

CLIENTE:



CONTRATISTA EPC:



PROYECTO:

**LÍNEA DE EVACUACIÓN DE 132 KV
SET SARDONAL -SET PROMOTORES
TT.MM VILLAMEJIL Y QUINTANA DEL CASTILLO (LEÓN)**

TÍTULO:

Memoria de Cálculos

CÓDIGO DE DOCUMENTO SOLARIA:

SARD-SAT-LE-GN-MCA-0001

CÓDIGO DE DOCUMENTO CONTRATISTA EPC:

Nº REVISIÓN:	01	DOCUMENTO EMITIDO	REVISIÓN
FECHA EMISIÓN:	17/02/25	PARA:	

F.L.	O.C.	—.—.
Preparado por:	Revisado por:	Aprobado por:

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.

RESUMEN DE REVISIONES

Revisión	Fecha	Descripción de los cambios
0	23/10/23	
01	17/02/25	

Índice

1	Cálculos eléctricos línea subterránea	5
1.1	Características generales.....	5
1.2	Descripción y características de la línea.....	6
1.3	Cálculo de la capacidad de transporte	7
1.3.1	Configuración Perforación Horizontal Dirgida	7
1.4	Resumen de cálculos eléctricos de la línea subterránea.....	16
1.4.1	Capacidad de transporte	16
1.4.2	Parámetros eléctricos.....	16
1.4.3	Caída de tensión y pérdida de potencia total	17
1.5	Conclusiones.....	17
2	Cálculos mecánicos línea subterránea	18
3	Cálculos eléctricos línea aérea.....	20
3.1	Constantes y características de la línea.....	20
3.2	Ecuaciones de propagación.....	23
3.3	Capacidad de transporte	24
3.4	Caída de tensión	24
3.5	Pérdida de potencia	24
3.6	Efecto corona	25
3.7	Conclusiones.....	26
4	Cálculo eléctrico cadenas de aisladores	27
5	Cálculo puesta a tierra apoyos	28
6	Cálculo distancias de seguridad.....	30
6.1	Distancias a masa	30
6.2	Distancias entre conductores.....	30
6.3	Distancias al terreno	32
7	Cálculo mecánico de conductores.....	34
7.1	Características generales de la línea	34
7.2	Características mecánicas de los cables.....	34
7.3	Tracción máxima admisible	35
7.4	Hipótesis de cálculo.....	35

7.5	Tablas de cálculo mecánico de conductores	36
7.5.1	Tabla de cálculo mecánico conductor LA-380 GULL.....	37
7.5.2	Tabla de cálculo mecánico cable OPGW	37
8	Cálculo mecánico de apoyos	38
8.1	Hipótesis de cálculo.....	38
8.2	Tablas de cálculo mecánico de apoyos	42

1 Cálculos eléctricos línea subterránea

1.1 Características generales

A continuación, se justifican los cálculos eléctricos de la Línea Subterránea de Alta Tensión 132 kV “SET Sardonal – SET Promotores”, situada en la provincia de León.

Los cálculos se han llevado a cabo utilizando el programa CYMCAP que realiza cálculos de intensidad admisible y de aumento de temperatura de instalaciones de cables de potencia.

Estos cálculos se basan en las técnicas analíticas descritas por el método Neher-McGrath y por las normas IEC 287© e IEC 853©, y con el pleno cumplimiento de las prácticas norteamericanas y conforme con todas las normas IEC 60287©, IEC 60228©, IEC 60853©.

La profundidad de la zanja varía en función del terreno por el que discurre la línea, y para el cálculo se ha aplicado la perforación horizontal dirigida siendo esta la condición más desfavorable:

Configuración Nº	Tipo de canalización	Profundidad (m)
1	Zanja entubada en terrizo	1,32
2	Zanja entubada bajo calzada	1,32
3	Zanja entubada en terreno de cultivo	1,62
4	Perforación horizontal dirigida	3,75

Los valores de resistividad térmica del terreno utilizados para el cálculo de capacidad y diseño de canalizaciones se han obtenido a partir del informe de estudio geotécnico.

El valor de resistividad térmica tomado es un valor de 1,50 K·m/W, a partir de las mediciones y consideraciones realizadas para los tipos de terreno en el punto de la perforación horizontal dirigida.

1.2 Descripción y características de la línea

Las características de la línea subterránea son las indicadas a continuación:

- Tensión Nominal de la Red: U0 /U (Umax) kV: 76/132 (145)
- Frecuencia de la red (Hz):..... 50
- Factor de potencia: cos φ = 0,9
- Potencia prevista a evacuar (Potencia nominal):..... 100 MW
- Capacidad 129,94 MW
- Nº de Circuitos 1
- Longitud total (de conductor) 6.578 m
 - Tramo 1 4.673 m
 - Tramo 2 319 m
 - Tramo 3 1.586 m
- Tipo de canalización
 - Tramo en terrizo..... Zanja hormigonada bajo tubo de 200 mm
 - Tramo en terreno de cultivo Zanja hormigonada bajo tubo de 200 mm
 - Tramo bajo calzada Zanja hormigonada bajo tubo de 200 mm
 - Tramo perforación horizontal dirigida Perforación vaina de 630 mm
- Temperatura de servicio del conductor (°C):..... 90
- Temperatura de servicio de la pantalla (°C): 80
- Temperatura del terreno (°C): 25
- Profundidad de soterramiento
 - Tramo en terrizo..... Zanja de 1,32 m
 - Tramo en terreno de cultivo Zanja de 1,62 m
 - Tramo bajo calzada Zanja de 1,32 m
 - Tramo perforación horizontal dirigida Perforación de 3,75 m
- Intensidad nominal de la instalación 592,4 A
- Conexión de pantallas Cross-Bonding y Single-Point
- Nº Terminales Exterior Apoyos 18
- Distribución del cable aislado:

Tramo subterráneo	Tipo de conexionado	Tipo de cable
SET Sadornal – Apoyo 1 PAS	Cross-Bonding	AI 800
Apoyo 3 PAS – Apoyo 4 PAS	Single-Point	AI 800
Apoyo 6 PAS – SET Promotores	Cross-Bonding	AI 800

La capacidad de la línea dependerá del cable aislado y, entre otros parámetros, de la profundidad de los cables, de la canalización, de las resistividades térmicas de los materiales, y de la conexión de las pantallas.

Se calcula la capacidad para la configuración descrita anteriormente.

Los valores resumidos se muestran al final de los cálculos obtenidos con el programa CYMCAP en las tablas resumen.

1.3 Cálculo de la capacidad de transporte

1.3.1 Configuración Perforación Horizontal Dirigida

A continuación, se muestran los resultados obtenidos con el programa CYMCAP para el cable de Aluminio 800 mm² en la vaina de la perforación horizontal dirigida a 3,75 metros de profundidad, que resulta el tramo más desfavorable para la capacidad de la línea.

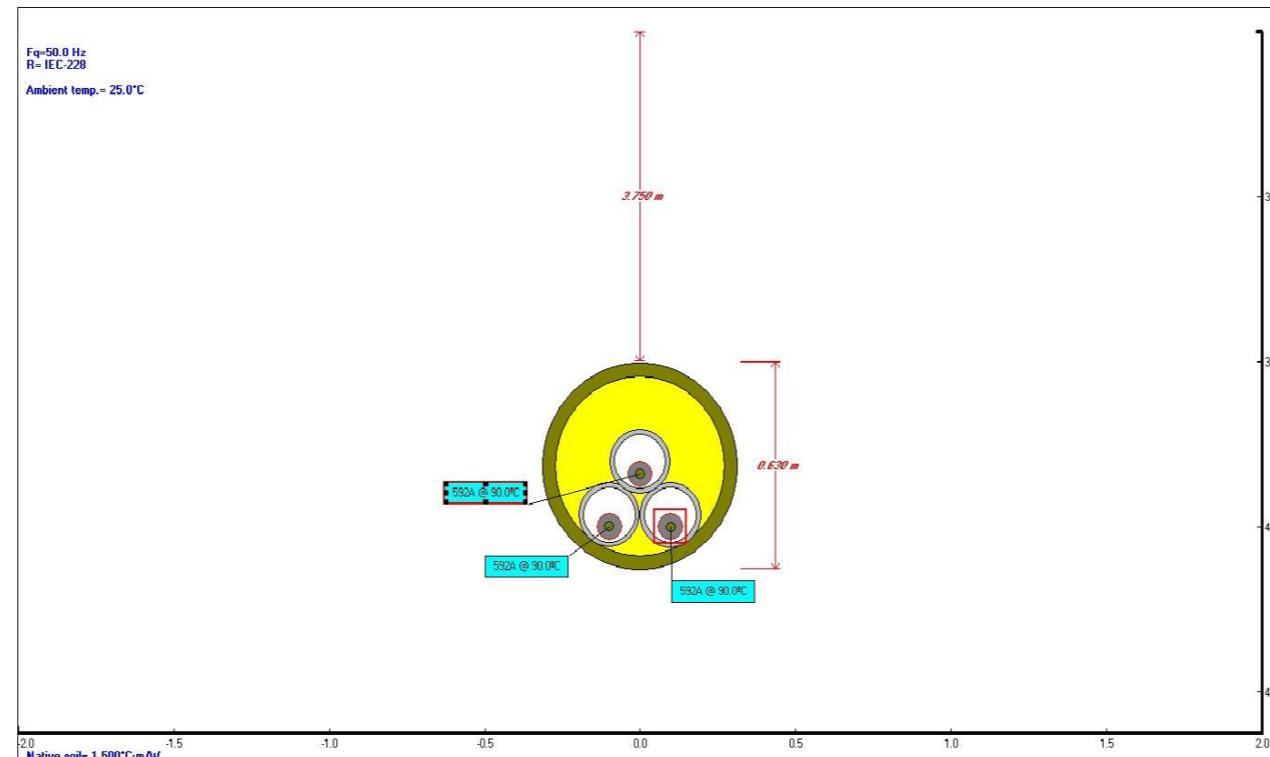
General Simulation Data

Steady State Option	Unequally Loaded
Consider Electrical interaction between circuits	No
Induced currents in metallic layers as a fraction of conductor current (applied to all single phase circuits) :	0,0
Conductor Resistances Computation Option:	IEC-228

Installation Type:Multiple Casings

Casing Installation		Soil
Ambient Temperature	[°C]	25,0
Soil / Silt Thermal Resistivity	[K.m/W]	1,5

Layer Type	X [m]	Y [m]	Inside diameter [m]	Outside diameter [m]	Thermal Resistivity [K.m/W]				
Single casing	0,0	4,065	0,55	0,63	3,5				
Single duct	0,1	4,215	0,17	0,2	3,5				
Single duct	-0,1	4,215	0,17	0,2	3,5				
Single duct	0,0	4,05	0,17	0,2	3,5				



Results Summary

Cable No.	Cable ID	Circuit No.	Feeder ID	Cable Phase	Cable Frequency	Daily Load Factor	X coordinate [m]	Y coordinate [m]	Conductor temperature [°C]	Ampacity [A]
1	SOLARIA	1		A	50,0	1,0	0,1	4,25	90,0	592,4
2	SOLARIA	1		B	50,0	1,0	-0,1	4,25	90,0	592,4
3	SOLARIA	1		C	50,0	1,0	0,0	4,09	90,0	592,4

