Garrovillas.

Tabla 2.- Datos generales del tramo subterráneo de la línea de media tensión subterránea (Tramo I).

Datos de la instalación	
Origen	Centro O&M
Final	AP01 (PAS)
Potencia conectada	2,54 MWn
Factor de potencia	0,9
Tensión de servicio	13,2 kV
Tensión más elevada de la red (kV)	24 kV
Frecuencia	50 Hz
Tipo línea	Subterránea
Longitud	251,53 m
Nº circuitos	1
Disposición de los cables	Tresbolillo
Tipo de canalización	Bajo tubo enterrado
Distancia entre conductores	En contacto
Profundidad zanja	950 mm
Conexión pantallas	Solid Bonding

Se considerará un incremento de la longitud de 3 metros a un extremo del conductor y 10 metros al otro extremo por la subida hasta las botellas instaladas en el AP01 (PAS) para el cálculo eléctrico, para considerar así la subida hasta las celdas de media tensión. La longitud de cálculo eléctrico es de 264,53 metros.

TRAMO II

Las características generales de la línea aérea proyectada entre el apoyo AP01(PAS) y el pórtico de la subestación serán las descritas en la Tabla 3:

Tabla 3. Datos generales de la Línea de media tensión aérea (Tramo II).

Datos de la instalación	
Origen	AP01 (PAS)
Final	Pórtico STR GARROVILLAS
Sistema	Corriente alterna trifásica
Frecuencia (Hz)	50
Tensión de servicio (kV)	13,2
Tensión más elevada de la red (kV)	24
Potencia aparente (MW)	2,54
Capacidad térmica de transporte por circuito	8,58 MVA (verano) 10,92 MVA (invierno)
Número de circuitos	1
Número de conductores por fase	1
Tipo de crucetas	Capa "en T"
Tipo de apoyos	Torres metálicas de celosía
Conductor de Fase	LA-110 (94 AL1/22-ST1A)



Datos de la instalación	
Aislamiento	Cadena de aisladores polimérica
Cimentaciones	Monobloque
Longitud total	15,03 m
Zonas por donde discurre	A
Nº de vanos	1 (Entrada a pórtico)
Nº de apoyos	1

2 DATOS DE LOS CONDUCTORES

2.1 CONDUCTOR EMPLEADO EN LOS TRAMOS SUBTERRÁNEOS

Las características del conductor de potencia de los tramos de línea a construir son las reflejadas en la Tabla 4.

Tabla 4.- Características del conductor del tramo I

Características del conductor	
Sección del conductor	240 mm ²
Sección de la pantalla	16 mm ²
Conductor	Al RH5Z1 12/20 kV 3x1x240mm ² + 1x16mm ² Al
Tensión de aislamiento	12/20
Diámetro conductor	18,7 mm
Diámetro aislamiento	28,2 mm
Diámetro pantalla	32 mm
Diámetro cable	36 mm
Peso	1430 kg/km
Radio de curvatura estático	540 mm
Radio de curvatura dinámico	720 mm
Intensidad máxima admisible catálogo	320 A
Intensidad admisible permanente	306 A
Icc trifásica admisible	22,56 kA
Icc admisible en la pantalla	2,99 kA
Resistencia a 20°	0,125 Ω/km
Resistencia a 90°C	0,1603 Ω/km
Reactancia inductiva	0,100 Ω/km
Capacidad	0,306 µF/km

2.2 CONDUCTOR EMPLEADO EN LOS TRAMOS AÉREOS

Tabla 5.- Características conductor de fase tramo II

Parámetros	Descripción
Conductor	94-AL1/22-ST1A (LA 110)
Sección de aluminio (mm ²)	94.2
Sección de acero (mm ²)	22
Sección total (mm ²)	116.2
Composición	30+7
Diámetro de total (mm)	14
Carga de rotura (daN)	4317
Módulo de elasticidad (daN/mm ²)	8200
Coefficiente de dilatación (°C ⁻¹)	1.78E-05
Resistencia a 20 °C (Ω/km)	0.307



Parámetros	Descripción
Peso (kg/km)	0.4325

3 CÁLCULOS DE LA LÍNEA SUBTERRÁNEA

3.1 INTENSIDAD DE CÁLCULO

Primero se calculará la intensidad que circulará por la línea teniendo en cuenta la potencia a evacuar de la planta fotovoltaica.

La intensidad máxima que circula por la instalación subterránea, viene determinada por la potencia a transportar.

$$I_{calc} = \frac{P_{evacuación}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos(\phi)}$$

Donde

- P = Potencia en kW
- V = tensión en kV
- $\cos\phi$ = Factor de potencia

3.2 POTENCIA MÁXIMA A TRANSPORTAR POR EL CABLE

La máxima potencia que se puede transportar por esta línea, atendiendo al tipo de conductor usado es:

$$P_{máx} = \sqrt{3} * U_n * \cos \phi * I_{max}$$

Donde:

- P_{max} : Potencia máxima a transportar en kW
- U_n : Tensión nominal de la línea
- $\cos \phi$: Factor de potencia de la línea
- I_{max} : Intensidad máxima admisible del cable

Variando el factor de potencia se pueden obtener las diferentes potencias máximas que pueden circular por la línea en función del mismo.



3.3 RESISTENCIA

La resistencia del conductor varía con la temperatura de funcionamiento de la línea. Se adopta como temperatura máxima del conductor en régimen permanente 90°C. El incremento de resistencia en función de la temperatura viene determinado por la expresión:

$$R = R_0 \cdot (1 + \alpha \cdot (\theta - 20))$$

Siendo:

- R_0 : La resistencia del conductor a 20°C en Ω/km
- α : Coeficiente de temperatura del cobre en K^{-1}
- θ : Temperatura máxima del conductor, se adopta el valor correspondiente a 90°C

3.4 REACTANCIA DE LA LÍNEA

La reactancia media se calcula por:

$$X_l = 2\pi \cdot f \cdot L$$

- X_l : Reactancia a frecuencia en Ω/km
- f : frecuencia de la red en Hz

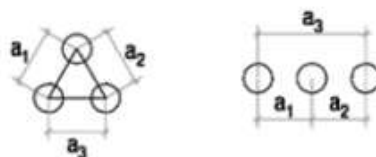
Donde L es el coeficiente de autoinducción que se obtiene por la expresión:

$$L = \left(0,05 + 0,2 \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot DMG}{\varnothing_c} \right) \right) \cdot 10^{-3} (\text{Henrios}/\text{km})$$

- \varnothing_c : Diámetro del conductor
- DMG: Distancia media geométrica entre conductores en mm

$$DMG = \sqrt[3]{a_1 \cdot a_2 \cdot a_3}$$

Figura 1.- Distancia media geométrica



3.5 CAPACIDAD

La capacidad para cables con un solo conductor depende de:

- Las dimensiones del mismo (longitud, diámetro de los conductores, incluyendo las eventuales capas semiconductoras, diámetro debajo de la pantalla).



b) La permitividad o constante dieléctrica ϵ del aislamiento.

Para el caso de los cables de campo radial, la capacidad será:

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

En donde:

- D es el diámetro del aislante
- d es el diámetro del conductor
- ϵ es 2,5 (XLPE)

La intensidad de carga es la corriente capacitiva que circula debido a la capacidad entre el conductor y la pantalla. La corriente de carga en servicio trifásico simétrico para la tensión más elevada de la red es:

$$I_{cc} = 2\pi f C \frac{U_m}{\sqrt{3}} 10^{-3} A/km$$

En donde:

- C es la capacidad $\mu F/km$
- U_m es la tensión más elevada del material

3.6 INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE PARA EL CABLE EN SERVICIO PERMANENTE

Según se establece en la ITC-LAT-06, el aumento de temperatura provocado por la circulación de la intensidad calculada, no debe dar lugar a una temperatura en el conductor superior a la prescrita en la siguiente tabla.

Tabla 6.-Temperaturas máximas aislamiento conductores

Tipo de aislamiento seco	Servicio permanente θ_s	Cortocircuito θ_{cc} ($t \leq 5s$)
Polietileno reticulado XLPE	90°C	250°C

Los valores de intensidad máxima admisible según la ITC-LAT-06 para condiciones estándar que se describen a continuación son los indicados en siguiente tabla.

- Temperatura máxima en el conductor: 90°C
- LSMT en servicio permanente
- 3 cables unipolares bajo tubo en trébol
- Profundidad en instalación: 1 m
- Resistividad térmica del terreno: 1,5 K·m/W
- Temperatura ambiente del terreno a la profundidad indicada: 25°C
- Temperatura del aire ambiente: 40°C



Tabla 7.- Intensidades máximas admisibles en conductores XLPE, Al, bajo tubo

Sección nominal de los conductores mm ²	Intensidad máxima admisible, I, en A (Cables unipolares en triángulo en contacto)
95	190
120	215
150	245
240	320
400	415

En el caso en que no se cumplan las condiciones descritas anteriormente, la intensidad admisible deberá corregirse teniendo en cuenta cada una de las magnitudes de la instalación real que difieran de aquellas.

Las condiciones a considerar para la corrección del valor de la intensidad admisible son las siguientes:

- Temperatura del terreno
- Agrupación de los circuitos
- Resistividad térmica del terreno
- Profundidad de la instalación

Tras la aplicación de los diferentes factores correctores, debe cumplirse que el aumento de temperatura provocado por la circulación de la intensidad calculada no dé lugar a una temperatura, en el conductor, superior a la prescrita en la tabla anterior.

A continuación, se muestran las tablas con los factores de corrección para cada una de las condiciones.

En la siguiente tabla se indican los factores de corrección (Fct), de la intensidad máxima admisible para temperaturas del terreno distintas de 25 °C, en función de la temperatura máxima asignada al conductor.

Tabla 8.-Factor de corrección de temperatura

Temperatura Servicio Permanente θ_s (90 °C)	
Temperatura del terreno θ_t (°C)	Factor de corrección
10	1,11
15	1,07
20	1,04
25	1,00
30	0,96
35	0,92



Temperatura Servicio Permanente θ_s (90 °C)	
Temperatura del terreno θ_t (°C)	Factor de corrección
40	0,88
45	0,83
50	0,78

En nuestro caso se considera un factor $F_{ct} = 1,00$, que se corresponde con una temperatura del terreno estimada de 25°C.

El factor relativo a agrupación de circuitos (F_{ca}), cuando una línea subterránea de media tensión se componga de una agrupación de tubos, la intensidad admisible dependerá del tipo de agrupación empleado y variará para cada cable o terna según este colocado en un tubo central o periférico. Cada caso deberá estudiarse individualmente por el proyectista. Además se tendrán en cuenta los coeficientes aplicables en función de la temperatura y resistividad térmica del terreno y profundidad de la instalación.

