



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**

Autor:

Núñez Sualdea, Adrián

ESTUDIO DE LÍNEAS SUBTERRÁNEAS DE ALTA TENSIÓN Y SUS PROTECCIONES EN PARQUES EÓLICOS



Universidad de Valladolid

*Estudio de líneas subterráneas de alta tensión y protecciones en
parques eólicos.*

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID



ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA DE INGENIERIAS INDUSTRIALES

Grado en Ingeniería Eléctrica

Estudio de líneas subterráneas de alta tensión y protecciones en parques eólicos.

Autor:

Núñez Sualdea, Adrián

Tutor:

**Frechoso Escudero, Fernando
Antonio**

Departamento Ing. Eléctrica

Valladolid, febrero 2021.



Resumen y palabras clave:

El tema principal sobre el que se desarrolla este trabajo de fin de grado es el cálculo de la infraestructura eléctrica necesaria para la conexión a la red de un parque eólico de 29,7 MW, así como su distribución interna y cada uno de sus componentes.

Aerogenerador.

Nivel de tensión 690 V/30 kV.

Intensidad max admisible.

Temperatura conductores.

Caída de tensión real.

INDICE

1. Introducción y objetivos.....	6
2. Ubicación de la instalación	8
3. Normativa por emplear	9
3.1. Normativa referida a energía eólica	9
3.1.1. Legislación comunitaria	9
3.1.2 Legislación estatal	9
3.2. Normativa referida a aerogeneradores	11
3.3. Normativa referida a medio ambiente	11
4. Descripción aerogenerador	13
4.1. Aerogenerador seleccionado	13
4.2. Especificaciones técnicas del aerogenerador.....	14
4.3. Curva de potencia y energía	16
5. Infraestructura eléctrica	18
5.1. Descripción general	19
5.2. Instalaciones de media tensión	19
5.2.1. Centros primarios de transformación	19
5.2.2. Transformador	20
5.3. Celdas de media tensión	22
5.4. Red de media tensión.....	27
6. Esquemas unifilares circuitos	28
7. Dimensionado del sistema colector.....	29
7.1. Nivel de tensión 690V	29
7.1.1. Intensidad nominal en los generadores	29
7.1.2. Sección de los conductores.....	30
7.2. Nivel de tensión 30kV.....	30



7.2.1. Elección de la sección del conductor	30
7.2.1.1. Intensidad máx. admisible en régimen permanente	34
7.2.1.2. Caída máxima teórica de tensión	43
7.2.1.3 Pérdida de potencia.....	46
7.2.1.4 Intensidad máxima admisible en cortocircuito	48
8. Protecciones	55
8.1. Función sobreintensidad en circuitos de aerogeneradores.....	55
8.2. Función sobreintensidad de las líneas de evacuación del parque	55
8.3. Funciones adicionales	56
8.4. Protección contra sobreintensidades.....	56
8.4.1 Protección contra cortocircuitos	57
8.4.2. Protecciones contra sobrecargas	60
8.5. Protección contra sobretensiones.....	609
8.5.1. Autoválvulas.....	60
9. Subestación.....	61
9.1. Modelo eléctrico de la instalación.....	61
9.2. Líneas de 30 kV de evacuación de los parques.....	61
9.3. Transformadores 220/30 kV	62
9.4. Red equivalente en 220 kV	62
10. Sistemas de puesta a tierra	63
10.1. Puesta a tierra	63
10.2. Puesta a tierra de la subestación	63
10.2.1. Tensión máxima de contacto aplicada.....	64
10.2.2. Tensión máxima de paso aplicada	65
10.2.3. Tensión máxima de contacto	65
10.2.4. Tensión máxima de paso.....	66