Simulation Data

Installation type:	Casing
Steady State Option	Unequally Loaded
Ambient temperature [°C]	25
Native Soil Thermal Resistivity [K.m/W]	1,5
Consider Non-Isothermal Earth Surface	No
Consider effect of soil dry out	No
Consider Electrical interaction between circuits	No
Induced current in metallic layers as a fraction of conductor current (applied to all single phase circuits)	0

Variable	Description	Unit	Cables		
Cable No.	Cable Index Number		1	2	3
General Input Data					
Cable ID	Cable Equipment ID		SOLARIA	SOLARIA	SOLARIA
Circuit No.	Circuit No.		1	1	1
Phase	Cable Phase		A	B	C
Fq	Operating Frequency	[Hz]	50,0	50,0	50,0
x	X coordinate	[m]	0,1	-0,1	0,0
y	Y coordinate	[m]	4,25	4,25	4,09
DLF	Daily Load Factor	[p.u.]	1,0	1,0	1,0
	Bonding Type		1 Conductor Crossbonded Triangular	1 Conductor Crossbonded Triangular	1 Conductor Crossbonded Triangular
Ampacity					
I	Steady State Ampacity	[A]	592,4	592,4	592,4
Temperatures					
θc	Conductor temperature	[°C]	90,0	90,0	90,0
θs	Sheath/Shield temperature	[°C]	82,9	82,9	82,9
θa	Armour temperature	[°C]	n/a	n/a	n/a
θsurf	Cable surface temperature	[°C]	n/a	n/a	n/a
θduct	Duct surface temperature	[°C]	74,9	74,9	74,9
θcasing	Casing surface temperature	[°C]	66,2	66,2	66,2
Resistances					
R ₀	DC Resistance of the conductor at 20°C	[Ω/km]	0,0367	0,0367	0,0367
R	AC Resistance of the Conductor at Operating Temperature	[Ω/km]	0,04889	0,04889	0,04889
ys	Skin Effect Factor		0,03608	0,03608	0,03608
yp	Proximity Effect Factor		0,00294	0,00294	0,00294
Losses					
Wc	Conductor Losses	[W/m]	17,15692	17,15682	17,15671
Wd	Dielectric Losses	[W/m]	0,40665	0,40665	0,40665
Ws	Metallic Screen Losses	[W/m]	0,12438	0,12438	0,12438
Wa	Armor/Pipe Losses	[W/m]	0,0	0,0	0,0
Wt	Total Losses	[W/m]	17,68795	17,68785	17,68774
λ ₁	Screen Loss Factor		0,00725	0,00725	0,00725
λ ₂	Armour Loss Factor + Pipe Loss Factor		0,0	0,0	0,0
Thermal resistances					
T1	Thermal resistance of insulation	[K.m/W]	0,4078	0,4078	0,4078
T2	Thermal resistance of bedding/medium inside pipe-type	[K.m/W]	0,00424	0,00424	0,00424
T3	Thermal resistance of outer covering	[K.m/W]	0,45055	0,45055	0,45055
T4	External thermal resistance	[K.m/W]	2,81984	2,81986	2,81988
Others					
Δθint	Temperature rise due to surrounding heat sources	[°C]	0,0	0,0	0,0
	Induced Voltage (standing) on Sheath	[V/km]	0,0	0,0	0,0
	Induced Voltage (standing) on Concentric Wires	[V/km]	0,0	0,0	0,0
	Induced current on Metallic Screen	[A]	22,7	22,7	22,7

No.	Description	Unit	1
General Cable Information			
1	Cable Equipment ID		SOLARIA
2	Number of Cores		Single Core
3	Voltage	[kV]	132
4	Conductor Area	[mm ²]	800,0
5	Cable Overall Diameter	[mm]	82,88
6	Maximum Steady-State Conductor Temperature	[°C]	90
7	Maximum Emergency Conductor Temperature	[°C]	110
Conductor			
8	Material		Aluminum
9	Electrical Resistivity at 20°C	[μΩ.cm]	2,84
10	Temperature Coefficient at 20°C	[1/K]	0,00403
11	Reciprocal of Temperature Coefficient of Resistance (BETA)	[K]	228,1389578
12	Volumetric Specific Heat (SH)	[J/(K*cm ³)]	2,5
13	Construction		Round Compact
14	Conductor Insulation System		Extruded
15	Milliken Wires Construction		n/a
16	Ks (Skin Effect Coefficient)		1
17	Kp (Proximity Effect Coefficient)		0,8
18	Diameter	[mm]	34,0
Conductor Shield			
19	Thickness	[mm]	1,5
20	Diameter	[mm]	37,0
Insulation			
21	Material		XLPE Unfilled
22	Thermal Resistivity	[K.m/W]	3,5
23	Dielectric Loss Factor - (tan delta)		0,001
24	Relative Permittivity - (epsilon)		2,5
25	Specific Insulation Resistance Constant at 60°F - (K)	[MΩ.km]	65617
26	Thickness	[mm]	16,0
27	Diameter	[mm]	69,0
Insulation Screen			
28	Material		Semi Conducting Screen
29	Thickness	[mm]	1,5
30	Diameter	[mm]	72,0

No.	Description	Unit	1
Sheath			
31	Is Sheath Around Each Core?		n/a
32	Material		Aluminum
33	Electrical Resistivity at 20°C	[$\mu\Omega \cdot \text{cm}$]	2,84
34	Temperature Coefficient at 20°C	[1/K]	0,00403
35	Reciprocal of Temperature Coefficient of Resistance (BETA)	[K]	228
36	Volumetric Specific Heat (SH)	[J/(K* cm^3)]	2,5
37	Corrugation Type		Non Corrugated
38	Thickness	[mm]	0,2
39	Diameter	[mm]	75,88
Concentric neutral/Skid wires			
40	Are Concentric Neutral Wires Around Each Core?		n/a
41	Material		Copper
42	Electrical Resistivity at 20°C	[$\mu\Omega \cdot \text{cm}$]	1,7241
43	Temperature Coefficient at 20°C	[1/K]	0,00393
44	Reciprocal of Temperature Coefficient of Resistance (BETA)	[K]	234,5
45	Volumetric Specific Heat (SH)	[J/(K* cm^3)]	3,45
46	Wire Type		Round Wires
47	Length of Lay	[mm]	800,0
48	Number of Wires		159
49	Wire Gauge		Undefined
50	Thickness	[mm]	1,04
51	Diameter	[mm]	74,68
Jacket			
52	Material		Polyethylene
53	Thermal Resistivity	[K.m/W]	3,5
54	Thickness	[mm]	3,5
55	Diameter	[mm]	82,88
Specific Installation Data			
56	Cable Equipment ID		SOLARIA
57	Cable Frequency	[Hz]	50
58	Sheath / Shield Bonding		1 Conductor Crossbonded Triangular
59	Loss Factor Constant (ALOS)		0,3
60	Minor section length		Crossbonded Unknown Section Lengths UNKNOWN
61	Duct construction		Polyethylene in Air
62	Duct material thermal resistivity	[K.m/W]	3,5
63	Inner diameter of the conduit	[mm]	170,0
64	Outer diameter of the conduit	[mm]	200,0

No.	Description	Unit	Cable No.1	Cable No.2	Cable No.3
1	Cable Equipment ID		SOLARIA	SOLARIA	SOLARIA
Resistances					
2	DC Resistance of the conductor at 20°C	[Ω/km]	0,0367	0,0367	0,0367
3	DC Resistance of Conductor at Operating Temperature	[Ω/km]	0,04705	0,04705	0,04705
4	AC Resistance of Conductor at 20°C	[Ω/km]	0,039	0,039	0,039
5	AC Resistance of Conductor at Operating Temperature	[Ω/km]	0,04889	0,04889	0,04889
6	DC Resistance of Sheath at 20°C	[Ω/km]	0,59725	0,59725	0,59725
7	DC Resistance of Sheath at Operating Temperature	[Ω/km]	0,74871	0,7487	0,7487
8	DC Resistance of Concentric Wires at 20°C	[Ω/km]	0,13288	0,13288	0,13288
9	DC Resistance of Concentric Wires at Operating Temperature	[Ω/km]	0,16574	0,16574	0,16573
Losses					
10	Conductor Losses	[W/m]	17,15692	17,15682	17,15671
11	Dielectric Losses	[W/m]	0,40665	0,40665	0,40665
12	Metallic Screen Losses	[W/m]	0,12438	0,12438	0,12438
13	Armor/Pipe Losses	[W/m]	0,0	0,0	0,0
14	Total Losses	[W/m]	17,68795	17,68785	17,68774
Capacitance, Inductance, Impedance					
15	Capacitance	[μF/km]	0,223	0,223	0,223
16	Inductance of Conductor	[mH/km]	0,53525	0,53525	0,53525
17	Reactance of Conductor	[Ω/km]	0,16815	0,16815	0,16815
18	Inductance of Metallic Sheath	[mH/km]	0,32792	0,32792	0,32792
19	Reactance of Metallic Sheath	[Ω/km]	0,10302	0,10302	0,10302
20	Positive Sequence Impedance	[Ω/km]	0,048890 + j0,168154	0,048889 + j0,168154	0,048889 + j0,168154
21	Negative Sequence Impedance	[Ω/km]	0,048890 + j0,168154	0,048889 + j0,168154	0,048889 + j0,168154
22	Zero Sequence Impedance	[Ω/km]	0,146718 + j0,103018	0,146718 + j0,103018	0,146718 + j0,103018
23	Surge Impedance	[Ω]	49,00666	49,00666	49,00666
Others					
24	Dielectric Stress at Insulation Inner Surface	[kV/mm]	6,61031	6,61031	6,61031
25	Dielectric Stress at Insulation Outer Surface	[kV/mm]	3,54466	3,54466	3,54466
26	Insulation Resistance at 60°F (15.8°C)	[MΩ.km]	17759,01356	17759,01356	17759,01356
27	Reduction Factor (2pt bonded & single metallic screen)		n/a	n/a	n/a
28	Charging Current for One Phase	[A/km]	5,33594	5,33594	5,33594
29	Charging Capacity of three phase system at Uo	[kvar/km]	1219,96043	1219,96043	1219,96043
30	Voltage drop for Three Phase System	[V/A/km]	0,08468	0,08468	0,08468
31	Induced Voltage (standing) on Sheath	[V/km]	0,0	0,0	0,0
32	Induced Voltage (standing) on Concentric Wires	[V/km]	0,0	0,0	0,0
33	Induced current on Metallic Screen	[A]	22,7	22,7	22,7