Para las ternas de cable enterradas en una zanja en el interior de tubos, se aplicarán los coeficientes indicados en la Tabla 9:

Tabla 9.- Coeficiente corrector por agrupación de cables

Circuitos en tubulares soterrados (un circuito trifásico por tubo)			
Tubos dispuestos en plano horizontal			
Circuitos agrupados	Distancias entre tubos en mm		
	Contacto	200	400
2	0.8	0.83	0.87
3	0.7	0.75	0.8
4	0.64	0.7	0.77

En nuestro caso se considera un factor $F_{ca} = 1$ ya que no hay tramos agrupados.

La resistividad térmica del terreno depende del tipo de terreno y de su humedad, aumentando cuando el terreno está más seco. La tabla siguiente muestra valores de resistividades térmicas del terreno en función de su naturaleza y grado de humedad.

Tabla 10.- Resistividad del terreno según la naturaleza

Resistividad térmica del terreno (K-m/W)	Naturaleza del terreno y grado de humedad
0,40	Inundado
0,50	Muy húmedo
0,70	Húmedo
0,85	Poco húmedo
0,90	Hormigón



Resistividad térmica del terreno (K·m/W)	Naturaleza del terreno y grado de humedad
1,00	Seco
1,20	Arcilloso muy seco
1,50	Arenoso muy seco
2,00	De piedra arenisca
2,50	De piedra caliza
3,00	De piedra granítica

En la siguiente tabla se indican, para distintas resistividades térmicas del terreno (F_{crt}), los correspondientes factores de corrección de la intensidad máxima admisible.

Tabla 11.- Factores de corrección de resistividad para cables bajo tubo

Sección de los conductores mm ²	Resistividad térmica del terreno (K·m/W) Una terna por tubo						
	0,80	0,90	1	1,5	2	2,5	3
150	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81

En nuestro caso se considera un factor $F_{crt} = 0,92$, que se corresponde con una resistividad térmica del terreno de 2 K·m/W para un conductor de 240 mm² de sección.

En la siguiente tabla se indican los factores de corrección que deben aplicarse para profundidades de instalación (F_{cp}) distintas de 1m.

Tabla 12.-Factores de corrección de profundidad

Profundidad de instalación (m)	Sección (mm ²) de cables enterrados bajo tubo	
	95 y 150	240 y 400
0,6	1,04	1,06
0,8	1,02	1,03
1	1	1
1,2	0,98	0,98

En nuestro caso se considera un factor $F_{cp} = 1$.



En base a los factores expuestos, la intensidad admisible permanente del conductor se calculará por la siguiente expresión:

$$I_{adm} = I \cdot Fct \cdot Fcrt \cdot Fca \cdot Fcp \cdot Fa$$

Donde:

- I_{adm} : Intensidad máxima admisible en servicio permanente, en A.
- I : Intensidad del conductor sin coeficientes de corrección, en A.
- Fct : Factor de corrección debido a la temperatura del terreno.
- $Fcrt$: Factor de corrección debido a la resistividad del terreno.
- Fca : Factor de corrección debido a la agrupación de circuitos.
- Fcp : Factor de corrección debido a la profundidad de soterramiento.
- Fa : Factor de corrección adicional

3.7 PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE

La pérdida de potencia será por efecto Joule se producen debido al calentamiento del conductor ante el paso de la corriente eléctrica y se calculará mediante la siguiente expresión:

$$P_j = 3 \cdot R \cdot l \cdot I^2$$

- P_j : Potencia de pérdidas por efecto Joule en Watios.
- R : Resistencia de la línea en Ω/km .
- l : Longitud de la línea en km
- I : Intensidad de cálculo en Amperios.



3.8 COMPROBACIÓN DE LA SECCIÓN DEL CONDUCTOR EN RÉGIMEN DE CORTOCIRCUITO

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito, se supone como dato de partida la potencia de cortocircuito en la red de media tensión, suministrado por la empresa distribuidora Eléctricas Pitarch Distribución (EDP), siendo esta de 8,39 MVA.

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U_n}$$

Ha de comprobarse con la norma UNE 21-192 que la sección mínima del conductor, en régimen adiabático, para la intensidad de cortocircuito trifásica obtenida, resulta inferior a la del cable a instalar.

$$S^2 = \frac{I_{cc}^2 \cdot t}{K^2 \cdot \ln\left(\frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}\right)}$$

Donde:

- I_{cc} : Intensidad de cortocircuito en A
- S : Sección del conductor
- t : Duración del cortocircuito en segundos (se tomará 1 seg)
- θ_f : Temperatura final en °C de la pantalla en el cortocircuito (250 °C)
- θ_i : Temperatura inicial en °C de la pantalla en el cortocircuito (90 °C)
- K y β : dependen de la naturaleza del conductor y, para aluminio adoptan los valores siguientes:
 - $K=148$
 - $\beta=228$

Como se puede apreciar, la sección del conductor es mayor a la obtenida por intensidad de cortocircuito máxima de la red de distribución.

La intensidad de cortocircuito soportada por el conductor según catálogo es 22,57 kA, superior a la de la red de distribución.

3.9 COMPROBACIÓN DE LA SECCIÓN DE LA PANTALLA EN RÉGIMEN DE CORTOCIRCUITO

La intensidad de cortocircuito trifásico más desfavorable, como se describe en el apartado anterior, la dará la empresa distribuidora Eléctricas Pitarch Distribución (EDP).



Ha de comprobarse con la norma UNE 21192 que la sección mínima del conductor, en régimen adiabático, para la intensidad de cortocircuito monofásico obtenida, resulta inferior a la del cable a instalar.

$$S^2 = \frac{I_{CC}^2 \cdot t}{K^2 \cdot \ln\left(\frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}\right)}$$

Donde:

- I_{CC} : Intensidad de cortocircuito en pantalla en A
- S : Sección del conductor
- t : Duración del cortocircuito en segundos (se tomará 1 seg)
- θ_f : Temperatura final en °C de la pantalla en el cortocircuito (180 °C)
- θ_i : Temperatura inicial en °C de la pantalla en el cortocircuito (70 °C)
- K y β : dependen de la naturaleza del conductor y, para aluminio adoptan los valores siguientes:
 - K : 148
 - β : 228

La intensidad de cortocircuito soportada por el conductor según catálogo es 2,99 kA, superior a la de la red de distribución.

3.10 PÉRDIDA DE POTENCIA

Las pérdidas de potencia de un línea vendrán dadas por la siguiente expresión:

$$P_p = \frac{P^2 \cdot L \cdot R_{90}}{U^2 \cdot (\cos\phi)^2}$$



3.11 CAÍDA DE TENSION MÁXIMA

La caída de tensión que se produce en una línea trifásica, viene determinada por la fórmula:

$$U = \sqrt{3} \cdot I \cdot l \cdot (R \cdot \cos \theta + X \cdot \sin \theta)$$

- U: Caída de tensión en V
- I: Intensidad en A.
- l: Longitud de la línea en km.
- R: Resistencia del conductor en corriente alterna a la temperatura de servicio en Ω/Km
- X: Reactancia a frecuencia en Ω/km
- θ : Ángulo de desfase entre la tensión y la corriente.

Los factores se calculan de acuerdo con la norma UNE21144.

Los límites máximos de variación de la tensión de alimentación a los consumidores finales serán de ± 7 por 100 de la tensión de alimentación declarada, de acuerdo al R.D. 1955/2000 de 1 de diciembre.

La caída de tensión con respecto a la tensión nominal de la línea debe ser menor del 5%.

3.12 EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS TOTALES DE POTENCIA ACTIVA

Las pérdidas totales de potencia activa vienen dadas por la suma de los tres tipos de pérdidas calculadas en los tres puntos anteriores.

El total de potencia activa perdida no debe ser superior al 3%.



3.13 RESUMEN DE RESULTADOS

TRAMO I

Tabla 13.- Cálculos tramo I Subterráneo

CÁLCULOS DEL TRAMO SUBTERRÁNEO			
LSAT 13.2 KV CS PSFV PRÍMULA - PÓRTICO STR GARROVILLAS			
Cálculos generales			
Potencia aparente de cálculo	2,54 MVA		
Tensión nominal	13,2 kV		
Factor de potencia	0.9		
Longitud de la línea	264,53 m		
Intensidad calculada	123 A		
Intensidad máxima admisible corregida	306 A		
Factor de carga	40,32%		
Cálculos caída de tensión			
Resistencia de la línea a 90°C	0,1603 Ω/km		
Reactancia de la línea	0,1000 Ω/km		
Caída de tensión	11 V		
% Caída de tensión	0,08%		
Capacidad máxima de transporte según f.d.p.			
Factor de potencia	0.85	0.9	1
P máxima	5,95 MW	6,30 MW	7,00 MW
Pérdida de potencia			
Pérdida de potencia activa total	1,94 kW		
% Pérdida de potencia	0.08%		
Conductor utilizado			
Al RH5Z1 12/20 kV 3x1x240mm² + 1x16mm² Al (12/20)			



3.14 CÁLCULO CAMPO ELECTROMAGNÉTICO

El R.D. 1066/2001 de 28 de septiembre, por el que se aprueba el “Reglamento que establece condiciones de protección del dominio público radioeléctrico, restricciones a las emisiones radioeléctricas y medidas de protección frente a las emisiones radioeléctricas”, adopta medidas de protección sanitaria de la población estableciendo unos límites de exposición del público a campos electromagnéticos procedentes de emisiones radioeléctricas acordes a las recomendaciones europeas. Para el campo magnético generado a la frecuencia industrial de 50 Hz, el límite establecido es de 100 microteslas (100 μ T).

Para calcular el valor eficaz del campo magnético en un punto cuando no existe ningún apantallamiento magnético se puede emplear la ley de Biot-Savart:

$$B = \mu_0 \cdot H = 4 \cdot \pi \cdot 10^{-7} \cdot I / (2 \cdot \pi \cdot r) \text{ (T)}$$

Donde:

- I = corriente que circula por el conductor, a 50 Hz (A).
- r = distancia del conductor al punto donde se calcula el campo magnético (m).