10.3. Puesta a tierra de aerogenerador	66
11. Conclusiones	67



INDICE IMÁGENES/TABLAS

1. Ubicación Magaña.....	8
2. Placa de características.....	13
3. Curva de potencia y energía.....	14
4. Sistema eléctrico parque.....	18
5. Placa de características Trafo.....	20
6. Tipos de celdas aerogeneradores.....	26
7. Longitudes cables MT tramos.....	27
8. Tensiones nominales normalizadas.....	31
9. Niveles de aislamiento de los cables.....	32
10. Int. Max. Admisibles en servicio permanente.....	34
11. Secciones.....	36
12. Factor corrección temperatura.....	37
13. Resistividad térmica terreno.....	38
14. Factor correccion resistencia térmica.....	39
15. Factor corrección por distancia entre ternos o cables tripolares.....	41
16. Secciones con factores de correccion.....	42
17. Resistencia a 50Hz.....	44
18. Reactancia a 50Hz.....	45
19. Resultados por tramo de intensidades, caídas de tensión y perdidas de potencia.....	46
20. condición corriente cortocircuito menor que máxima.....	52
21. Tabla resumen datos.....	54
22. Esquema simplificado Red.....	60

1. Introducción y objetivos

El proyecto tiene como objetivo principal planear y diseñar la instalación eléctrica de un parque eólico constituido por 33 aerogeneradores de potencia unitaria 0,9 MW, con una potencia total del parque de 29,7 MW. El parque se sitúa en la localidad de Magaña, un pequeño pueblo situado al noreste de la provincia de Soria.

La instalación eléctrica del parque eólico comprende los siguientes puntos:

1. Los centros de transformación están constituidos por los transformadores elevadores 30/0,69 kV (ubicados en las góndolas) y las diferentes celdas de media tensión instaladas en la base de la torre de los aerogeneradores.
2. La red subterránea de media tensión a 30 kV, que permitirá conectar las celdas de los aerogeneradores del parque entre sí, y éstas con el edificio de control y mando. Se llevará a cabo el cálculo de las secciones de los conductores subterráneos de media tensión en el interior de tubos.
3. La subestación de transformación elevadora, que evacuará la energía generada del parque a la red de transporte, aumentado la tensión de 20 a 220 kV. Ésta albergará el transformador de potencia, así como los elementos de protección, control y medida, necesarios para el buen funcionamiento.
4. La sala de celdas del edificio de control formada por las celdas de entrada de línea de los circuitos de aerogeneradores, celdas de medida, celdas de salida de línea hacia el transformador de potencia y servicios auxiliares y la aparamenta asociada.
5. La malla de puesta a tierra de la subestación así como la de los aerogeneradores. Estas se unirán mediante conductores para obtener una red de equipotencial.

2. Ubicación de la instalación

La instalación eléctrica del parque eólico que tiene por objeto este trabajo fin de grado se encuentra en las cercanías de la localidad de Magaña, un pequeño pueblo al situado en la provincia de Soria, España, la cual cuenta con 106 habitantes censados (2010).

Esta pequeña población de comarca de Tierras Altas está ubicada en el noreste de la provincia, en el límite con La Rioja bañado por el río Alhama en la vertiente mediterránea, al sur de Sierra de las Cabezas y Sierra de Alcarama; al norte de Sierra del Almuerzo .



Imagen/tabla 1

1. Ubicación Magaña

3. Normativa por emplear

3.1. Normativa referida a energía eólica

3.1.1. Legislación comunitaria

1. Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.

El Artículo 3 hace referencia a los objetivos globales nacionales obligatorios y las medidas para el uso de energía procedente de fuentes renovables, cuyos objetivos se desglosan por países en el Anexo I. El Artículo 4 establece la obligación de que cada estado miembro elabore su propio plan nacional en materia de energías renovables.

2. Directiva 2009/72/CE del Parlamento y del Consejo de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

3.1.2 Legislación estatal

Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Establece la regulación del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables. En el Título II se redactan los derechos y obligaciones de dichas instalaciones de producción de energía eléctrica. En el Título IV se explican y especifican los parámetros del régimen retributivo específico.