No.	Symbol	Description	Unit	Cable No.1	Cable No.2	Cable No.3
1		Cable Equipment ID		SOLARIA	SOLARIA	SOLARIA
Normal Operation IEC 60287-1-1						
Conductor AC Resistance						
2	R ₀	DC Resistance of the conductor at 20°C	[Ω/km]	0,0367	0,0367	0,0367
3	R'	DC Resistance of Conductor at Operating Temperature	[Ω/km]	0,04705	0,04705	0,04705
4	dc	Conductor Diameter	[mm]	34,0	34,0	34,0
5	s	Distance Between Conductor Axes	[mm]	192,38009	192,38009	192,38009
6	ks	Factor Used for xs Calculation (Skin Effect)		1,0	1,0	1,0
7	kp	Factor Used for xp Calculation (Proximity Effect)		0,8	0,8	0,8
8	X _{s²}	Component of Y _s Calculation (Skin Effect)		2,67064	2,67066	2,67068
9	X _{p²}	Component of Y _p Calculation (Proximity Effect)		2,13651	2,13653	2,13654
10	ys	Skin Effect Factor		0,03608	0,03608	0,03608
11	yp	Proximity Effect Factor		0,00294	0,00294	0,00294
12	R	AC Resistance of Conductor at Operating Temperature	[Ω/km]	0,04889	0,04889	0,04889
Dielectric Losses						
13	tanδ	Dielectric Loss Factor		0,001	0,001	0,001
14	ε	Insulation Relative Permittivity		2,5	2,5	2,5
15	C	Cable Capacitance	[μF/km]	0,223	0,223	0,223
16	U ₀	Voltage	[kV]	76,21024	76,21024	76,21024
17	Wd	Cable Dielectric Losses Per Phase	[W/m]	0,40665	0,40665	0,40665
Circulating Loss Factor						
18	Rs	AC Resistance used for Circulating Loss Factor computation	[Ω/km]	0,1357	0,1357	0,1357
19	d	Mean diameter used for Circulating Loss Factor computation	[mm]	74,66697	74,66697	74,66697
20	X	Reactance used for Circulating Loss Factor computation	[Ω/km]	0,10302	0,10302	0,10302
21	Fspacing	Spacing Factor (applied when spacing between cable uneven or non-equal minor section length)		0,004	0,004	0,004
22	Fpipe	Magnetic effect factor due to pipe		1,0	1,0	1,0
23	Farmour	Magnetic effect factor due to armour		1,0	1,0	1,0
24	λ ₁	Screen Loss Factor Caused by Circulating Current		0,00406	0,00406	0,00406
Eddy Loss Factor						
25	Rs	AC Resistance used for Eddy Loss Factor computation	[Ω/km]	0,74871	0,7487	0,7487
26	d	Mean diameter used for Eddy Loss Factor computation	[mm]	75,68	75,68	75,68
27	ps	Electrical Resistivity used for Eddy Loss Factor computation	[Ω.m]	0,0	0,0	0,0
28	Ds	External diameter used for Eddy Loss Factor computation	[mm]	75,88	75,88	75,88
29	ts	Thickness used for Eddy Loss Factor computation	[mm]	0,2	0,2	0,2
30	β ₁	Coefficient used in IEC 60287-1-1 Clause 2.3.6.1		105,30359	105,30393	105,30429
31	gs	Coefficient used in IEC 60287-1-1 Clause 2.3.6.1		1,00021	1,00021	1,00021
33	m	Coefficient used in IEC 60287-1-1 Clause 2.3.6.1		0,04196	0,04196	0,04196
34	λ ₀	Coefficient used in IEC 60287-1-1 Clause 2.3.6.1		0,0002	0,0002	0,0002
35	Δ ₁	Coefficient used in IEC 60287-1-1 Clause 2.3.6.1		0,02087	0,02087	0,02087
36	Δ ₂	Coefficient used in IEC 60287-1-1 Clause 2.3.6.1		0,0	0,0	0,0
37	F	Milliken conductor Effect		1,0	1,0	1,0
38	Fpipe	Magnetic effect factor due to pipe		1,0	1,0	1,0
39	Farmour	Magnetic effect factor due to armour		1,0	1,0	1,0
40	λ _{"1}	Screen Loss Factor Caused by Eddy Current		0,00319	0,00319	0,00319
Metallic Screen Loss factor						
41	λ ₁	Screen Loss Factor		0,00725	0,00725	0,00725
Armour and Pipe Loss Factor						
42	λ _{2a}	Armour Loss Factor		0,0	0,0	0,0
43	λ _{2pipe}	Pipe Loss Factor		0,0	0,0	0,0
45	λ ₂	Armour Loss Factor + Pipe Loss Factor		0,0	0,0	0,0

Memoria de Cálculos

Rev.: 0 Página 14 de 45

No.	Symbol	Description	Unit	Cable No.1	Cable No.2	Cable No.3
Normal Operation IEC 60287-2-1						
46	T ₁	Thermal Resistance Between Conductor and Screen	[K.m/W]	0,4078	0,4078	0,4078
47	t ₁	Insulation Thickness Between Conductor and Screen	[mm]	19,0	19,0	19,0
48	ρTi	Thermal Resistivity of Insulation	[K.m/W]	3,5	3,5	3,5
49	T ₂	Thermal Resistance Between Sheath and Armour	[K.m/W]	0,00424	0,00424	0,00424
50	t ₂	Thickness Between Sheath and Armour	[mm]	n/a	n/a	n/a
51	ρTB	Thermal Resistivity Between Screen and Armour	[K.m/W]	n/a	n/a	n/a
52	T ₃	Thermal Resistance of Jacket/Pipe Coating	[K.m/W]	0,45055	0,45055	0,45055
53	t ₃	Thickness of Jacket/Pipe Coating	[mm]	3,5	3,5	3,5
54	ρTJ	Thermal Resistivity of Jacket/Pipe Coating	[K.m/W]	3,5	3,5	3,5
55	T Conductor Shield	Thermal resistance	[K.m/W]	0,03364	0,03364	0,03364
56		Thermal resistance equation		$T = \frac{\rho_T}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2t}{D_{int}} \right]$	$T = \frac{\rho_T}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2t}{D_{int}} \right]$	$T = \frac{\rho_T}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2t}{D_{int}} \right]$
57		Thermal resistivity	[K.m/W]	2,5	2,5	2,5
58		Layer thickness	[mm]	1,5	1,5	1,5
59		Internal diameter	[mm]	34,0	34,0	34,0
60	T Insulation	Thermal resistance	[K.m/W]	0,34714	0,34714	0,34714
61		Thermal resistance equation		$T = \frac{\rho_T}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2t}{D_{int}} \right]$	$T = \frac{\rho_T}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2t}{D_{int}} \right]$	$T = \frac{\rho_T}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2t}{D_{int}} \right]$
62		Thermal resistivity	[K.m/W]	3,5	3,5	3,5
63		Layer thickness	[mm]	16,0	16,0	16,0
64		Internal diameter	[mm]	37,0	37,0	37,0
65	T Insulation Screen	Thermal resistance	[K.m/W]	0,02371	0,02371	0,02371
66		Thermal resistance equation		$T = \frac{\rho_T}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2t}{D_{int}} \right]$	$T = \frac{\rho_T}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2t}{D_{int}} \right]$	$T = \frac{\rho_T}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2t}{D_{int}} \right]$
67		Thermal resistivity	[K.m/W]	3,5	3,5	3,5
68		Layer thickness	[mm]	1,5	1,5	1,5
69		Internal diameter	[mm]	69,0	69,0	69,0
70	T Asiento bajo pantalla	Thermal resistance	[K.m/W]	0,0033	0,0033	0,0033
71		Thermal resistance equation		$T = \frac{\rho_T}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2t}{D_{int}} \right]$	$T = \frac{\rho_T}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2t}{D_{int}} \right]$	$T = \frac{\rho_T}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2t}{D_{int}} \right]$
72		Thermal resistivity	[K.m/W]	2,5	2,5	2,5
73		Layer thickness	[mm]	0,3	0,3	0,3
74		Internal diameter	[mm]	72,0	72,0	72,0
75	T Concentric wires	Thermal resistance	[K.m/W]	0,0	0,0	0,0
76		Thermal resistance equation		$T = \frac{\rho_T}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2t}{D_{int}} \right]$	$T = \frac{\rho_T}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2t}{D_{int}} \right]$	$T = \frac{\rho_T}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2t}{D_{int}} \right]$
77		Thermal resistivity	[K.m/W]	0,0	0,0	0,0
78		Layer thickness	[mm]	1,04	1,04	1,04
79		Internal diameter	[mm]	72,6	72,6	72,6
80	T Separador	Thermal resistance	[K.m/W]	0,00424	0,00424	0,00424
81		Thermal resistance equation		$T = \frac{\rho_T}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2t}{D_{int}} \right]$	$T = \frac{\rho_T}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2t}{D_{int}} \right]$	$T = \frac{\rho_T}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2t}{D_{int}} \right]$
82		Thermal resistivity	[K.m/W]	2,5	2,5	2,5
83		Layer thickness	[mm]	0,4	0,4	0,4
84		Internal diameter	[mm]	74,68	74,68	74,68
85	T Sheath	Thermal resistance	[K.m/W]	0,0	0,0	0,0
86		Thermal resistance equation		$T = \frac{\rho_T}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2t}{D_{int}} \right]$	$T = \frac{\rho_T}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2t}{D_{int}} \right]$	$T = \frac{\rho_T}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2t}{D_{int}} \right]$
87		Thermal resistivity	[K.m/W]	0,0	0,0	0,0
88		Layer thickness	[mm]	0,2	0,2	0,2
89		Internal diameter	[mm]	75,48	75,48	75,48
90	T Jacket	Thermal resistance	[K.m/W]	0,04915	0,04915	0,04915
91		Thermal resistance equation		$T = \frac{\rho_T}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2t}{D_{int}} \right]$	$T = \frac{\rho_T}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2t}{D_{int}} \right]$	$T = \frac{\rho_T}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2t}{D_{int}} \right]$
92		Thermal resistivity	[K.m/W]	3,5	3,5	3,5
93		Layer thickness	[mm]	3,5	3,5	3,5
94		Internal diameter	[mm]	75,88	75,88	75,88