Los campos electromagnéticos son aquellos campos generados por el paso de una corriente eléctrica a través de un material conductor. Las ecuaciones de Biot y Savart, permiten estudiar el campo magnético B creado por un circuito recorrido por una corriente de intensidad i:

$$B = \frac{\mu_0 \cdot i}{4 \cdot \pi} \int \frac{u_t \cdot u_r}{r^2} \cdot dl$$

- B es el vector campo magnético existente en un punto P del espacio
- u_t es un vector unitario cuya dirección es tangente al circuito y que nos indica el sentido de la corriente en la posición donde se encuentra el elemento dl.
- u_r es un vector unitario que señala la posición del punto P respecto del elemento de corriente

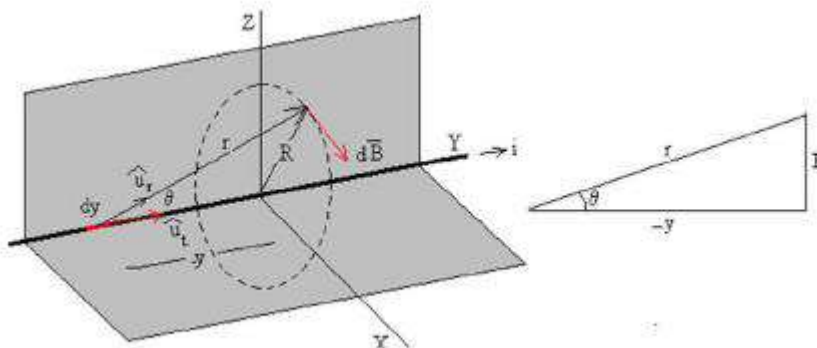
$$\mu_0 / 4\pi = 10^{-7}$$

en el Sistema Internacional de Unidades.

Para el cálculo del campo electromagnético generado por un conductor rectilíneo indefinido por el que circula una corriente i, se puede establecer de la siguiente manera:



Figura 2.-Campo electromagnético generado por un conductor rectilíneo



El campo magnético B producido por el hilo rectilíneo en el punto P tiene una dirección que es perpendicular al plano formado por la corriente rectilínea y el propio punto P.

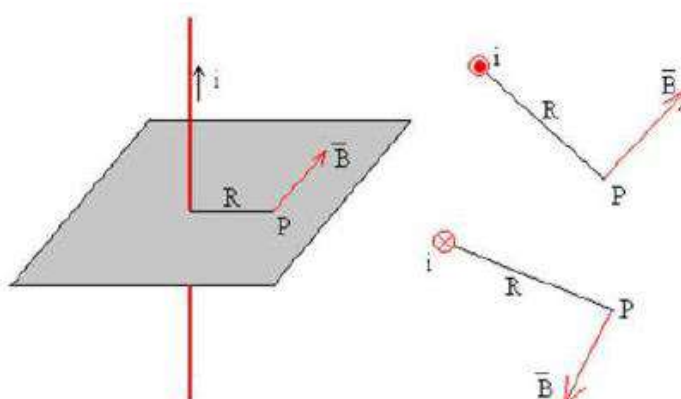
Para calcular el módulo de dicho campo es necesario realizar una integración.

$$B = \frac{\mu_0 \cdot i}{4 \cdot \pi} \int_{-\infty}^{+\infty} \frac{\text{sen } \theta}{r^2} dy = \frac{\mu_0 \cdot i}{4 \cdot \pi \cdot R} \int_0 \text{sen } \theta \cdot d\theta = \frac{\mu_0 \cdot i}{2 \cdot \pi \cdot R}$$

Se integra sobre la variable θ , expresando las variables x y r en función del ángulo θ .

$$R = r \cdot \cos \theta, R = -y \cdot \tan \theta.$$

Figura 3.-Dirección y sentido del campo magnético



En la figura, se muestra la dirección y sentido del campo magnético producido por una corriente rectilínea indefinida en el punto P. Cuando se dibuja en un papel, las corrientes perpendiculares al plano del papel y hacia el lector se simbolizan



con un punto i en el interior de una pequeña circunferencia, y las corrientes en sentido contrario con una cruz x en el interior de una circunferencia tal como se muestra en la parte derecha de la figura.

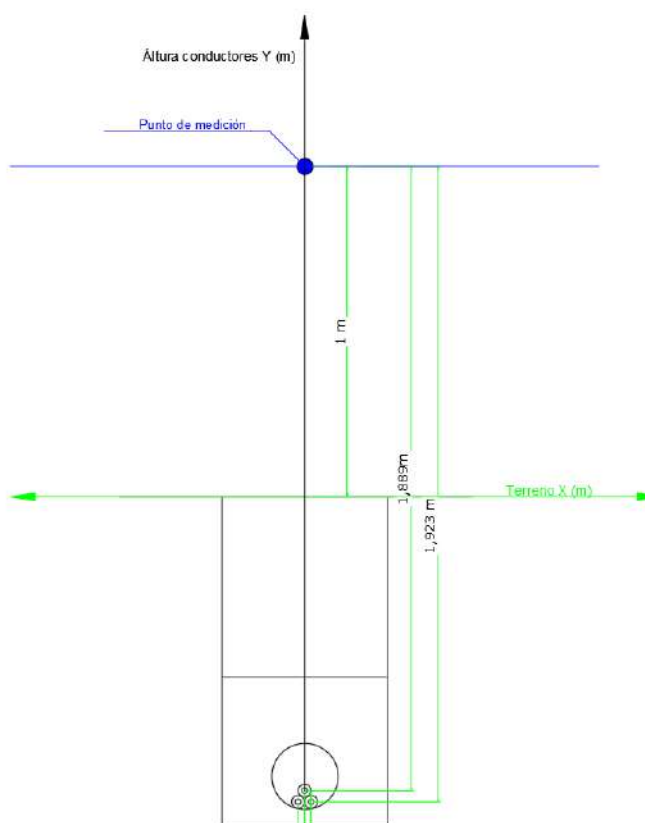
La dirección del campo magnético se dibuja perpendicular al plano determinado por la corriente rectilínea y el punto, y el sentido se determina por la regla del sacacorchos o la denominada de la mano derecha.

Los datos a introducir son la posición de los conductores en la zanja.

Se cogerá una distancia de 50 m desde el eje de la línea con divisiones cada 5 m a cada lado del eje X para evaluar el campo magnético. El punto de medición se situará a 1 m en el eje Y con mediciones cada 5 m en el eje X de altura 1 metro.

La intensidad calculada en la línea es de 125 A y los conductores se encuentran desfasados 120° bajo tubo.

Figura 4.- Datos de entrada





Los resultados arrojados por la simulación aparecen en la tabla y gráfico siguientes:

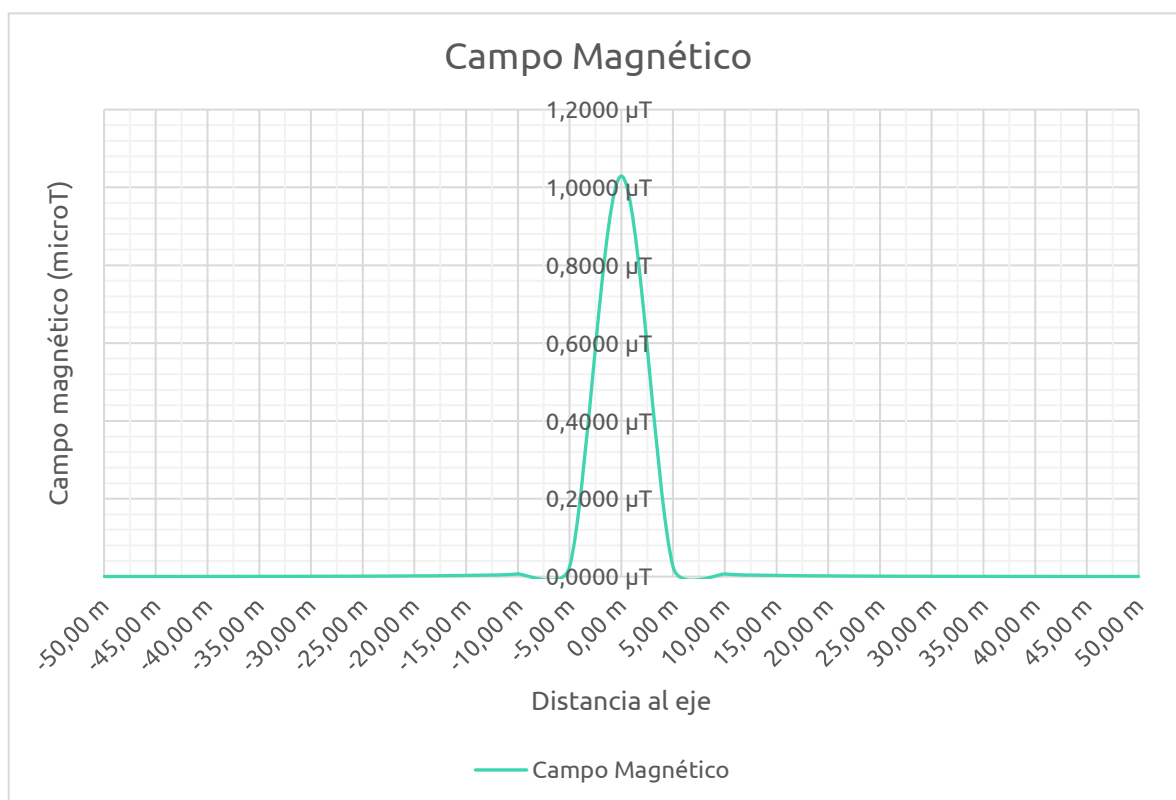
Tabla 14-. Resumen de resultados

Distancia al eje (m)	Valor del campo (μT)
-50,00 m	0,0003 μT
-45,00 m	0,0004 μT
-40,00 m	0,0004 μT
-35,00 m	0,0006 μT
-30,00 m	0,0008 μT
-25,00 m	0,0011 μT
-20,00 m	0,0018 μT

Distancia al eje (m)	Valor del campo (μT)
-15,00 m	0,0031 μT
-10,00 m	0,0068 μT
-5,00 m	0,0249 μT
0,00 m	1,0291 μT
5,00 m	0,0249 μT
10,00 m	0,0068 μT
15,00 m	0,0031 μT

Distancia al eje (m)	Valor del campo (μT)
20,00 m	0,0018 μT
25,00 m	0,0011 μT
30,00 m	0,0008 μT
35,00 m	0,0006 μT
40,00 m	0,0004 μT
45,00 m	0,0004 μT
50,00 m	0,0003 μT

Gráfica 1.-Campo magnético





4 CÁLCULOS DE LA LÍNEA AÉREA

4.1 INTRODUCCIÓN

En el presente apartado se justifican los cálculos eléctricos correspondiente al tramo II de la línea aérea de media tensión.