Establece los siguientes parámetros para las instalaciones eólicas ubicadas en tierra:

- Vida útil regulatoria de 20 años.
- Coeficiente de ajuste $C_{1,a} = 0.7615$.
- Retribución a la inversión 2014-2016 de 101240 €/MW.
- Retribución a la operación en 2014 de 0 €/MW.
- Nº horas equivalentes de funcionamiento mínimo anual: 1050h.
- Umbral de funcionamiento U_f Anual 2014-2016: 630h.

1. Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

2. Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

3. Real Decreto 337/2014, de 9 de Mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias.

4. Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación, probado por Real Decreto 3275/1982, de 12 de Noviembre.

5. Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto de 2002, Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.

6. Real Decreto 2018/1997, de 26 de Diciembre de 1997, por el que se aprueba el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsito de Energía Eléctrica.

7. Real Decreto 1955/2000, de 1 de Diciembre de 2000, de transporte, distribución, comercialización, suministro por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimiento de autorización de instalaciones eléctricas.



8. Real Decreto 2018/1998 de 23 de Diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.
9. Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo, aprobado por Orden de 9 de Marzo de 1971, del Ministerio de Trabajo.
10. Ley 54/1997, de 27 de Noviembre, del Sector Eléctrico.
11. Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
12. Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de seguridad y salud en los lugares de trabajo.

3.2. Normativa referida a aerogeneradores

1. Norma IEC 61400-1
2. Normativa internacional cuyo objetivo es estandarizar los cálculos y parámetros referidos a aerogeneradores y energía eólica.

3.3. Normativa referida a medio ambiente

1. Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.

Establece las bases que deben regir la evaluación ambiental de los planes, programas y proyectos que puedan tener efectos significativos sobre el medio ambiente, garantizando un elevado nivel de protección ambiental, con el fin de promover un desarrollo sostenible. Según la ley son objeto de evaluación de impacto ambiental ordinaria instalaciones para la utilización de la fuerza del viento para la producción de energía (parques eólicos) que tengan más de 30MW.



2. Ley 13/2010, de 5 de julio, por la que se modifica la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, para perfeccionar y ampliar el régimen general de comercio de derechos de emisión e incluir la aviación en el mismo.

Se define el derecho de emisión como el derecho subjetivo a emitir una tonelada equivalente de dióxido de carbono, desde una instalación incluida en el ámbito de aplicación de esta Ley, durante un período determinado.

4. Descripción aerogenerador

4.1. Aerogenerador seleccionado

El parque eólico de MAGAÑA está formado por 33 aerogeneradores NM52-900 de fabricante NEGMICOM. El aerogenerador NM52-900 es un generador de velocidad fija constituido por un **generador asíncrono de jaula de ardilla**.



Imagen/tabla 2

2. Placa de características

A una velocidad de viento de 3,5 m/s, la turbina eólica comienza su trabajo.

El diámetro del rotor del NEG Micon NM 52/900 es de 52,2 m. El área del rotor es de 2.140 m². El aerogenerador está equipado con 3 palas de rotor. La velocidad máxima del rotor es de 22,4 rpm.

El NEG Micon NM 52/900 está equipado con una caja de cambios multiplicadora. La caja de engranajes tiene 3 etapas. El fabricante de la transmisión es NEG Micon.

En el generador, el NEG Micon A/S es un generador asíncrono de jaula de ardilla.



La velocidad máxima del generador es de 1.511 rpm. La tensión es de 690 V y la frecuencia de la red, el NM 52/900 está en 50 Hz.