Memoria de Cálculos

Rev.: 0 Página 15 de 45

No.	Symbol	Description	Unit	Cable No.1	Cable No.2	Cable No.3
Thermal resistance inside the casing						
95	U	Constant from IEC6028721 clause4272		$T = \frac{\rho_f}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2t}{D_{int}} \right]$	$T = \frac{\rho_f}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2t}{D_{int}} \right]$	$T = \frac{\rho_f}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2t}{D_{int}} \right]$
96	V	Constant from IEC6028721 clause4272		0.0037	0.0037	0.0037
97	Y	Constant from IEC6028721 clause4272		72,53038	72,52839	72,52625
98	θm	Mean temperature of the medium in conduit	[°C]	346,41016	346,41016	346,41016
99	Deg	Equivalent diameter of the cables inside the conduit	[mm]	0,26582	0,26583	0,26583
100	T _c	Thermal resistance of the medium in conduit	[K.m/W]			
Thermal resistance of the casing						
101	D _o	Outer diameter of the conduit	[mm]	630,0	630,0	630,0
102	D _i	Inner diameter of the conduit	[mm]	550,0	550,0	550,0
103	ρ _T	Thermal resistivity of the conduit material	[K.m/W]	3,5	3,5	3,5
104	T _c	Thermal resistance of the conduit	[K.m/W]	0,22694	0,22694	0,22694
Thermal resistance of the external medium						
105	L	Depth of cable/conduit axis	[m]	4,065	4,065	4,065
106	D _e	External diameter of the cable conduit	[m]	0,63	0,63	0,63
107	u	Geometric factor as per IEC60287-2-1 clause 4.2.2		12,90476	12,90476	12,90476
108	ρ _{ts}	Thermal resistivity of the soil	[K.m/W]	1,5	1,5	1,5
109	T ₄ "self	Thermal resistance of the cable isolated	[K.m/W]	2,32708	2,3271	2,32711
110	T ₄ "	Thermal resistance of the external medium	[K.m/W]	2,32708	2,3271	2,32711
Thermal Capacitance IEC 653-2						
111	Q Conductor	Thermal capacitance	[K.m/W]	2000,0	2000,0	2000,0
112		Thermal capacitance equation		$Q = S * c$	$Q = S * c$	$Q = S * c$
113	Q Conductor Shield	Material surface	[mm ²]	800,0	800,0	800,0
114		Volumetric specific heat of the material	[J/(K ³ m ³)]	2500000,0	2500000,0	2500000,0
115		Thermal capacitance	[K.m/W]	401,49554	401,49554	401,49554
116		Thermal capacitance equation		$Q = \frac{\pi}{4} (D_{ext}^2 - D_{in}^2) c$	$Q = \frac{\pi}{4} (D_{ext}^2 - D_{in}^2) c$	$Q = \frac{\pi}{4} (D_{ext}^2 - D_{in}^2) c$
117	Q Insulation Shield	External diameter	[mm]	37,0	37,0	37,0
118		Internal diameter	[mm]	34,0	34,0	34,0
119		Volumetric specific heat of the material	[J/(K ³ m ³)]	2400000,0	2400000,0	2400000,0
120	Q Insulation	Thermal capacitance	[K.m/W]	2231,78742	2231,78742	2231,78742
121		Thermal capacitance equation		$Q_{11} = \frac{\pi}{4} d_c (D_l - d_c) c$	$Q_{11} = \frac{\pi}{4} d_c (D_l - d_c) c$	$Q_{11} = \frac{\pi}{4} d_c (D_l - d_c) c$
122		External diameter	[mm]	69,0	69,0	69,0
123	Q Insulation Screen	Internal diameter	[mm]	37,0	37,0	37,0
124		Volumetric specific heat of the material	[J/(K ³ m ³)]	2400000,0	2400000,0	2400000,0
125		Thermal capacitance	[K.m/W]	797,33622	797,33622	797,33622
126	Q Insulation Screen	Thermal capacitance equation		$Q = \frac{\pi}{4} (D_{ext}^2 - D_{in}^2) c$	$Q = \frac{\pi}{4} (D_{ext}^2 - D_{in}^2) c$	$Q = \frac{\pi}{4} (D_{ext}^2 - D_{in}^2) c$
127		External diameter	[mm]	72,0	72,0	72,0
128		Internal diameter	[mm]	69,0	69,0	69,0
129	Q Asiento bajo pantalla	Volumetric specific heat of the material	[J/(K ³ m ³)]	2400000,0	2400000,0	2400000,0
130		Thermal capacitance	[K.m/W]	163,53875	163,53875	163,53875
131		Thermal capacitance equation		$Q = \frac{\pi}{4} (D_{ext}^2 - D_{in}^2) c$	$Q = \frac{\pi}{4} (D_{ext}^2 - D_{in}^2) c$	$Q = \frac{\pi}{4} (D_{ext}^2 - D_{in}^2) c$
132	Q Concentric wires	External diameter	[mm]	72,6	72,6	72,6
133		Internal diameter	[mm]	72,0	72,0	72,0
134		Volumetric specific heat of the material	[J/(K ³ m ³)]	2400000,0	2400000,0	2400000,0
135	Q Separador	Thermal capacitance	[K.m/W]	113,10314	113,10314	113,10314
136		Thermal capacitance equation		$Q_w = n_1 \frac{\pi d_f^2}{4} \sqrt{l_a * d_a} c + S_{fill} * c_{fill}$	$Q_w = n_1 \frac{\pi d_f^2}{4} \sqrt{l_a * d_a} c + S_{fill} * c_{fill}$	$Q_w = n_1 \frac{\pi d_f^2}{4} \sqrt{l_a * d_a} c + S_{fill} * c_{fill}$
137		Number of armour wires		159,0	159,0	159,0
138	Q Sheath	Mean diameter of armour wire	[mm]	1,04	1,04	1,04
139		Length of lay	[mm]	800,0	800,0	800,0
140		Mean diameter of armour	[mm]	73,64	73,64	73,64
141	Q Jacket	Wire Shape is half-circle		0,0	0,0	0,0
142		Thermal capacitance	[K.m/W]	226,43595	226,43595	226,43595
143		Thermal capacitance equation		$Q = \frac{\pi}{4} (D_{ext}^2 - D_{in}^2) c$	$Q = \frac{\pi}{4} (D_{ext}^2 - D_{in}^2) c$	$Q = \frac{\pi}{4} (D_{ext}^2 - D_{in}^2) c$
144	Q Jacket	External diameter	[mm]	75,48	75,48	75,48
145		Internal diameter	[mm]	74,68	74,68	74,68
146		Volumetric specific heat of the material	[J/(K ³ m ³)]	2400000,0	2400000,0	2400000,0
147	Q Jacket	Thermal capacitance	[K.m/W]	118,87787	118,87787	118,87787
148		Thermal capacitance equation		$Q = \frac{\pi}{4} (D_{ext}^2 - D_{in}^2) c$	$Q = \frac{\pi}{4} (D_{ext}^2 - D_{in}^2) c$	$Q = \frac{\pi}{4} (D_{ext}^2 - D_{in}^2) c$
149		External diameter	[mm]	75,88	75,88	75,88
150	Ampacity	Internal diameter	[mm]	75,48	75,48	75,48
151		Volumetric specific heat of the material	[J/(K ³ m ³)]	2500000,0	2500000,0	2500000,0
152		Thermal capacitance	[K.m/W]	2094,78885	2094,78885	2094,78885
153	Ampacity	Thermal capacitance equation		$Q = \frac{\pi}{4} (D_{ext}^2 - D_{in}^2) c$	$Q = \frac{\pi}{4} (D_{ext}^2 - D_{in}^2) c$	$Q = \frac{\pi}{4} (D_{ext}^2 - D_{in}^2) c$
154		External diameter	[mm]	82,88	82,88	82,88
155		Internal diameter	[mm]	75,88	75,88	75,88
156		Volumetric specific heat of the material	[J/(K ³ m ³)]	2400000,0	2400000,0	2400000,0
157	T ₄	Total external thermal resistance	[K.m/W]	2,8	2,8	2,8
158	I	Cable core ampacity	[A]	592,39556	592,39556	592,39556

1.4 Resumen de cálculos eléctricos de la línea subterránea

1.4.1 Capacidad de transporte

En la siguiente tabla se muestra un resumen del cálculo de la línea subterránea:

CONFIGURACIÓN		Perforación Horizontal Dirigida
Nº CIRUITOS		1
CABLE		AL 800
Nº TERNAS		1
CANALIZACIÓN		Vaina 630 mm
PROFUNDIDAD MÁXIMA (m)		3,75
DIAM. TUBO (mm)		200
RESISTIVIDAD TÉRMICA TERRENO (m K/W)		1,50
I (A)		592,4
U (kV)		132
CAPACIDAD MÁXIMA DE TRANSPORTE (MVA)		135,44
POTENCIA MÁXIMA A EVACUAR (MWn)		100,00
FP		0,90
POTENCIA MÁXIMA A EVACUAR (MVA)		111,11
GU % (Grado de Utilización del cable)		82,04%

1.4.2 Parámetros eléctricos

A continuación, se muestra los parámetros eléctricos de la línea subterránea:

CABLE	Resistencia				Reactancia Inductiva $X_c = \omega * L$		Capacidad	Susceptancia $B=1//X_c=\omega * C$	Ampacidad			
	$R_1=R_2$		R_0	$X_1=X_2$	X_0							
	CC 20°C	CA 20°C	CA Temp operación		$C_1=C_2$							
	Ohm/km	Ohm/km	Ohm/Km	Ohm/km	Ohm/km	uF/km	uS/km		A			
AL800	0,036	0,039	0,048	0,036	0,168	0,103	0,223	9,708	592,4			

1.4.3 Caída de tensión y pérdida de potencia total

A continuación, se muestra el cálculo de la caída de tensión y pérdida de potencia para cada tramo de la línea subterránea:

Tramo	Longitud del tramo (km)	Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%)	Perdida de potencia (MW)	Perdida de potencia (%)
Tramo 1 Subterráneo	4,682	9,537	0,007	0,093	0,048
Tramo 2 Subterráneo	0,342	0,627	0,001	0,006	0,004
Tramo 3 Subterráneo	1,586	3,205	0,002	0,031	0,016
TOTALES	6,610	13,369	0,010	0,13	0,068

1.5 Conclusiones

De esta manera queda justificado la validez del cable para la capacidad de transporte necesaria. En caso de distintas profundidades, resistividades, y/o en caso de combinaciones de parámetros más desfavorables, sería necesario realizar de nuevo la comprobación de la ampacidad de la línea.

2 Cálculos mecánicos línea subterránea

El proceso para el cálculo del esfuerzo de tendido entre dos cámaras consiste en lo siguiente:

1. Dividir la sección de tendido en cuantos tramos distintos sean precisos. Se considerará que un tramo es distinto a otro cuando tengan diferente una o más de las siguientes características:
 - valor de la pendiente.
 - signo de la pendiente (rampa o pendiente propiamente dicha).
 - plano de la curva (horizontal o vertical).
 - valor de la curvatura (radio).
 - si la curva es vertical, sentido de tiro (ascendente o descendente).
2. Comenzando por el extremo de entrada del cable en el conducto, en el punto opuesto al de tiro, se van calculando, según las fórmulas indicadas a continuación, los incrementos de tensión que produce cada tramo, partiendo del valor de la tensión del tramo anterior, hasta llegar al extremo de la sección de tendido en que se efectúa el tiro.
3. Se comprobará que la tensión a la salida es menor que la tensión admisible para el cable.

Para calcular el esfuerzo de tracción necesario para la instalación de los cables por el tubo se utilizará un coeficiente de rozamiento de 0,35, coeficiente que estará próximo al real si los tubos están bien alineados y limpios, y el cable bien lubricado.

Las fórmulas que se emplearán para los cálculos descritos serán las siguientes:

1. El incremento de tensión (k_p) producido en el cable por un tramo recto horizontal es el siguiente:

$$T_r = p \cdot l \cdot \mu$$

siendo l su longitud, en m, p el peso en kp/m, y μ el coeficiente de rozamiento.

2. La tensión (k_p) a la salida de una curva o codo horizontal es:

$$T_s = (T_e + p \cdot r) \cdot e^{\mu \cdot \varphi} - p \cdot r$$

Donde:

T_e = tensión a la entrada, en kp.

r = radio de curvatura, en m.

φ = ángulo central de la curva o codo, en radianes (1 radian \approx 57,3 grados).

p = peso por unidad de longitud del cable (kp/m).

μ = coeficiente de rozamiento.



Memoria de Cálculos

3. Un tramo recto en rampa o en pendiente, produce un incremento de tensión, de valor:

$$T_r = p \cdot l \cdot (\mu \pm \tan \alpha)$$

donde: + para rampas y – para pendientes

l = longitud de la proyección horizontal del tramo, en m.

α = ángulo de la rampa o la pendiente con la horizontal.