Las características de la línea aérea a 13,2 kV APOYO AP01 (PAS) – PÓRTICO STR GARROVILLAS:

- Tipo de apoyo predominante: Torres metálicas
- Longitud aérea: 15,03 m
- Número de circuitos: 1
- Número de conductores por fase: 1
- Conductor de fase: 94-AL1/22-ST1A (LA 110)
- Frecuencia: 50 Hz
- Altitud media de la línea sobre el nivel del mar: 350,62 m , (Zona A)

4.2 CAPACIDAD DE TRANSPORTE

4.2.1 Densidad de corriente e intensidad máxima admisible

La densidad de corriente máxima admisible en régimen permanente, de acuerdo con el artículo 4.2.1 de la ITC-07 del R.D. 223/2008 para una línea de corriente alterna y 50 Hz de frecuencia para conductores de Aluminio se obtiene de la tabla 11 de dicha instrucción:

Tabla 15.-Densidad de corriente máxima de los conductores en régimen permanente

Sección nominal (mm ²)	Cobre	Aluminio	Aleación de AL
10	8,75		
15	7,6	6	5,6
25	6,35	5	4,65
35	5,75	4,55	4,25
50	5,1	4	3,7
70	4,5	3,55	3,3
95	4,05	3,2	3
125	3,7	2,9	2,7
160	3,4	2,7	2,5
200	3,2	2,5	2,3
250	2,9	2,3	2,15
300	2,75	2,15	2
400	2,5	1,95	1,8



Sección nominal (mm ²)	Cobre	Aluminio	Aleación de AL
500	2,3	1,8	1,7
600	2,1	1,65	1,55

Al emplear una sección de cable que no se encuentra en dicha tabla, para obtener el valor de la densidad de corriente se interpolará entre valores externo de la tabla lo más ajustados posibles, que contengan la sección.

Por lo tanto, se interpola para la sección de cable empleada mediante la siguiente fórmula:

$$\sigma = \sigma_0 + \frac{\sigma_1 - \sigma_0}{S_1 - S_0} \cdot (S - S_0)$$

Siendo:

- S_0 : sección inferior a la escogida
- σ_0 : valor tabla correspondiente a la sección inferior a la escogida
- S_1 : sección superior a la escogida
- σ_1 : valor tabla correspondiente a la sección superior a la escogida
- S : sección conductor escogido
- σ : valor calculado

A ese valor obtenido se le aplica un factor de corrección, al ser un cable de Aluminio-Acero. El factor de corrección viene dado en la ITC-07 apartado 4.2.1 del R.D. 223/2008. Tendrá un valor que varía en función de la composición del conductor. La densidad de corriente corregida se obtiene mediante la siguiente expresión.

$$\sigma_c = \sigma \cdot f_c$$

Se obtiene la intensidad máxima admisible por el conductor mediante la expresión:

$$I_{m\acute{a}x} = \sigma_c \cdot S$$



Con todo ello, se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 16.-Densidad de corriente

Densidad de corriente	
Sección inferior a la escogida	95,0 mm ²
Sección superior a la escogida	125,0 mm ²
σ_0	3,20 A/mm ²
σ_1	2,90 A/mm ²
σ	2,99 A/mm ²
Número de hilos	37
f_c	0,916
σ_c	2,74 A/mm ²
S	116,2 mm ²
Imáx	318,0 A

4.2.2 Capacidad de transporte máxima en régimen en verano/invierno

Se ha calculado la capacidad de transporte del circuito de la línea y su variación con la temperatura ambiente, con una velocidad de viento de 0,6 m/s perpendicular al conductor y considerando el efecto de la radiación solar en las condiciones climáticas de la zona más desfavorable.

El resumen de los resultados obtenidos es el siguiente (MVA por circuito y A por conductor).

Tabla 17.-Capacidad de transporte máxima

	Tª del conductor: 70,0 °C	
	Capacidad de Transporte por circuito (MVA)	Intensidad admisible por conductor (A)
Tª Invierno: 3,7 °C	10,27 MVA	449 A
Tª Verano: 33,7 °C	7,55 MVA	330 A

Las temperaturas se han obtenido de la Guía Resumen del Clima en España de 1971-2000, del ministerio de Obras Públicas y Transporte, edición 2001. Para el cálculo de la capacidad de transporte por circuito se han seleccionado las medias de las temperaturas máximas del mes más cálido y del mes más frío.

Con el presente estudio se cumple lo establecido en el R.D. 223/2008, ya que se ha tenido en cuenta la temperatura alcanzada por los conductores, las condiciones climatológicas y la carga en línea.

4.3 PARÁMETROS ELÉCTRICOS

4.3.1 Resistencia eléctrica

La resistencia de la línea se calcula mediante la siguiente expresión.

$$R = \frac{R_k \cdot l}{n \cdot n_c}$$

Dónde:



- R=Resistencia total de la línea (Ω)
- R_k =Resistencia por kilómetro de conductor (Ω/km)
- l= Longitud de la línea (km)
- n= Número de conductores por fase
- n_c = Número de circuitos

4.3.2 Reactancia del conductor

La reactancia kilométrica de la línea se calcula empleando la siguiente fórmula:

$$X_k = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot \left(2 \cdot 10^{-4} \cdot \ln \left(\frac{DMG}{RMG'} \right) \right)$$

Donde:

- X_k = Reactancia aparente en Ω/km .
- f= Frecuencia de la red en hercios=50.
- RMG= Radio medio geométrico de una fase en milímetros.

DMG= Separación media geométrica entre conductores en milímetros.

4.3.3 Capacitancia

La capacidad de cada fase al neutro por unidad de kilómetro se calcula mediante la siguiente expresión:

$$C_k = \frac{0,0556}{\ln \frac{DMG}{RMG}}$$

4.3.4 Susceptancia

La Susceptancia kilométrica (B_k), que es la parte imaginaria de la admitancia, viene dada por la expresión:

$$B_k = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C_k$$

4.3.5 Impedancia de la línea

La impedancia kilométrica de la línea (Z_k) viene determinada por la siguiente expresión:

$$Z_k = R_k + j \cdot X_k$$



4.3.6 Admitancia

La admitancia es la inversa de la impedancia:

$$Y = \frac{1}{Z}$$

4.3.7 Caída de tensión

La caída tensión viene dada por la fórmula:

$$e = \sqrt{3} \cdot I_c \cdot l \cdot (R_k \cdot \cos \theta + X_k \cdot \sin \theta)$$

$$e(\%) = \frac{e}{U_N} \cdot 100$$

Dónde:

- e = Caída de tensión (V)
- L= Longitud de la línea (km)
- I_c = Intensidad de cálculo (A)
- R_k= Resistencia por fase y por kilómetro de conductor (Ω/km)
- X_k= Reactancia por fase y por kilómetro de conductor (Ω/km)
- θ = Ángulo de desfase entre la intensidad y la tensión en el extremo receptor
- U_N = Tensión nominal (kV)

Se admite una caída máxima de tensión del 5%.

4.3.8 Pérdidas por efecto joule

Si por un conductor circula corriente eléctrica, parte de la energía cinética de los electrones se transforma en calor debido al choque que sufren los electrones con las moléculas del conductor por el que circulan elevando la temperatura de este.

Las pérdidas por efecto Joule, vienen dadas por la siguiente ecuación:

$$R_k(T_{trabajo}^{\circ}) = R_k(20^{\circ}) \cdot (1 + \alpha \cdot (\theta_{trabajo} - \theta_{20^{\circ}}))$$

Donde:

α = Coeficiente de temperatura de la resistencia a 20°C del Aluminio (0,00403°C)

θ_{trabajo} = Temperatura máximo de trabajo del conductor (°C)

θ_{20°} = Temperatura del conductor a 20°C

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

- P = Potencia transportada por circuito (MW)
- R = Resistencia del conductor a la temperatura máxima de operación (Ω/km)



- L = Longitud de la línea (km)
- U = Tensión nominal (kV)
- $\cos \phi$ = factor de potencia de la carga.

Se admite una pérdida de potencia máxima por efecto Joule del 3%.

4.4 RESUMEN DE RESULTADOS DEL CÁLCULO ELÉCTRICO

Tabla 18.- Resumen de resultados

RESUMEN DE RESULTADOS	
Potencia de diseño	2,82 MVA
Tensión de diseño	13,2 kV
Intensidad de cálculo	123,3 A
Valores eléctricos por km	
Resistencia Rk	0,369 Ω /km
Reactancia Xk	0,367 Ω /km
Capacidad de la línea C'	0,010 μ F/km
Susceptancia capacitiva B'	3,120 μ S/km
Valores eléctricos totales línea	
Resistencia R	0,006 Ω
Reactancia X	0,006 Ω
Capacidad de la línea C'	0,000 Ω
Susceptancia capacitiva B'	0,047 Ω
Efecto corona	
Campo crítico de inicio de corona visible	22,77 kVp/cm
Campo crítico de inicio de descargas	16,72 kVp/cm
Campo eléctrico en la superficie del conductor	3,54 kVp/cm

Pérdidas en la línea	
Pérdidas joule	0,00 MW
	0,01%
Pérdidas efecto corona	0,00 MW
	0,00%
Pérdidas totales	0,00 MW
	0,01%
Caída de tensión	0,00 kV
	0,01%

**Rendimiento de la línea**

99,99%

4.5 CÁLCULO CAMPO ELECTROMAGNÉTICO

El R.D. 1066/2001 de 28 de septiembre, por el que se aprueba el “Reglamento que establece condiciones de protección del dominio público radioeléctrico, restricciones a las emisiones radioeléctricas y medidas de protección frente a las emisiones radioeléctricas”, adopta medidas de protección sanitaria de la población estableciendo unos límites de exposición del público a campos electromagnéticos procedentes de emisiones radioeléctricas acordes a las recomendaciones europeas. Para el campo magnético generado a la frecuencia industrial de 50 Hz, el límite establecido es de 100 microteslas (100 μ T).

Para calcular el valor eficaz del campo magnético en un punto cuando no existe ningún apantallamiento magnético se puede emplear la ley de Biot-Savart:

$$B = \mu_0 \cdot H = 4 \cdot \pi \cdot 10^{-7} \cdot I / (2 \cdot \pi \cdot r) \text{ (T)}$$

Donde:

I = corriente que circula por el conductor, a 50 Hz (A).

r = distancia del conductor al punto donde se calcula el campo magnético (m).

Los datos a introducir son la posición de los conductores en el punto más bajo del vano (para la línea de media de este proyecto se ha optado por 7 m de altura como mínimo).