4. La tensión $T_s(kp)$ a la salida de una curva o codo vertical es:

$$T_s = T_e \cdot e^{\mu\varphi} + \varphi \cdot p \cdot r \cdot (\mu \cdot \cos(\varphi/2) \pm \sin(\varphi/2))$$

donde: + para sentido ascendente y – para descendente

5. Las curvas o codos situados en planos inclinados se asimilarán a planos horizontales o verticales según su mayor similitud a uno u otro caso.

3 Cálculos eléctricos línea aérea

3.1 Constantes y características de la línea

Datos eléctricos de la instalación

- Tensión nominal 132 kV
- Tensión más elevada 145 kV
- Circuitos Uno
- Conductor LA-380
- Nº conductores por fase 1
- Frecuencia 50 Hz
- Factor de potencia $\cos \varphi = 0,90$
- Longitud total 784 m
- Potencia total prevista a transportar 100 MW

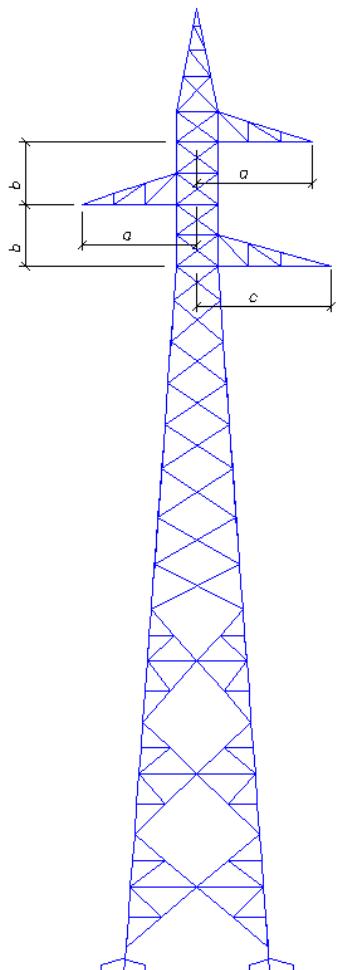
Características del conductor LA-380

- Denominación LA-380
- Composición 54 + 7 de 2,82 mm
- Sección total 381 mm²
- Diámetro total 25,40 mm
- Resistencia eléctrica cc a 20°C 0,0857 Ω/km
- Resistencia eléctrica ca a 75°C 0,1129 Ω/Km
- Disposición conductores Tresbolillo y Capa

La distancia media geométrica entre fases para la disposición en bandera del armado de la línea es:

$$D_m = \sqrt[3]{d_{1-2} \cdot d_{1-3} \cdot d_{2-3}}$$

Se muestra a continuación el esquema del apoyo tipo con la geometría más repetida de la línea:



Las distancias de este armado son las que se indican a continuación:

ARMADO			
Cabeza "b" (mm)	Cruceta sup. "a" (mm)	Cruceta med. "a" (mm)	Cruceta inf. "c" (mm)
2.000	2.900	2.900	3.000

Resultando de esta forma:

Disposición conductores	D _m (mm)
Tresbolillo	5.348

 	Línea de evacuación de 132 kV SET Sardonal -SET Promotores	SARD-SAT-LE-GN-MCA-0001
Memoria de Cálculos		
	Rev.: 0	Página 22 de 45

A continuación se indican los parámetros de la línea:

Resistencia eléctrica: $R_k = 0,1129 \Omega/km$

Reactancia de autoinducción:

$$X_K = L \cdot \omega = \left[0,25 + 4,6 \cdot \log \frac{D_m}{\sqrt{r}} \right] \cdot 10^{-4} \cdot 2 \cdot \pi \cdot f$$

Susceptancia:

$$B_K = C \cdot w = \frac{24,2}{\log \frac{D_m}{r}} \cdot 10^{-9} \cdot 2 \cdot \pi \cdot f$$

Perditancia: Se supone despreciable: $GK=0$

Impedancia:

$$\bar{Z} = R + j \cdot X = \text{mod} | \underline{\arg}^\circ$$

Admitancia:

$$\bar{Y} = G + j \cdot B = \text{mod} | \underline{\arg}^\circ$$

Impedancia característica:

$$\bar{Z}_C = \sqrt{\frac{\bar{Z}}{\bar{Y}}} = \text{mod} | \underline{\arg}^\circ$$

Ángulo característico:

$$\bar{\theta} = \sqrt{\bar{Z} \cdot \bar{Y}} = \text{mod} | \underline{\arg}^\circ$$

Potencia característica:

$$P_C = \frac{U^2}{Z_C} (MW)$$

En la siguiente tabla se determinan los resultados:

Longitud (m)	784 m
Distancia media geométrica D_m (mm)	5.348 mm
Resistencia eléctrica ca a 75°C R_k (Ω/km) / R (Ω)	0,1129 Ω/km / 0,0885 Ω
Reactancia de autoinducción X_k (Ω/km) / X (Ω)	0,3950 Ω/km / 0,3095 Ω
Susceptancia B_k (S/km) / B (S)	$2,89696 \times 10^{-6} S/km$ / $2,27017 \times 10^{-6} S$
Perditancia G_k	0
Impedancia \bar{Z}	$0,0885 + j 0,3095 = 0,3219 74,05^\circ$
Admitancia \bar{Y}	$0 + j 2,2702 \times 10^{-6} = 2,2702 \times 10^{-6} 90^\circ$
Impedancia característica \bar{Z}_C	$376,5596 -7,98^\circ$
Angulo característico $\bar{\Theta}$	$0,00085 82,02^\circ$
Potencia Característica P_C (MW)	46,27

3.2 Ecuaciones de propagación

Las ecuaciones de propagación para la línea en función de las constantes del cuadripolo equivalente son:

$$\bar{V}_1 = \bar{A} \cdot \bar{V}_2 + \bar{B} \cdot \bar{I}_2$$

$$\bar{I}_1 = \bar{C} \cdot \bar{V}_2 + \bar{D} \cdot \bar{I}_2$$

Las constantes auxiliares de la línea considerando únicamente los dos primeros términos del desarrollo en serie de las funciones hiperbólicas son:

$$\begin{aligned}\bar{A} &= 1 + \frac{\bar{Z} \cdot \bar{Y}}{2} = \bar{D} \\ \bar{B} &= \bar{Z} \cdot \left(1 + \frac{\bar{Z} \cdot \bar{Y}}{6} \right) \\ \bar{C} &= \bar{Y} \cdot \left(1 + \frac{\bar{Z} \cdot \bar{Y}}{6} \right)\end{aligned}$$

Las constantes son:

Parámetro propagación \bar{A}	$0,9999 + j \cdot 1,0042 \times 10^{-7}$
Parámetro propagación \bar{B}	$0,0885 + j \cdot 0,3095$
Parámetro propagación \bar{C}	$-7,5988 \times 10^{-14} + j \cdot 2,2702 \times 10^{-6}$

3.3 Capacidad de transporte

La capacidad de transporte del cable atendiendo a su intensidad será:

$$P_{circuito} = \frac{\sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos\phi}{1000} = \frac{\sqrt{3} \cdot 132 \cdot 719,56 \cdot 0,9}{1000} = 148,06 \text{ MW}$$

De este modo, la capacidad de la línea resulta superior a la potencia de 100 MW que se debe evacuar de las plantas solares fotovoltaicas.

3.4 Caída de tensión

La caída de tensión por resistencia y reactancia de la línea (despreciando la influencia capacitativa), viene dada por la expresión:

$$\epsilon \% = \frac{100 \cdot (R + X \cdot \tan \phi) \cdot P \cdot L}{U^2}$$

Sustituyendo valores para la potencia a transportar por la línea, de 100 MW, se obtiene:

Disposición conductores	C.d.T (%)	C.d.T. (V)
Tresbolillo	0,137	181

3.5 Pérdida de potencia

La pérdida de potencia de la línea viene dada por la expresión:

$$P(\%) = \frac{100 \cdot R \cdot P}{U^2 \cdot \cos^2\phi} = \frac{100 \cdot 0,0885 \cdot 100}{132^2 \cdot 0,90^2} = 0,063\%$$

Y en valor absoluto se calcula como:

$$P(\%) \cdot \text{Pot (MW)} = P (\text{MW}) = 0,00063 \cdot 100 = 0,063 \text{ MW}$$

Disposición conductores	P (%)	P (MW)
Tresbolillo	0,063	0,063

3.6 Efecto corona

El efecto corona se produce cuando el conductor adquiere un potencial lo suficientemente elevado como para dar un gradiente de campo eléctrico radial igual o superior a la rigidez dieléctrica del aire. Será interesante por lo tanto comprobar si en algún punto de la línea se llega a alcanzar la tensión crítica disruptiva. Para ello utilizaremos la fórmula de Peek:

$$U_C = V_C \cdot \sqrt{3} = \frac{29,8}{\sqrt{2}} \cdot \sqrt{3} \cdot m_C \cdot \delta \cdot m_T \cdot r \cdot \ln \frac{D}{r}$$

donde:

UC = tensión compuesta crítica eficaz en kV para la que empiezan las pérdidas por efecto corona, es decir tensión crítica disruptiva.

VC = tensión simple correspondiente.

29,8 = valor máximo o de cresta, en kV/cm, de la rigidez dieléctrica del aire a 25º C de temperatura, y a la presión barométrica de 76 cm de columna de mercurio.

mC = coeficiente de rugosidad del conductor (consideramos 0,85 para cables).

mT = coeficiente meteorológico (con tiempo seco, mT = 1) (con tiempo húmedo, mT = 0,8).

r = radio del conductor en cm.

D = distancia media geométrica entre fases en cm.

δ = factor de corrección de la densidad del aire, función de la altura sobre el nivel del mar.

El valor de δ se calculará por:

$$\delta = \frac{3,921 \cdot h}{273 + \theta}$$

donde:

h = presión barométrica en cm de columna de mercurio.

θ = temperatura en grados centígrados, correspondiente a la altitud de punto que se considere.

El valor de h es función de la altitud sobre el nivel del mar. En nuestro caso, con una altitud de 960 m, vamos a considerar un valor de h de 67,37 cm y una temperatura media de 19 ºC, obteniendo $\delta = 0,9046$.

De esta forma podemos calcular el valor de la tensión crítica disruptiva.

Uc (tiempo seco)	145 kV < 215,37 kV
Uc (tiempo húmedo)	145 kV < 172,30 kV

De esta forma, se obtiene que tanto en tiempo seco como en tiempo húmedo no es de esperar que se produzcan pérdidas por efecto corona.

3.7 Conclusiones

De los cálculos expuestos se deduce que el tipo de conductor aéreo (LA-380) es válido para las necesidades de la instalación, cumpliendo con todas las condiciones exigidas tanto en lo que concierne a caídas de tensión, capacidad de transporte y pérdidas de potencia.

4 Cálculo eléctrico cadenas de aisladores

El aislamiento se realizará mediante aisladores de vidrio del tipo U-160-BL. La tensión de la línea es 132 kV, siendo la tensión más elevada de la línea a considerar de 145 kV.