Se cogerá una distancia de 50 m desde el eje de la línea con divisiones cada 5 m a cada lado del eje X para evaluar el campo magnético.

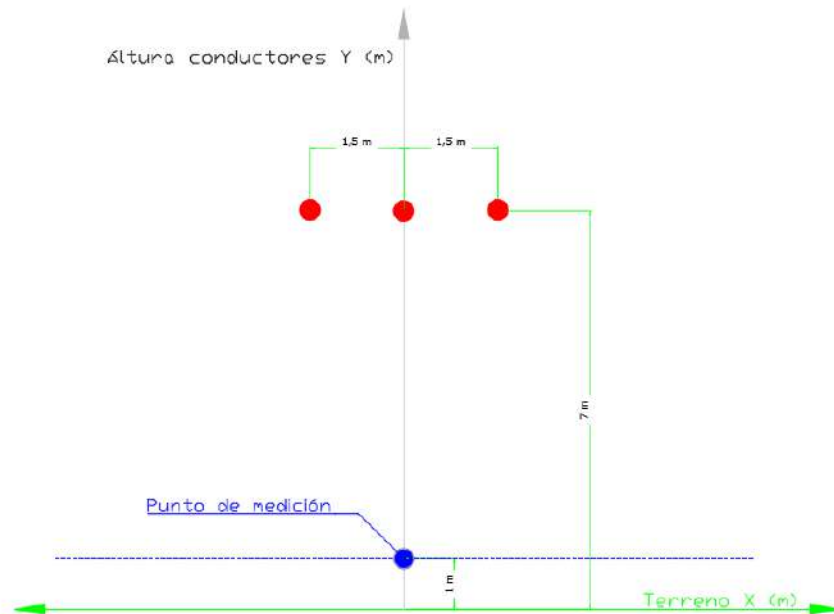
El punto de medición se situará a 1m en el eje y mediciones cada 10 m en el eje X de altura.

El ancho de semicrucetas escogido es de 1,5 m y la distancia vertical entre fases es de 7 m.

La intensidad calculada en la línea es de 125 A desfasados 120°.



- *Figura 5.-Datos de entrada*



Los resultados arrojados por la simulación aparecen en la tabla y gráfico siguientes:

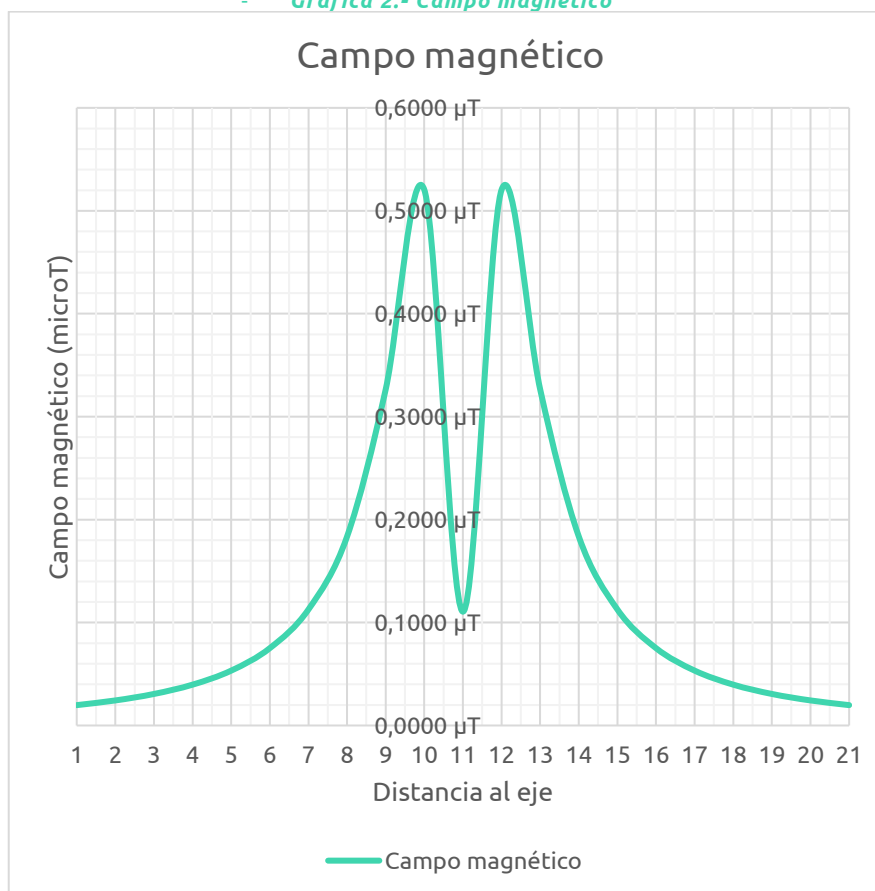
- *Tabla 19.- Resumen de resultados*

Distancia al eje (m)	Valor del campo (μT)
-50,00 m	0,0198 μT
-45,00 m	0,0243 μT
-40,00 m	0,0306 μT
-35,00 m	0,0397 μT
-30,00 m	0,0533 μT
-25,00 m	0,0751 μT
-20,00 m	0,1127 μT
-15,00 m	0,1836 μT
-10,00 m	0,3264 μT
-5,00 m	0,5204 μT
0,00 m	0,1106 μT
5,00 m	0,5204 μT
10,00 m	0,3264 μT
15,00 m	0,1836 μT
20,00 m	0,1127 μT
25,00 m	0,0751 μT
30,00 m	0,0533 μT



Distancia al eje (m)	Valor del campo (μT)
35,00 m	0,0397 μT
40,00 m	0,0306 μT
45,00 m	0,0243 μT
50,00 m	0,0198 μT

- Gráfica 2.- Campo magnético



4.6 CARGAS

4.6.1 Cargas y sobrecargas a considerar del conductor (zona A)

Según el artículo 3.1 de la ITC-07 del R.D. 223/2008 las cargas y sobrecargas a considerar se distinguen según:

- Cargas permanentes
- Sobrecarga debida a la acción del viento

Además de esto se calculará la carga total (sobrecarga debida a la acción del peso y viento).



4.6.1.1 Cargas permanentes

Se considerará la carga vertical debida al peso del propio conductor, que se calcula tal y como sigue a continuación:

- Conductor LA-110

Para obtener el valor en daN/m se realiza la siguiente conversión de unidades:

$$P_C = 0,4325 \frac{Kg}{m} \cdot 0,981 \frac{daN}{Kg} = 0,424 \frac{daN}{m}$$

4.6.1.2 Cargas debidas a la acción del viento

Según el artículo 3.1.2.1 del R.D. 223/2008, la presión producida por el viento sobre el conductor o cable de tierra viene dada por la siguiente expresión:

$$P_V = q \cdot d$$

Donde:

- P_V : Presión del viento en daN/m
- d : Diámetro del conductor en metros
- q : Presión de viento, se calcula mediante una de las siguientes expresiones
- V_V : Velocidad del viento en km/h y se toma 120 Km/h como mínimo.

$$q = 60 \cdot \left(\frac{V_V}{120}\right)^2 \quad d \leq 16 \text{ mm}$$

$$q = 50 \cdot \left(\frac{V_V}{120}\right)^2 \quad d > 16 \text{ mm}$$

- Conductor LA-110

Se calculará mediante la segunda expresión:

$$q = 60 \cdot \left(\frac{V_V}{120}\right)^2 = 60 \cdot \left(\frac{120}{120}\right)^2 = 60 \frac{daN}{m^2}$$

Con lo que se puede calcular la presión producida por el viento:

$$P_V = q \cdot d = 60 \cdot 0,014 = 0,84 \frac{daN}{m}$$

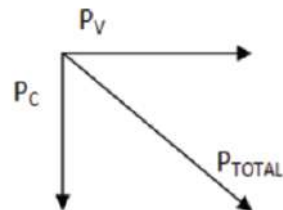
Para calcular la carga total, deben componerse vectorialmente el peso y la fuerza del viento.

4.6.1.3 Peso aparente por sobrecarga de viento

La carga total se obtiene mediante la suma vectorial del peso y la presión del viento:



$$P_T = \sqrt{P_V^2 + P_C^2}$$



- Conductor LA-110

$$P_T = \sqrt{P_V^2 + P_C^2} = \sqrt{0,84^2 + 0,424^2} = 0,941 \frac{daN}{m}$$

4.7 ECUACIÓN DE CAMBIO DE CONDICIONES

Los conductores e hilos de tierra de las líneas eléctricas aéreas están sujetos a la influencia de:

- Variaciones de temperatura
- La acción del viento

Estas magnitudes son de origen climatológico y cada uno de estos factores afecta a la tensión mecánica, a la longitud del conductor y a la flecha. Es por ello que se hace necesario relacionar estas variables, y esto se realiza mediante la “ecuación de cambio de condiciones”.

La “ecuación de cambio de condiciones” nos permite calcular la componente horizontal de la tensión para unos valores determinados de sobrecarga (que será el peso total del conductor y cadena + sobrecarga de viento o nieve, si existiesen) y temperatura, partiendo de una situación de equilibrio inicial de sobrecarga, temperatura y tensión mecánica. Esta ecuación tiene la forma:

$$T^2 * (T + A) = B$$

$$A = \alpha * (\theta - \theta_0) * S * E - T_0 + \frac{a_r^2}{24} * \frac{P_0^2}{T_0^2} * S * E$$

$$B = \frac{a_r^2 * P^2}{24} * S * E$$

- a =Longitud proyectada del vano de regulación (m)
- T_0 = Tensión horizontal en las condiciones iniciales (daN)
- Θ_0 = Temperatura en las condiciones iniciales (°C)



- P_0 = Sobrecarga en las condiciones iniciales según zona donde nos encontremos (daN/m)
- T=Tensión horizontal en las condiciones finales (daN)
- Θ = Temperatura en las condiciones finales ($1/^\circ\text{C}$)
- P=Sobrecarga en las condiciones finales (daN/m)
- S=Sección del conductor (mm^2)
- E= Módulo de elasticidad del conductor (daN/ mm^2)
- α = Coeficiente de dilatación lineal del conductor ($\text{m}/^\circ\text{C}$)

4.8 CÁLCULOS MECÁNICOS A CONSIDERAR

Según el artículo 3.2 de la ITC-07 se realizarán siguientes cálculos mecánicos:

- Tracción máxima admisible
- Comprobación de los fenómenos vibratorios
- Flechas máximas de los conductores y cables de tierra.

4.8.1 Tracción máxima admisible

El R.D. 223/2008 establece que la tracción máxima admisible de los conductores y cables de tierra no resultará superior a su carga de rotura, dividida por un coeficiente como mínimo de 2,5 (en el presente estudio se utilizará un coeficiente de seguridad de valor igual a 3), considerándose sometidos a la hipótesis de sobrecarga que se presentan a continuación.

Tabla 20.- Condiciones de las hipótesis que limitan la tracción máxima admisible

Zona A			
Hipótesis	Temperatura ($^\circ\text{C}$)	Sobrecarga Viento	Sobrecarga Hielo
Tracción máxima viento	-5	120 Km/h	No aplica

La tracción máxima admisible se calcula mediante la siguiente expresión:

$$T_{max.adm} = \frac{Q_r}{C_s}$$

Donde:

- $T_{max.adm}$ =Tracción máxima admisible en daN
- Q_r = Carga de rotura en daN
- C_s =Coeficiente de seguridad, que es igual a 3

Para cada conductor resulta:



- Conductor LA-110

$$T_{max.adm} = \frac{4317}{3} = 1439 \text{ daN}$$

La tensión unitaria máxima ($t_{max.adm}$) se calcula como el cociente entre la tracción máxima admisible y la sección del conductor.

$$t_{max.adm} = \frac{T_{max.adm}}{S_{conductor}}$$

- Conductor LA-110

$$t_{max.adm} = \frac{1439}{116,2} = 12,38 \frac{\text{daN}}{\text{mm}^2}$$

4.8.2 Tensión de cada día (Every day stress, EDS)

La aparición de fenómenos vibratorios en un conductor se encuentra condicionada por la tensión a la que éste se ve sometido. Para tensiones mecánicas elevadas aumentan las probabilidades de que se produzca este fenómeno.

Para evitar que se produzcan vibraciones en el cable que puedan conducir a la rotura de los hilos que lo componen es conveniente mantener dicha tensión dentro de unos límites.

Se define la tensión de cada día como la tensión a la que está sometido el cable la mayor parte del tiempo correspondiente a la temperatura media, sin que exista sobrecarga alguna. Se expresa en tanto por ciento de la carga de rotura del cable y está ligado a una temperatura que se llama "temperatura de cada día".

Se calcula de la siguiente manera:

$$EDS(\%) = \frac{T}{Q_r} \leq 15 \%$$

Donde:

- T=Tensión a 15°C sin sobrecarga en daN
- Q_r = Carga de rotura en daN

4.8.2.1 Comprobación de fenómenos vibratorios

A la hora de determinar las tracciones mecánicas de los conductores y cables de tierra deberá tenerse en cuenta la incidencia de posibles fenómenos vibratorios que pueden, no sólo acortar la vida útil de los mismos, sino también dar lugar a desgaste y fallos en herrajes, aisladores y accesorios, e incluso en elementos de los apoyos. Estos fenómenos son producidos por la vibración eólica y en el caso de conductores en haz, además, la vibración del subvano (entre separadores).



La elección de una tracción adecuada a la temperatura ambiente y el uso de amortiguadores y separadores debidamente posicionados ayudan a prevenir estos fenómenos.

En general, se recomienda que la tracción a temperatura de 15 °C no supere el 22% de la carga de rotura, si se realiza el estudio de amortiguamiento y se instalan dichos dispositivos, o que bien no supere el 15% de la carga de rotura si no se instalan.

También se recomienda la instalación de grapas de suspensión con varillas de protección.

En el presente proyecto la tracción a temperatura de 15 °C, como ya se indicó anteriormente, no supera el 15 % (Se ha seleccionado un EDS del 1,99%), por tanto, no se requiere de la implantación en la línea de amortiguadores y separadores.

4.8.3 Flecha máxima de conductores de fase

La flecha es la distancia en vertical entre el punto más bajo del conductor y el punto de sujeción del mismo.

De acuerdo con la clasificación de las zonas de sobrecarga definidas en el apartado 3.1.3 de la ITC- 07, que son las siguientes:

En las zonas A, B y C:

- Hipótesis de viento. Sometidos a la acción de su peso propio y una sobrecarga de viento, según el apartado 3.1.2 de la ITC-LAT-07, para una velocidad de viento de 120 km/h a la temperatura de +15 °C.
- Hipótesis de temperatura. Sometidos a la acción de su propio peso, a la temperatura máxima previsible, teniendo en cuenta las condiciones climatológicas y de servicio de la línea. Para líneas de categoría especial, esta temperatura no será en ningún caso inferior a +85°C para los conductores de fase. Para el resto de líneas, para los conductores de fase, esta temperatura no será en ningún caso inferior a + 50 °C.
- Hipótesis de hielo. Sometidos a la acción de su peso propio y a la sobrecarga de hielo correspondiente a la zona, según el apartado 3.1.3, a la temperatura de 0 °C.

Las flechas que se alcanzan en cada vano, se han calculado utilizando la ecuación de Truxá:

$$f = \frac{p \cdot a \cdot b}{8 \cdot T} \cdot \left(1 + \frac{a^2 \cdot p^2}{48 \cdot T^2} \right)$$



Donde:

a: Longitud proyectada del vano (m)

b: Longitud real del vano (m)

$$b = \sqrt{a^2 + h^2}$$

h=Desnivel (m)

T= Componente horizontal de la tensión (daN)

p=Peso del conductor por metro lineal en las condiciones consideradas (kg/m)

4.8.3.1 Vano ideal de regulación

Si el cálculo de las tensiones y flechas se hiciese de modo independiente para cada uno de los vanos del tramo, en función de las diferentes longitudes de los vanos, habría que tensar de manera distinta en vanos contiguos, pero como los cables cuelgan de cadenas de aisladores de suspensión, las diferencias de tensión quedarían automáticamente anuladas por las inclinaciones que en sentido longitudinal tomarían dichas cadenas, cuya posición correcta es precisamente vertical y no inclinada.

Puesto que en un tramo de línea constituido por una serie de apoyos de alineación, limitada por dos de anclaje, las cadenas de suspensión (verticales) no pueden absorber las diferencias de tensado, debidas a las distintas longitudes de los vanos, deberemos admitir que las tensiones de los cables, iguales en todos los vanos, varíen como lo haría el de un vano teórico llamado "Vano ideal de regulación".

Es necesario, por consiguiente, que las tablas de tendido de los distintos vanos tengan una misma tensión para cada valor de la temperatura, siendo la variación de la flecha quien compense las diferencias de longitud de los vanos.

Tal tensión variará, como se ha dicho antes, si lo hace la temperatura, las condiciones meteorológicas, las sobrecargas, etc., pero en todo momento deberá tener un valor uniforme a lo largo del tramo.

El vano ideal de regulación a_r puede calcularse mediante la fórmula siguiente:

$$a_r = \sqrt{\frac{\sum a_n^3}{\sum a_n}}$$

- a_n : Diferentes longitudes de los vanos (m)

A continuación se representan las flechas de cada vano, las flechas se han calculado con el programa IMEDEXSA.



Tabla 21.- Conductor de fase

Vano	Zona	Long. Vano (m)	Vano Reg. (m)	Tensión max (kg)	EDS (10°C) (%)	CHS (%)	Zona B					Tensión (50°C)		Tensión (15°C+V)	
							Tensión (-5°C +1/2V)	Tensión (-5°C +V) (kg)	Tensión (-15°C+H) (kg)	T (kg)	F (m)	T (kg)	F (m)	Flecha min (m)	Flecha max (m)
AP01 (PAS)- PÓRTICO STR GARROVILLAS	A	15	0,75	15	300	1,99	5,41	258	300	47	0,26	167	0,16	0,05	0,26



4.8.4 Tabla de tendido

Para tender el conductor, es útil disponer de una tabla que proporcione la tensión mecánica y la flecha a distintas temperaturas. Esta tabla se calcula sin considerar efectos de hielo ni de viento, ya que no se realizará el tendido bajo esas condiciones, por lo que sólo se tendrá en cuenta el peso del conductor.

El tensado de los cables de cada tramo de línea comprendido entre dos apoyos deberá hacerse en función de la longitud del vano correspondiente.

Las temperaturas a considerar van desde -5 °C hasta 50 °C para conductores de fase y cable de tierra. Las tablas de tendido se han obtenido del programa IMEDEXSA.



Tabla 22.-Tendido conductor de fase

VANO	ZONA	Long. Vano (m)	Desn. de conduct.	Vano Reg. (m)	- 5° C		0° C		5° C		10° C		15° C		20° C		25° C		30° C		35° C		40° C		45° C		50° C	
					T (Kg)	F (m)	T (Kg)	F (m)	T (Kg)	F (m)	T (Kg)	F (m)	T (Kg)	F (m)	T (Kg)	F (m)	T (Kg)	F (m)	T (Kg)	F (m)	T (Kg)	F (m)	T (Kg)	F (m)	T (Kg)	F (m)	T (Kg)	F (m)
AP01 (PAS)- PÓRTICO STR GARROVILLAS	A	15	0,75	15	238	0,05	177	0,07	133	0,09	105	0,12	88	0,14	76	0,16	68	0,18	61	0,2	57	0,22	53	0,23	49	0,25	47	0,26



4.9 CÁLCULO DE ESFUERZOS EN APOYOS

Se calcularán los apoyos estudiando las cargas a las que están sometidos bajo CUATRO hipótesis diferentes:

- Hipótesis de Viento (hipótesis normales)
- Hipótesis de Hielo (hipótesis normales)
- Hipótesis de Desequilibrio de fases (hipótesis anormales)
- Hipótesis de Rotura de conductores. (hipótesis anormales)

El análisis de tales hipótesis estará condicionado por la función de cada apoyo y por la zona en la que se encuentra.