Las cadenas tendrán las siguientes características:

- Tipo.....	U160BL
- Material.....	Vidrio
- Paso	170 mm
- Diámetro	280 mm
- Línea de fuga	380 mm
- Peso	6,0 kg
- Tensión soportada a frecuencia industrial.....	75 kV
- Tensión soportada a impulso tipo rayo	110 kV

Dado el emplazamiento de la línea, se ha considerado un nivel de contaminación III (fuerte). La línea de fuga específica mínima recomendada en nivel III es de 25 mm/kV.

Las cadenas constarán de 10 aisladores, por lo que el nivel de aislamiento será:

$$\frac{10 \cdot 380 \text{ mm}}{145 \text{ kV}} = 26,21 \text{ mm/kV}$$

Valor aceptable para la zona que atraviesa la línea, para la que se recomienda un nivel de aislamiento mínimo de 25 mm/kV.

 	Línea de evacuación de 132 kV SET Sardonal -SET Promotores	SARD-SAT-LE-GN-MCA-0001
Memoria de Cálculos		
Rev.:	0	Página 28 de 45

5 Cálculo puesta a tierra apoyos

Todos los apoyos se conectarán a tierra con una conexión independiente y específica para cada uno de ellos.

Se puede emplear como conductor de conexión a tierra cualquier material metálico que reúna las características exigidas a un conductor según el apartado 7.2.2 de la ITC07 del R.L.A.T.

De esta manera, deberán tener una sección tal que puedan soportar sin un calentamiento peligroso la máxima corriente de descarga a tierra prevista, durante un tiempo doble al de accionamiento de las protecciones. En ningún caso se emplearán conductores de conexión a tierra con sección inferior a los equivalentes en 25 mm² de cobre según el apartado 7.3.2.2 de la ITC07 del R.L.A.T.

Las tomas de tierra deberán ser de un material, diseño, colocación en el terreno y número apropiados para la naturaleza y condiciones del propio terreno, de modo que puedan garantizar una resistencia de difusión mínima en cada caso y de larga permanencia.

Además de estas consideraciones, un sistema de puesta a tierra debe cumplir los esfuerzos mecánicos, corrosión, resistencia térmica, la seguridad para las personas y la protección a propiedades y equipos exigida en el apartado 7 de la ITC07 del R.L.A.T.

De acuerdo con el RLAT, las zonas en las que se sitúan los apoyos se clasifican de la siguiente forma:

- 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 espera 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 la línea objeto de proyecto se consideran frecuentados los apoyos Nº1, Nº3, Nº4 y Nº6, y no frecuentados los apoyos Nº2 y Nº5.

Para la puesta a tierra de los apoyos ubicados en zonas frecuentadas, la resistencia de difusión deberá ser inferior o igual a 20 Ω. En el caso de zonas no frecuentadas se considera que la resistencia de difusión de la puesta a tierra debe ser inferior o igual a 60 Ω.

Los apoyos quedarán unidos a tierra por medio de electrodos consistentes en picas de acero cobreado, de 2 o 4 m de longitud y 14 mm de diámetro.

Dichos electrodos de tierra deberán unirse directamente con las partes metálicas del apoyo, mediante líneas de tierra formadas por conductor de 50 mm² cobre desnudo, atravesando la cimentación mediante tubos de PVC rígido.

Además para los apoyos considerados en zona frecuentada, se instalará también un anillo formado por cable desnudo de 50 mm² de sección enterrado a una profundidad mínima de 0,7 m.

 	Línea de evacuación de 132 kV SET Sardonal -SET Promotores	SARD-SAT-LE-GN-MCA-0001
	Memoria de Cálculos	

Rev.: 0 Página 29 de 45

Las uniones entre el conductor y las picas se realizarán mediante grapa de conexión.

A continuación se muestra el cálculo justificativo de la resistencia obtenida con estas configuraciones de puesta a tierra para los apoyos de la línea.

El valor de la resistencia de puesta a tierra se puede obtener multiplicando el coeficiente de resistencia de puesta a tierra Kr por la resistividad del terreno ρ :

$$R = Kr \cdot \rho$$

Donde:

R = Resistencia de puesta a tierra, en Ω

Kr = Coeficiente de resistencia de puesta a tierra, en $\Omega/\Omega\cdot m$

ρ = Resistividad del terreno, en $\Omega\cdot m$

Para la configuración de puesta a tierra considerada en apoyos no frecuentados el valor de Kr se indica a continuación:

Configuración	Separación picas / Sección conductor	Profundidad	Kr ($\Omega/\Omega\cdot m$)
6 picas de 2 m	3 m	1,0 m	0,069
Doble anillo (5,86/6,26) + 8 picas de 2 m	50 mm ²	1,0 m	0,055

Los valores de resistividad del terreno, se consideran los valores tomados en campo en los puntos de ubicación de los distintos apoyos. En el caso de los apoyos T03, T04 y T05, la resistividad del terreno resulta un valor muy elevado, por ello es necesario plantear sistemas especiales que deberán verificarse en obra.

Para los apoyos T03 y T04 se deberá plantear un doble anillo más picas, aumentando las dimensiones del anillo o el número de picas hasta obtener el valor de resistencia requerido. Mientras que para el apoyo T05 se deberá plantear una puesta a tierra tipo electrodo profundo, cuya longitud dependerá hasta conseguir el valor de resistencia requerido.

De este modo, se obtienen los siguientes valores de resistencia de puesta a tierra para cada uno de los apoyos:

Nº	DENOMINACIÓN APOYO	ρ ($\Omega\cdot m$)	Kr ($\Omega/\Omega\cdot m$)	R (Ω)
T01	CÉFIRO-150-18-AH40c FL PAS	828,29	0,055	45,56
T02	CÉFIRO-120-30-TH20c	751,47	0,069	51,85
T03	CÉFIRO-150-25-AH40c FL PAS	1947,62	Doble anillo + Picas	Comprobación en obra
T04	MISTRAL-270-11-BCM02H ESP	1880,77	Doble anillo + Picas	Comprobación en obra
T05	PÓRTICO 2 SIROCO-90-18	2927,13	Electrodo profundo	Comprobación en obra
T06	MISTRAL-270-12-BCM02H ESP	184,68	0,055	10,16

Comprobándose que en ninguno de los apoyos se supera el valor máximo de resistencia de puesta a tierra de $20\ \Omega$ para frecuentado y $60\ \Omega$ para no frecuentado. En el caso del apoyo T03, T04 y T05, se realizarán las mediciones y actuaciones pertinentes en obra hasta alcanzar un valor de resistencia inferior a los $20\ \Omega$ o $60\ \Omega$ requeridos.

6 Cálculo distancias de seguridad

6.1 Distancias a masa

Según el apartado 5.4.2, de la ITC 07 del Reglamento de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión, la distancia entre los conductores y los accesorios en tensión a apoyos no será inferior a Del, con un mínimo de 0,2 m. Siendo la tensión de la línea 132 kV, y la tensión más elevada 145 kV, Del corresponde con un valor 1,20 m.

En el caso de esta línea, no se disponen de apoyos con cadenas de suspensión, por lo que no procede la comprobación de ángulos de oscilación.

6.2 Distancias entre conductores

Según el apartado 5.4.1. de la ITC-LAT 07, del vigente Reglamento de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión, la distancia entre conductores no será inferior a:

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

Para el caso de distancia entre conductores de fase, tenemos:

- K = coeficiente oscilación conductores con el viento, que se tomará de la siguiente tabla adjunta:

Ángulo de oscilación (α)	Valores de K	
	Líneas de tensión nominal superior a 30 kV	Líneas de tensión nominal igual ó inferior a 30 kV
Superior a 65°	0,7	0,65
Comprendido entre 40° y 65°	0,65	0,6
Inferior a 40°	0,6	0,55

- Hipótesis de viento: $+15^\circ\text{C} + \text{Viento (120km/h)}$:

$$\alpha = \arctg \frac{\text{Sobrecarga viento}}{\text{Peso Propio}} = \arctg \frac{1,27}{1,25} = 45,45^\circ \rightarrow K = 0,65$$

- Hipótesis de hielo: +0°C + Hielo:

$$\alpha = \arctg \frac{\text{Sobrecarga hielo}}{\text{Peso Propio con hielo}} = \arctg \frac{0,00}{2,16} = 0^\circ \rightarrow K = 0,6$$

- Hipótesis de temperatura: +75°C sin sobrecarga:

$$\alpha = \arctg \frac{\text{Sobrecarga T}^\circ}{\text{Peso Propio}} = \arctg \frac{0,00}{1,25} = 0^\circ \rightarrow K = 0,6$$

- F: Flecha máxima del conductor, en metros.
- L_c: Longitud de la cadena de suspensión en metros.
- K': 0,75 para líneas de Categoría No Especial.
- D_{pp}: Distancia de Aislamiento en el aire mínima especificada, para prevenir una descarga disruptiva entre conductores durante sobretensiones de frente lento o rápido. D_{pp} es una distancia eléctrica. En este caso es de 1,40 m.

En la tabla resumen adjunta pueden consultarse las separaciones necesarias para cada vano de la línea en proyecto, comprobándose que no superan la separación dada por el armado elegido:

Vano		Flecha máxima + 75 °C (m)	Separación de conductores mínima exigida + 75 °C (m)	Flecha máxima + 15 °C + Viento (120 km/h) (m)	Separación de conductores mínima exigida + 15 °C + Viento (120 km/h) (m)	Flecha máxima 0 °C + Hielo (m)	Separación de conductores mínima exigida 0 °C + Hielo (m)	Separación entre conductores mínima proyectada (m)
T01	T02	7,19	2,66	5,83	2,62	5,71	2,48	4,47
T02	T03	9,44	2,89	7,97	2,89	7,86	2,73	4,47
T04	T05	2,96	2,08	2,15	2,00	2,05	1,91	5,05
T05	T06	1,13	1,69	0,72	1,60	0,66	1,54	5,05

Para el caso de distancia entre cable OPGW y conductor de fase, tenemos:

- K = coeficiente oscilación conductores con el viento, que se tomará de la siguiente tabla adjunta:

Ángulo de oscilación (α)	Valores de K	
	Líneas de tensión nominal superior a 30 kV	Líneas de tensión nominal igual ó inferior a 30 kV
Superior a 65°	0,7	0,65
Comprendido entre 40° y 65°	0,65	0,6
Inferior a 40°	0,6	0,55

- Hipótesis de viento: +15°C + Viento (120km/h):

$$\alpha = \arctg \frac{\text{Sobrecarga viento}}{\text{Peso Propio}} = \arctg \frac{0,92}{0,67} = 53,94^\circ \rightarrow K = 0,65$$

- Hipótesis de hielo: +0°C + Hielo:

$$\alpha = \arctg \frac{\text{Sobrecarga hielo}}{\text{Peso Propio con hielo}} = \arctg \frac{0,00}{1,37} = 0^\circ \rightarrow K = 0,6$$

- Hipótesis de temperatura: +50°C sin sobrecarga:

$$\alpha = \arctg \frac{\text{Sobrecarga T}^\circ}{\text{Peso Propio}} = \arctg \frac{0,00}{0,67} = 0^\circ \rightarrow K = 0,6$$

- F: Flecha máxima del conductor, en metros.
- L_c: Longitud de la cadena de suspensión en metros.
- K': 0,75 para líneas de Categoría No Especial.
- D_{pp}: Distancia de Aislamiento en el aire mínima especificada, para prevenir una descarga disruptiva entre conductores durante sobretensiones de frente lento o rápido. D_{pp} es una distancia eléctrica. En este caso es de 1,40 m.