Resumen de Hipótesis:

Tabla 23.-Resumen de hipótesis. Zona A

TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	1ª HIPÓTESIS (Viento)	3ª HIPÓTESIS (Desequilibrio de tracciones)	4ª HIPÓTESIS (Rotura de conductores)
Suspensión de Alineación o Suspensión de Ángulo	V	Cargas permanentes (aptdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobre carga de viento (aptdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de línea		
	T	<p>Esfuerzo del viento (aptdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea, sobre:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. <p>SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (aptdo. 3.1.6)</p>	<p>Resultante de ángulo (aptdo. 3.1.6.)</p>	<p>ALINEACIÓN: No aplica.</p> <p>*ÁNGULO:</p>
	L	No aplica.	Desequilibrio de tracciones (aptdo. 3.1.4.1)	Rotura de conductores y cables de tierra (aptdo. 3.1.6)
	V	Cargas permanentes (apartado 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobre carga de viento (aptdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de línea.		
Amarre de Alineación o Amarre de Ángulo	T	<p>Esfuerzo del viento (aptdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea, sobre:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. <p>SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (aptdo. 3.1.6)</p>	<p>Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6)</p>	<p>ALINEACIÓN: No aplica.</p> <p>*ÁNGULO:</p>
	L	No aplica	Desequilibrio de tracciones (aptdo. 3.1.4.4)	Rotura de conductores y cables de tierra (aptdo. 3.1.6)

*Aplica resultante de ángulo en 3ª y 4ª hipótesis



Tabla 24.- Resumen de hipótesis. Zona A (Continuación)

TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	1ª HIPÓTESIS (Viento)	3ª HIPÓTESIS (Desequilibrio de tracciones)	4ª HIPÓTESIS (Rotura de conductores)
Anclaje de Alineación o Anclaje de Ángulo	V	Cargas permanentes (aptdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobre carga de viento (aptdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de línea		
	T	Esfuerzo del viento (aptdo. 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 (aptdo. 3.1.6)	ALINEACIÓN: No aplica. *ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6)	
	L	No aplica	DESEQUILIBRIO DE TRACCIONES	ROTURA DE CONDUCTORES
Fin de línea	V	Cargas permanentes (apartado 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobre carga de viento (aptdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de línea.	No aplica	Cargas permanentes (aptdo 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobre carga de viento (aptdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de línea.
	T	Esfuerzo del viento (aptdo. 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.		No aplica
	L	Desequilibrio de tracciones (aptdo. 3.1.4.4)		Rotura de conductores y cables de tierra (aptdo. 3.1.5.4)
Para la determinación de las tensiones de los conductores y cables de tierra se considerarán 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 -5 ° C.				
V = Esfuerzo vertical		L = Esfuerzo longitudinal		T = Esfuerzo transversal



Tabla 25.- Resumen de hipótesis. Zonas B y C

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 sobre carga de viento (aptdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de línea.	Cargas permanentes (aptdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (aptdo. 3.1.3)	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la 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 consideraran los conductores y cables de tierra sometidos a unas sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60k/h	
	T	Esfuerzo del viento (aptdo. 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 (aptdo. 3.1.6)	ALINEACIÓN: No se aplica. ÁNGULO: resultante de ángulo (apdo. 3.1.6)	Esfuerzo del viento (aptdo. 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 (aptdo. 3.1.6)	ALINEACIÓN: No se aplica. *ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO	
	L	No aplica.			Desequilibrio de tracciones (apdo. 3.1.4.2)	Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.6)
Amarre de Alineación o Amarre de Ángulo	V	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobre carga de viento (aptdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de línea.	Cargas permanentes (aptdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (aptdo. 3.1.3)	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la 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 consideraran los conductores y cables de tierra sometidos a unas sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60k/h (apdo. 3.1.2).	

TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	**1ª HIPÓTESIS (Viento)	2ª HIPÓTESIS		3ª HIPÓTESIS (Desequilibrio de tracciones)	4ª HIPÓTESIS (Rotura de conductores)
			(Hielo)	(Hielo + viento)		
	T	<p>Esfuerzo del viento (aptdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea, sobre:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. <p>SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (aptdo. 3.1.6)</p>	<p>ALINEACIÓN: No se aplica.</p> <p>ÁNGULO: resultante de ángulo (apdo. 3.1.6)</p>	<p>Esfuerzo del viento (aptdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea, sobre:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. <p>SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (aptdo. 3.1.6)</p>		<p>ALINEACIÓN: No se aplica.</p> <p>*ÁNGULO: RESULTANTE DE ÁNGULO</p>
	L	No aplica.			Desequilibrio de tracciones (apdo. 3.1.4.2)	Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.6)

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 -20°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.



Tabla 26.- Resumen de hipótesis. Zonas B y C (Continuación)

TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	**1ª HIPÓTESIS (Viento)	2ª HIPÓTESIS (Hielo)		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 sobre carga de viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de 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)	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la 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 consideraran los conductores y cables de tierra sometidos a unas sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60k/h	
	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) 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	
	L	No aplica.			Desequilibrio de tracciones (apdo. 3.1.4.2)	Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.6)

TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	**1ª HIPÓTESIS (Viento)	2ª HIPÓTESIS		3ª HIPÓTESIS (Desequilibrio de tracciones)	4ª HIPÓTESIS (Rotura de conductores)
			(Hielo)	(Hielo + viento)		
Fin de línea	V	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a una sobre carga de viento (aptdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de línea.	Cargas permanentes (aptdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (aptdo. 3.1.3)	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga 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 consideraran los conductores y cables de tierra sometidos a una sobrecarga de viento mínima correspondiente a 60k/h (apdo. 3.1.2).
	T	Esfuerzo del viento (aptdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea, sobre: <ul style="list-style-type: none"> - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (aptdo. 3.1.6)	No aplica	Esfuerzo del viento (aptdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 ó 140 km/h según la categoría de la línea, sobre: <ul style="list-style-type: none"> - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (aptdo. 3.1.6)		No aplica
	L	Desequilibrio de tracciones (apdo. 3.1.4.4)				Rotura de conductores y cables de tierra (apdo. 3.1.6)
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 -20°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		L = Esfuerzo longitudinal			T= Esfuerzo transversal	



4.9.1 Acciones a considerar

4.9.1.1 Cargas verticales

Carga vertical permanente (P_{vp}), en daN:

$$P_{vp} = n \cdot \left[P_{cond} \cdot \left(\frac{a_1 + a_2}{2} \right) + P_{cad} + T \cdot \left(\frac{h_1}{a_1} + \frac{h_2}{a_2} \right) \right]$$

Donde:

- a_1 y a_2 = Longitud proyectada del vano anterior y posterior
- P_{cond} =Peso propio del conductor
- P_{cad} = Peso de la cadena, aisladores más herrajes
- N =Número de conductores
- h_1 y h_2 = Desnivel del vano anterior y posterior (m)
- T =Tensión máxima del conductor en la hipótesis considerada (daN)

4.9.1.2 Cargas horizontales

El eolovano de un apoyo es la longitud de vano horizontal que hay que considerar para determinar el esfuerzo que, debido a la acción del viento sobre los cables, transmiten éstos al apoyo.

El eolovano es la semisuma de los vanos contiguos, es decir:

$$a_v = \left(\frac{a_1 + a_2}{2} \right)$$

Dónde:

- a_v =Valor del eolovano de un apoyo, en metros
- F =Fuerza del viento sobre un apoyo de alineación, en daN

$$F = q \cdot d \cdot \left(\frac{a_1 + a_2}{2} \right) \text{ (daN)}$$

- q =Presión del viento sobre el conductor (daN/m²)

$$q = 60 \cdot \left(\frac{v_v}{120} \right)^2 \text{ daN/m}^2 \text{ cuando } d \leq 16 \text{ mm}$$

$$q = 50 \cdot \left(\frac{v_v}{120} \right)^2 \text{ daN/m}^2 \text{ cuando } d \geq 16 \text{ mm}$$

- d =diámetro del conductor en mm.



4.9.1.3 Resultante de ángulo (Ra)

$$R_a = T \cdot 2 \cdot n \cdot \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right) \text{ (daN)}$$

Dónde:

- α = el ángulo interno que forman los conductores entre sí

4.9.1.4 Desequilibrio de tracciones (Dt)

Se denominan desequilibrio de tracciones al esfuerzo longitudinal existente en el apoyo, debido a la diferencia de tensiones en los vanos contiguos. Los desequilibrios se consideran como porcentajes de la tensión máxima aplicada a todos los conductores.

$$D_t = \% \cdot T_{m\acute{a}xima}$$

- Desequilibrio en apoyos de fin de línea:
 - 100% de las tracciones unilaterales de todos los conductores, considerándose aplicado cada esfuerzo en el punto de fijación del correspondiente conductor al apoyo. Se deberá tener en cuenta la torsión a que estos esfuerzos pudieran dar lugar.

4.9.1.5 Rotura de conductores (Rc)

La rotura de conductores se aplica con un % de la tensión máxima del conductor roto.

$$R_c = \% \cdot T_{m\acute{a}xima}$$

- Rotura de conductores en apoyos de fin de línea

Se considerará este esfuerzo como en los apoyos de anclaje, pero suponiendo, en el caso de las líneas con haces múltiples, los conductores sometidos a la tensión mecánica que les corresponda, de acuerdo con la hipótesis de carga.

4.9.2 Condiciones de cálculo línea aérea

Parámetros	Descripción
Origen	AP01 (PAS)
Fin	PÓRTICO STR GARROVILLAS
Tensión de servicio (kV)	13,2
Tipo	Aérea en simple circuito (E/S)
Tipo de Crucetas	Simple circuito
Cimentaciones	Monobloque
Conductor de Fase	LA-110 (94-AL1/22-ST1A)
Zonas por donde discurre	A
Nº de Apoyos	1



4.9.3 Esfuerzo sobre los apoyos

A continuación se resumen los cálculos esfuerzos realizados con el programa informático IMEDEXSA que cumple con las condiciones exigidas por el Real Decreto 223/2008.



4.9.3.1 1ª Hipótesis

Tabla 27.- Esfuerzo sobre los apoyos. 1ª hipótesis

APOYOS		ESF.VERTICALES 1ª HIP. (VIENTO 120 Km/h)			ESF.HORIZONTALES 1ª HIP. (VIENTO 120 Km/h)					
		TORRE SELECCIONADA	FASE (Kg)	TOTAL (Kg)	FASE (Kg.)		TOTAL (Kg.)		ESF. EQUIV. (Kg)	MOMENTO TORSOR (Kg x m)
					TRANS.	LONG.	TRANS.	LONG.		
Nº	FUNCIÓN									
AP01 (PAS)	FL	C-1000	-2	-5	12	300	35	900	935	-
PÓRTICO STR GARROVILLAS	PÓRTICO	PÓRTICO	12	35	12	300	35	900	935	-

4.9.3.2 Esfuerzo sobre los apoyos. 2ª Hipótesis

No aplica en instalaciones ubicadas en zona A.

4.9.3.3 Esfuerzo sobre los apoyos. 3ª Hipótesis

No aplica por ser finales de línea y tenerlo contemplado en la hipótesis 1ª



4.9.3.4 Esfuerzo sobre los apoyos. 4ª hipótesis

Tabla 28.-Esfuerzo sobre los apoyos. 4ª Hipótesis Fase

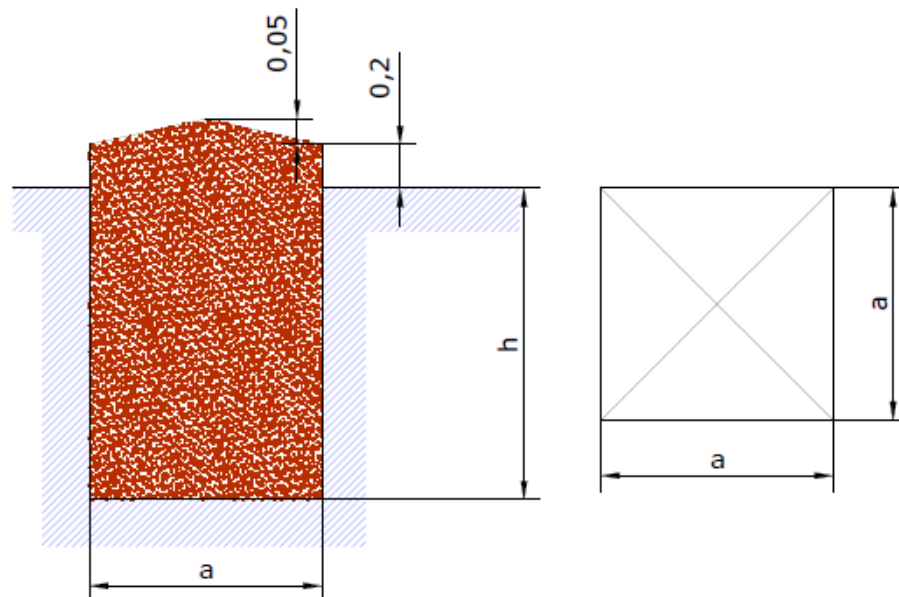
APOYOS		ESF.VERTICALES 4ª HIP. FASE			ESF.HORIZONTALES 4ª HIP. FASE							TORSIÓN COMPUESTA (ÁNGULOS Y FL) (Kg)		
		TORRE	FASE (Kg)	TOTAL (Kg)	FASE CON ROTURA (Kg.)		FASE SIN ROTURA (Kg.)		TOTAL (Kg.)		TORSIÓN SIMPLE (Kg)	TORSIÓN COMPUESTA (ÁNGULOS Y FL) (Kg)		
					TRANS.	LONG.	TRANS.	LONG.	TRANS.	LONG.		ESF. ÚTIL (Kg)	ESF. EQUIVALENTE (Kg)	MOMENTO TORSOR (Kg x m)
Nº	FUNCION													
AP01 (PAS)	FL	C-1000	-2	-5	0	0	0	300	0	600		600	600	450
PÓRTICO STR GARROVILLAS	PÓRTICO	PÓRTICO	12	35	0	0	0	300	0	600		600	600	300



4.10 CIMENTACIONES

La manera más usual de fijar los apoyos al suelo, es mediante macizos de hormigón. El macizo, que ha de sustentar el apoyo, transmite al terreno todas las solicitaciones que existen en su base como consecuencia de la actuación de los diferentes esfuerzos a los que está sometido. Las cimentaciones, en función de las dimensiones del apoyo se ejecutan, en forma de macizos monobloque (un solo macizo para todo el apoyo) o en forma de macizos independientes (patas separadas):

Figura 6.- Detalle de cimentación monobloque



4.10.1 Cimentación monobloque

4.10.1.1 Características

Las cimentaciones monobloque poseen las siguientes características:

- Consisten en un macizo de hormigón en masa de forma prismática.
- Son utilizadas en esfuerzos de apoyos de bajo/medio esfuerzo nominal.
- Presentan la ventaja de la pequeña ocupación del terreno.
- Para las mismas solicitaciones, las cimentaciones monobloque, necesitan un volumen de hormigón mayor que las cimentaciones de patas separadas, ya que no utilizan tan favorablemente la acción estabilizadora del terreno. Es por esto que su empleo ha de evitarse en terrenos de poca consistencia.



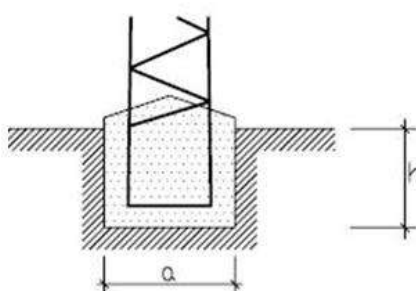
4.10.1.2 Cálculo de las cimentaciones

El cálculo de las cimentaciones se realiza partiendo de las hipótesis de cálculo planteadas por el ingeniero Sulzberger.

Las dimensiones de las cimentaciones de los apoyos han sido obtenidas con el programa de cálculo IMEDEXSA teniendo en cuenta el apartado 3.6.1 del R.D. 223/2008.

Se ha considerado el tipo de terreno normal y un tipo de cimentación monobloque:

Figura 7.-Cimentación monobloque



Cimentación monobloque

Todos los apoyos dispondrán de cimentación monobloque.

Las dimensiones de las cimentaciones a realizar en cada uno de los apoyos, incluidos los volúmenes de excavación y hormigonado, se especifican a continuación.

Las dimensiones de las cimentaciones a realizar en cada uno de los apoyos, incluidos los volúmenes de excavación y hormigonado, se especifican a continuación.

Tabla 29.-.- Dimensiones cimentaciones

Nº de Apoyo	Apoyo	Tipo de Cimentación	Dimensiones (m)		Volumen Excavación (m3)	Volumen Hormigón (m3)
			a	h		
AP01 (PAS)	C-1000-10	Monobloque	0,85	1,63	1,18	1,32



4.11 AISLAMIENTO Y HERRAJES

4.11.1 Cálculo eléctrico del aislador empleado

En la ITC-07 y su correspondiente tabla 14 que trata sobre líneas de fugas recomendadas, nos encontramos con diferentes nivel de contaminación que sufre línea en función de su zona de permanencia, así nuestra línea se encuentra en una zona sin industrias y con baja densidad de viviendas, además se sitúa muy lejana del mar, con lo cual no puede estar dispuesta a vientos proveniente directamente de éste, por todas estas razones nuestra línea se considera con un nivel de contaminación Ligero I, y por ello línea de fuga mínima debe ser de 16,0 mm/kV. Para mayor seguridad se considera un nivel de contaminación Medio II, con línea de fuga mínima de 20 mm/kV.

La línea de fuga total de la cadena del aislador polimérico ha de ser superior a la línea de fuga mínima que marca el R.D. 223/2008. Para determinar si línea de fuga de nuestra cadena de aislador es superior a la mínima fijada por el utilizaremos la fórmula de cálculo de grado de aislamiento que estable la norma IEC-815.

$$d_f = \frac{1,1 \cdot U_{f-f} \cdot D_{fo}}{\sqrt{\delta}}$$

Dónde:

- U_{f-f} =Tensión nominal entre fases (kV)
- D_{fo} =Distancia de fuga mínima por contaminación (mm/kV_{f-f})
- U_s =Tensión más elevada de red en kV
- δ =Densidad relativa del aire en función de la presión barométrica y de la temperatura ambiente, para este proyecto es de 1,17

Teniendo en cuenta las recomendaciones del fabricante sobre la longitud mínima de las cadenas en amarre y teniendo en cuenta la longitud de los herrajes utilizados en cada cadena, se emplearan 1 aislador C2470EB A para las cadenas de amarre.

La tensión soportadas exigida vienen reflejadas en la tabla 12, Niveles de aislamiento normalizados para Gama I del R.D. 223/2208.



Según datos del catálogo del fabricante Envertec, las cadenas formadas por 1 aisladores C2470EB A soportan:

Tabla 30. Resultado de cálculo eléctrico

Comprobaciones eléctricas	
Aislador seleccionado	C2470EB A
Um	24 kV
Aisladores / cadena de amarre	1
Tensión soportada a frecuencia industrial bajo lluvia	50 kV
Tensión soportada al impulso tipo rayo 1,2/50 (valor de cresta)	125 kV
Selección nivel de contaminación	II Medio
Línea de fuga específica nominal mínima	310
Línea de fuga mínima cadena de aisladores	650 mm

Finalmente se puede concluir que las cadenas de amarre constituidas por aisladores C2470EB A cumplen con las solicitudes eléctricas requeridas por el R.D.223/2008.

4.11.2 Herrajes

Según establece el apartado 3.3 del de la ITC-07 del R.L.A.T., los herrajes sometidos a tensión mecánica por los conductores y cables de tierra, o por los aisladores, deberán tener un coeficiente de seguridad mecánica no inferior a 3 respecto a su carga mínima de rotura. Cuando la carga mínima de rotura se comprabase sistemáticamente mediante ensayos, el coeficiente de seguridad podrá reducirse a 2,5.

Las grapas de amarre del conductor deben soportar una tensión mecánica en el amarre igual o superior al 95% de la carga de rotura del mismo, sin que se produzca su deslizamiento.

4.11.3 Cálculo mecánico de aisladores

Según establece la ITC07 del RLAT, apartado 3.4, el coeficiente de seguridad mecánico de los aisladores no será inferior a 3. Si la carga de rotura electromecánica mínima garantizada se obtuviese mediante control estadístico en la recepción, el coeficiente de seguridad podrá reducirse a 2,5.

$$C.S = \text{Carga rotura aislador} / T_{\text{máx}} \geq 3$$

4.11.4 Cálculo mecánico de la cadena de amarre



La carga de rotura mínima del aislador de cadena polimérico de se calculará mediante la siguiente expresión:

$$Carga_{rmin} = C.S._{min} \cdot T_{max} \cdot n$$

Siendo:

- $C.S._{min}$: Coeficiente de seguridad mínimo =3
- T_{max} : Tracción máxima admisible del conductor
- n : Número de conductores por fase

4.11.5 Resultados cálculo mecánico de cadenas

Datos necesarios	
Coeficiente de seguridad	3
Tense máximo conductor	1.726,80 daN
n(nº conductores por fase)	1
Cadenas de amarre	
Crmin (amarre)	5.180,40 daN
Comprobación cadenas amarre	
Selección aislador	C2470EB A
Carga de rotura aislador	7000 daN
Número de cadenas necesarias	1
Carga rotura cadena	7000 daN
C.S.	4.05
Carga de rotura cadenas	CUMPLE

Avd. de la Constitución,
34 1º
41001 Sevilla, España
+34 955 265 260

Avda- de España,
18 -2º ofic 1-A
10001 Cáceres, España

Edificio Castellana 81,
Planta 15ª
28046 Madrid, España
+34 619 208 294

Cra 12 #79-50 Ofi 701
Bogotá, Colombia
+57 318 683 4840

WWW.INGENOSTRUM.COM



ingenostrum.

Executing your renewable vision