En la tabla resumen adjunta pueden consultarse las separaciones necesarias para cada vano de la línea en proyecto, comprobándose que no superan la separación dada por el armado elegido:

Vano		Flecha máxima + 50 °C (m)	Separación de conductores mínima exigida + 50 °C (m)	Flecha máxima + 15 °C + Viento (120 km/h) (m)	Separación de conductores mínima exigida + 15 °C + Viento (120 km/h) (m)	Flecha máxima 0 °C + Hielo (m)	Separación de conductores mínima exigida 0 °C + Hielo (m)	Separación entre OPGW y conductore mínima proyectada (m)
T01	T02	6,70	2,60	6,60	2,72	6,60	2,59	5,06
T02	T03	9,22	2,87	9,12	3,01	9,14	2,86	5,06
T04	T05	2,43	1,99	2,3	2,04	2,29	1,96	4,30
T05	T06	0,86	1,61	0,75	1,61	0,73	1,56	4,30

6.3 Distancias al terreno

Según el apartado 5.5, de la ITC-LAT 07 del Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión, la distancia mínima de los conductores a cualquier punto del terreno, en el momento de flecha máxima, será:

$$D_{add} + D_{el} = 5,3 + 1,20 = 6,50 \text{ m}$$

Siendo:

D_{add} = Distancia de Aislamiento Adicional (m)

D_{el} = Distancia de Aislamiento eléctrico (este valor se encuentra tabulado en el apartado 5.2 de la ITC-LAT 07)

En los casos donde la línea atraviesa explotaciones agrícolas o ganaderas, la distancia mínima al terreno será de 7 metros.

Memoria de Cálculos

Rev.: 0 Página 33 de 45

La flecha máxima se obtendrá en las hipótesis de 75°C sin sobrecarga, 15°C con sobrecarga de viento o 0°C con sobrecarga de hielo, según se refleja en la tabla mostrada a continuación:

APOYOS		+ 75 °C			+ 15 °C + Viento (120 km/h)			0 °C + Hielo B		
		T (daN)	P (m)	F (m)	T (daN)	P (m)	F (m)	T (daN)	P (m)	F (m)
T01	T02	1441	1138	7,19	2524	1405	5,83	3120	1433	5,71
T02	T03	1552	1225	9,44	2606	1450	7,97	3204	1470	7,86
T04	T05	1137	902	2,96	2226	1244	2,15	2825	1303	2,05
T05	T06	873	693	1,13	1948	1090	0,72	2580	1191	0,66

De este modo, para las flechas máximas que en este caso se producen en la condición de 75°C, las distancias de los conductores al terreno en cada vano, son las siguientes:

Apoyos		Flecha máxima (m)	Distancia al terreno (m)
T01	T02	7,19	16,40
T02	T03	9,44	18,08
T04	T05	2,96	13,02
T05	T06	1,13	14,87

7 Cálculo mecánico de conductores

7.1 Características generales de la línea

La línea aérea de alta tensión tiene las siguientes características principales:

- Sistema	Alterna trifásica
- Frecuencia	50 Hz
- Tensión nominal (kV)	132 kV
- Tensión más elevada (kV)	145 kV
- Longitud (m)	783,64 m
- Temperatura máxima de operación (ºC)	75 ºC
- Tipo de conductor aéreo	LA-380 GULL
- Disposición de conductores	Tresbolillo y Capa
- Número de circuitos.....	1
- Número de conductores por fase	1
- Número de cables de tierra/fibra óptica	1 (1º tramo) / 2 (2º tramo)
- Tipo de cable de tierra/fibra óptica	OPGW 53G68z
- Zona geográfica.....	B

7.2 Características mecánicas de los cables

El conductor a instalar, responde a la denominación LA-380 GULL (337-AL1/44-ST1A), cuyas características más importantes, son las que a continuación se describen:

- Naturaleza	Aluminio-Acero
- Composición.....	54+7
- Sección total.....	381 mm ²
- Diámetro aparente.....	25,40 mm
- Modulo de elasticidad.....	6.900 daN/mm ²
- Coeficiente de dilatación lineal.....	19,3x10 ⁻⁶ °C ⁻¹
- Carga de rotura	10.718 daN
- Peso	1,275 kg/m
- Resistencia eléctrica a 20 °C en c.c.	0,0857 Ω/km

La línea llevará en toda su longitud dos cables de tierra-óptico del tipo OPGW 53G68z, cuyas características son las siguientes:

- Nº de fibras	48
- Sección total.....	118,7 mm ²
- Diámetro exterior.....	15,3 mm
- Peso total del cable	0,682 kg/m
- Modulo de elasticidad.....	11.800 daN/mm ²
- Resistencia eléctrica a 20 °C en c.c.	0,46 Ω/km
- Coeficiente de dilatación lineal.....	14,1x10 ⁻⁶ °C ⁻¹
- Carga de rotura	9.970 daN

 	Línea de evacuación de 132 kV SET Sardonal -SET Promotores	SARD-SAT-LE-GN-MCA-0001
	Memoria de Cálculos	

Rev.: 0 Página 35 de 45

7.3 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 la obtenemos para la hipótesis de hielo, la cual es la más restrictiva.

Para el caso del conductor LA-380 tenemos lo siguiente:

$$CS = \frac{\text{Carga de rotura}}{\text{Tense máximo}} = \frac{10.718 \text{ daN}}{3.600 \text{ daN}} = 2,98$$

Para el cable de tierra OPGW obtenemos:

$$CS = \frac{\text{Carga de rotura}}{\text{Tense máximo}} = \frac{9.970 \text{ daN}}{1.900 \text{ daN}} = 5,25$$

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.

7.4 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.

Para el cálculo de las tensiones y flechas reglamentarias utilizaremos la ecuación del cambio de condiciones partiendo de la hipótesis de tense máximo en condición de hielo. Considerándose, además, que el coeficiente de seguridad en la hipótesis de tracción máxima según reglamento no sea inferior a 2,5.

Ecuación del cambio de condiciones:

$$t_1^2 \cdot (t_1 - k + \lambda \cdot E \cdot (\theta_1 - \theta_0)) = a^2 \cdot w^2 \cdot \frac{E}{24} \cdot m_1^2$$

El valor de k viene dado por la expresión:

$$k = t_0 - (a^2 \cdot m_0^2 \cdot w^2 \cdot \frac{E}{24 \cdot t_0^2})$$

El tense horizontal del cable se puede expresar como:

$$T = t \cdot s$$

La flecha vendrá dada por la expresión:

$$f = \frac{a^2 \cdot w}{8 \cdot t_1}$$

Siendo:

t_0 = tensión específica en el estado inicial en daN/mm²

t_1 = tensión específica en la hipótesis a calcular en daN/mm²

a = vano de regulación en m

m_0 = coeficiente de simultaneidad de sobrecargas de hielo y viento en el estado inicial

m_1 = coeficiente de simultaneidad de sobrecargas de hielo y viento en la hipótesis a calcular

$\theta_1 - \theta_0$ = diferencia de temperaturas

λ = coeficiente dilatación lineal

E = módulo elasticidad en daN/mm²

w = peso por metro y por mm² de sección

T = Tensión horizontal en daN

s = Sección del cable

El vano de cálculo o regulación se determinará para cada serie de vanos comprendidos entre dos apoyos de amarre, y vendrá dado por la expresión:

$$\text{Vano}_{\text{regulación}} = \sqrt{\frac{\sum a^3}{\sum a}}$$

De los diferentes vanos comprendidos entre dos apoyos de amarre, se determinarán sus flechas de regulación a partir de la expresión:

$$\text{FLECHA}_{\text{VANOAREGULAR}} = \text{Flecha}_{\text{VANOCALCULO}} \left(\frac{\text{Vano}_{\text{AREGULAR}}}{\text{Vano}_{\text{CALCULO}}} \right)^2$$

7.5 Tablas de cálculo mecánico de conductores

Se indican a continuación las tablas de cálculo mecánico del conductor LA-380 y del cable OPGW, correspondientes a las hipótesis de cálculo.

Memoria de Cálculos

Rev.: 00 Página 37 de 45

7.5.1 Tabla de cálculo mecánico conductor LA-380 GULL

LA-380 GULL												
APOYOS		VANO	VANO REGULACIÓN	SERIE	ZONA	Tense -10°C + Viento (120 km/h) (daN)	Tense -15°C + Hielo (daN)	Tense EDS (10°C) (daN)	Tense Flecha máxima (75°C) (daN)	Parámetro Flecha máxima (75°C) (m)	Tense Flecha mínima (daN)	Parámetro Flecha mínima (m)
T1	T2	256,50	257	1	B	3202	3599	2388	1441	1138	2816	2240
T2	T3	304,60	305	2	B	3161	3600	2323	1552	1225	2655	2111
T4	T5	144,74	145	3	B	3333	3597	2616	1137	902	3276	2613
T5	T6	77,80	78	4	B	3412	3601	2761	873	693	3499	2792

7.5.2 Tabla de cálculo mecánico cable OPGW

OPGW												
APOYOS		VANO	VANO REGULACIÓN	SERIE	ZONA	Tense -10°C + Viento (120 km/h) (daN)	Tense -15°C + Hielo (daN)	Tense EDS (10°C) (daN)	Tense Flecha máxima (50°C) (daN)	Parámetro Flecha máxima (50°C) (m)	Tense Flecha mínima (daN)	Parámetro Flecha mínima (m)
T1	T2	256,50	257	1	B	1635	1899	1028	832	1229	1161	1721
T2	T3	304,60	305	2	B	1620	1900	1000	854	1260	1092	1617
T4	T5	144,74	145	3	B	1706	1903	1175	734	1089	1506	2242
T5	T6	77,80	78	4	B	1763	1901	1321	602	895	1765	2630

 	Línea de evacuación de 132 kV SET Sardonal -SET Promotores	SARD-SAT-LE-GN-MCA-0001 Rev.: 0 Página 38 de 45
	Memoria de Cálculos	

8 Cálculo mecánico de apoyos

8.1 Hipótesis de cálculo

De acuerdo con el Apartado 3 de la ITC-LAT 07 del vigente Reglamento de Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Líneas Eléctricas de Alta Tensión (RLAT), las acciones a considerar son las siguientes:

1) Cargas permanentes (Apartado 3.1.1)

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

2) Sobrecarga de viento (Apartado 3.1.2)

Se considera un viento horizontal de 120 km/h actuando perpendicularmente a las superficies sobre las que incide (conductores, cable de tierra y apoyos).

3) Sobrecarga de hielo (Apartado 3.1.3)

Se consideran los conductores y cable de tierra sometidos a una sobrecarga de manguito de hielo en zona B de $0,18 \cdot d$ daN (apdo. 3.1.3), siendo d el diámetro del conductor o del cable de tierra en mm.

4) Desequilibrio de tracciones (Apartado 3.1.4)

Los mínimos desequilibrios de tracciones a considerar, según la función que cumpla el apoyo son los siguientes:

- 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

5) Rotura de conductores (Apartado 3.1.5)

Se considera la torsión más desfavorable que produce la rotura de un conductor:

- Apoyos con cadenas de suspensión: 50% tracción máx. de un conductor del haz
- Apoyos de amarre: 100% tracción máx. de un conductor del haz
- Apoyos de anclaje: 100% tracción máx. de todo el haz
- Apoyos de fin de línea: 100% tracción máx. de todo el haz

 	Línea de evacuación de 132 kV SET Sardonal -SET Promotores	SARD-SAT-LE-GN-MCA-0001
	Memoria de Cálculos	Rev.: 0 Página 39 de 45

7) Esfuerzo de ángulo en solicitud de viento (Apartado 3.1.6)

Se considera el esfuerzo resultante de ángulo de las tracciones de todos los conductores y cable de tierra correspondiente a la hipótesis de viento a la temperatura de -10 °C para zona B.

8) Esfuerzo de ángulo en solicitud de hielo (Apartado 3.1.6)

Se considera el esfuerzo resultante de ángulo de las tracciones de todos los conductores y cable de tierra correspondiente a la hipótesis de hielo a la temperatura de -15 °C para zona B.

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.: 00 Página 40 de 45

TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	1 ^a HIPÓTESIS (Viento)	2 ^a HIPÓTESIS (Hielo)	3 ^a HIPÓTESIS (Desequilibrio de tracciones)	4 ^a HIPÓTESIS (Rotura de conductores)
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 km/h.	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 hielo mínima (apdo.3.1.3).	
	T	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 km/h, sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	ALINEACIÓN: No se aplica. SÓLO 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 km/h.	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 hielo mínima (apdo. 3.1.3).	
	T	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 km/h, sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	ALINEACIÓN: No se aplica. SÓLO 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:

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

Resto Hipótesis: Sometidos a una sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3) y a la temperatura de -15°C en zona B.

Memoria de Cálculos

Rev.: 00 Página 41 de 45

TIPO DE APOYO	TIPO DE ESFUERZO	1^a HIPÓTESIS (Viento)	2^a HIPÓTESIS (Hielo)	3^a HIPÓTESIS (Desequilibrio de tracciones)	4^a HIPÓTESIS (Rotura de conductores)
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 km/h.	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 hielo mínima (apdo. 3.1.3).	
	T	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 km/h, sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo. SÓLO ÁNGULO: Resultante de ángulo (apdo. 3.1.6.)	ALINEACIÓN: No se aplica. SÓLO 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 km/h.	Cargas permanentes (apdo. 3.1.1) considerando los conductores y cables de tierra sometidos a la sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3).	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).
	T	Esfuerzo del viento (apdo. 3.1.2) correspondiente a una velocidad mínima de 120 km/h, sobre: - Conductores y cables de tierra. - Apoyo.	No se aplica.		No aplica.
	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:

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

Resto Hipótesis: Sometidos a una sobrecarga de hielo mínima (apdo. 3.1.3) y a la temperatura de -15°C en zona B.

 	Línea de evacuación de 132 kV SET Sardonal -SET Promotores	SARD-SAT-LE-GN-MCA-0001 Memoria de Cálculos	Rev.: 0 Página 42 de 45

8.2 Tablas de cálculo mecánico de apoyos

Las hipótesis y los coeficientes de seguridad a considerar para realizar el cálculo mecánico de los apoyos son las reflejadas en el apartado 3.5 de la ITC-LAT 07 del Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión.

A continuación, se incluyen los valores de las cargas correspondientes a los apoyos de la línea. Los esfuerzos calculados y que se indican a continuación son en punta de cruceta en el caso de los conductores y en punta de cúpula en el caso de los cables de tierra.

1ª HIPÓTESIS: VIENTO 120 km/h

Nº	APOYO	FUNCIÓN	ZONA	SEGURIDAD	CIRCUITO	Fase/CT		
						V (daN)	T (daN)	L (daN)
1	CÉFIRO-150-18-AH40c FL PAS	PL	B	N	C11	189	175	3184
					C12	166	179	3183
					C13	140	175	3183
					CT10	25	118	1624
2	CÉFIRO-120-30-TH20c	ANG/ANC	B	N	C11	869	2023	50
					C12	915	2021	50
					C13	960	2023	49
					CT10	300	1092	23
3	CÉFIRO-150-25-AH40c FL PAS	FL	B	N	C11	243	206	3141
					C12	223	209	3140
					C13	201	206	3140
					CT10	52	140	1607
4	MISTRAL-270-11-BCM02H ESP	PL	B	REF	C11	92	137	3322
					C12	90	106	3323
					C13	87	74	3324
					CT10	-15	68	1701
					CT11	-16	65	1700
5	PÓRTICO 2 SIROCO-90-18	ANG/ANC	B	REF	C11	781	1884	81
					C12	784	1799	88
					C13	788	1710	94
					CT10	212	943	65
					CT11	213	937	66
6	MISTRAL-270-12-BCM02H ESP	FL	B	N	C11	9	121	3402
					C12	5	63	3403
					C13	0	4	3403
					CT10	-47	37	1760
					CT11	-49	34	1760

 	Línea de evacuación de 132 kV SET Sardonal -SET Promotores	SARD-SAT-LE-GN-MCA-0001			
		Memoria de Cálculos		Rev.: 0	Página 43 de 45

2^a HIPÓTESIS: HIELO B

Nº	APOYO	FUNCIÓN	ZONA	SEGURIDAD	CIRCUITO	Fase/CT		
						V (daN)	T (daN)	L (daN)
1	CÉFIRO-150-18-AH40c FL PAS	PL	B	N	C11	291	1	3572
					C12	265	1	3572
					C13	235	1	3572
					CT10	105	0	1883
2	CÉFIRO-120-30-TH20c	ANG/ANC	B	N	C11	1152	1865	2
					C12	1205	1860	2
					C13	1255	1865	2
					CT10	516	982	2
3	CÉFIRO-150-25-AH40c FL PAS	FL	B	N	C11	367	1	3570
					C12	346	1	3570
					C13	320	1	3570
					CT10	151	0	1881
4	MISTRAL-270-11-BCM02H ESP	PL	B	REF	C11	147	33	3583
					C12	144	0	3583
					C13	140	33	3583
					CT10	29	1	1895
					CT11	28	1	1893
5	PÓRTICO 2 SIROCO-90-18	ANG/ANC	B	REF	C11	906	1832	1
					C12	908	1742	6
					C13	910	1649	13
					CT10	304	923	1
					CT11	304	918	3
6	MISTRAL-270-12-BCM02H ESP	FL	B	N	C11	34	60	3589
					C12	29	0	3590
					C13	24	62	3589
					CT10	-26	2	1896
					CT11	-28	2	1896

3^a HIPÓTESIS: DESEQUILIBRIO DE TRACCIONES

Nº	APOYO	FUNCIÓN	ZONA	SEGURIDAD	CIRCUITO	Fase/CT		
						V (daN)	T (daN)	L (daN)
1	CÉFIRO-150-18-AH40c FL PAS	PL	B	N	C11	-	-	-
					C12	-	-	-
					C13	-	-	-
					CT10	-	-	-
2	CÉFIRO-120-30-TH20c	ANG/ANC	B	N	C11	1152	1399	1725
					C12	1205	1395	1725
					C13	1255	1399	1725
					CT10	516	736	910

 	Línea de evacuación de 132 kV SET Sardonal -SET Promotores	SARD-SAT-LE-GN-MCA-0001			
	Memoria de Cálculos				
	Rev.:	0	Página	44	de 45

Nº	APOYO	FUNCIÓN	ZONA	SEGURIDAD	CIRCUITO	Fase/CT		
						V (daN)	T (daN)	L (daN)
3	CÉFIRO-150-25-AH40c FL PAS	FL	B	N	C11	-	-	-
					C12	-	-	-
					C13	-	-	-
					CT10	-	-	-
4	MISTRAL-270-11-BCM02H ESP	PL	B	REF	C11	-	-	-
					C12	-	-	-
					C13	-	-	-
					CT10	-	-	-
					CT11	-	-	-
5	PÓRTICO 2 SIROCO-90-18	ANG/ANC	B	REF	C11	906	1381	1733
					C12	908	1307	1744
					C13	910	1230	1755
					CT10	304	693	920
					CT11	304	689	922
6	MISTRAL-270-12-BCM02H ESP	FL	B	N	C11	-	-	-
					C12	-	-	-
					C13	-	-	-
					CT10	-	-	-
					CT11	-	-	-

4ª HIPÓTESIS: ROTURA CONDUCTOR DE FASE

Nº	APOYO	FUNCIÓN	ZONA	SEGURIDAD	CIRCUITO	Fase/CT		
						V (daN)	T (daN)	L (daN)
1	CÉFIRO-150-18-AH40c FL PAS	PL	B	N	C11	291	1	3572
					C12	265	1	3572
					C13	0	0	0
					CT10	105	0	1883
2	CÉFIRO-120-30-TH20c	ANG/ANC	B	N	C11	1152	1865	2
					C12	1205	1860	2
					C13	560	466	1723
					CT10	516	982	2
3	CÉFIRO-150-25-AH40c FL PAS	FL	B	N	C11	367	1	3570
					C12	346	1	3570
					C13	0	0	0
					CT10	151	0	1881
4	MISTRAL-270-11-BCM02H ESP	PL	B	REF	C11	147	33	3583
					C12	144	0	3583
					C13	0	0	0
					CT10	29	1	1895
					CT11	28	1	1893

Nº	APOYO	FUNCIÓN	ZONA	SEGURIDAD	CIRCUITO	Fase/CT		
						V (daN)	T (daN)	L (daN)
5	PÓRTICO 2 SIROCO-90-18	ANG/ANC	B	REF	C11	906	1832	1
					C12	908	1742	6
					C13	337	406	1748
					CT10	304	923	1
					CT11	304	918	3
6	MISTRAL-270-12-BCM02H ESP	FL	B	N	C11	34	60	3589
					C12	29	0	3590
					C13	0	0	0
					CT10	-26	2	1896
					CT11	-28	2	1896

4ª HIPÓTESIS: ROTURA CABLE DE TIERRA

Nº	APOYO	FUNCIÓN	ZONA	SEGURIDAD	CIRCUITO	Fase/CT		
						V (daN)	T (daN)	L (daN)
1	CÉFIRO-150-18-AH40c FL PAS	PL	B	N	C11	291	1	3572
					C12	265	1	3572
					C13	235	1	3572
					CT10	0	0	0
2	CÉFIRO-120-30-TH20c	ANG/ANC	B	N	C11	1152	1865	2
					C12	1205	1860	2
					C13	1255	1865	2
					CT10	268	490	1816
3	CÉFIRO-150-25-AH40c FL PAS	FL	B	N	C11	367	1	3570
					C12	346	1	3570
					C13	320	1	3570
					CT10	0	0	0
4	MISTRAL-270-11-BCM02H ESP	PL	B	REF	C11	147	33	3583
					C12	144	0	3583
					C13	140	33	3583
					CT10	0	0	0
					CT11	28	1	1893
5	PÓRTICO 2 SIROCO-90-18	ANG/ANC	B	REF	C11	906	1832	1
					C12	908	1742	6
					C13	910	1649	13
					CT10	133	462	1839
					CT11	304	918	3
6	MISTRAL-270-12-BCM02H ESP	FL	B	N	C11	34	60	3589
					C12	29	0	3590
					C13	24	62	3589
					CT10	0	0	0
					CT11	-28	2	1896