4.2. Especificaciones técnicas del aerogenerador

De energía

Potencia nominal:	900.0 kW
Rangos de potencia flexibles:	-
Velocidad del viento:	3.5 m/s
Velocidad nominal del viento:	16.0 m/s
Velocidad del viento de corte:	25.0 m/s
Velocidad del viento de supervivencia:	60.0 m/s

Hélice

Diámetro:	52.2 m
Superficie del rotor:	2,140.0 m ²
Número de hojas:	3
Velocidad, máx.:	22.4 rpm
Velocidad de punta:	61 m/s
Fabricante:	LM Glasfieber
Densidad de potencia:	420.6 W/m ²



Multiplicador

Etapas:	3
Relacion:	1:68
Fabricante:	Kestermann/Flender/Valmet

Grupo electrógeno

Tipo:	Asíncrono
Número:	1
Velocidad, máx.:	1,511.0 rpm
Voltaje:	690.0 V
Frecuencia de red:	50 Hz
Fabricante:	Elin

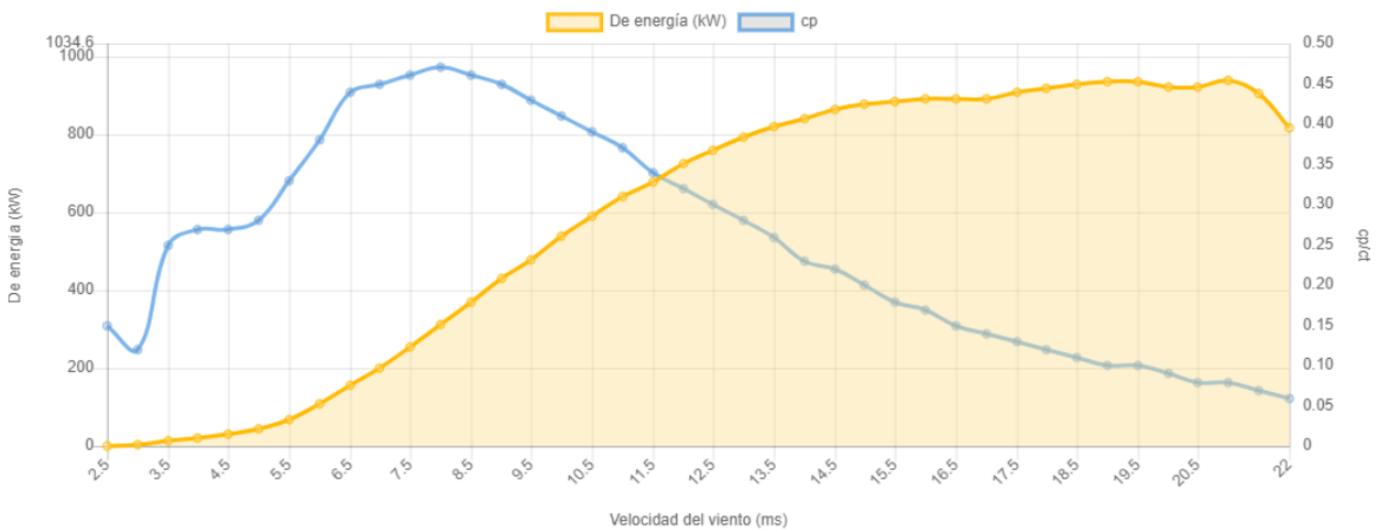
Torre

Altura del buje:	60/74 m
Forma:	Cónica
Protección anticorrosiva:	Pintura
Fabricante:	-

Masas / Pesos

Peso de una hoja:	-
Peso del buje:	-
Peso del rotor:	16.5 t
Peso de la góndola:	24.5 t
Peso de la torre, máx.:	97.0 t

4.3. Curva de potencia y energía



Imagen/tabla 3

3. Curva de potencia y energía

A continuación se muestra una tabla que relaciona la energía y coeficiente de potencia con la velocidad del viento.

Velocidad (m/s)	Energía (kW)	Coef. Potencia
2,5	2,92	0,15
3	4,49	0,12
3,5	13,69	0,25
4	22,91	0,27
4,5	32,69	0,27
5	47	0,28
5,5	70,98	0,33
6	108,43	0,38
6,5	157,87	0,44
7	201,41	0,45
7,5	257,08	0,46
8	313,62	0,47
8,5	370,18	0,46



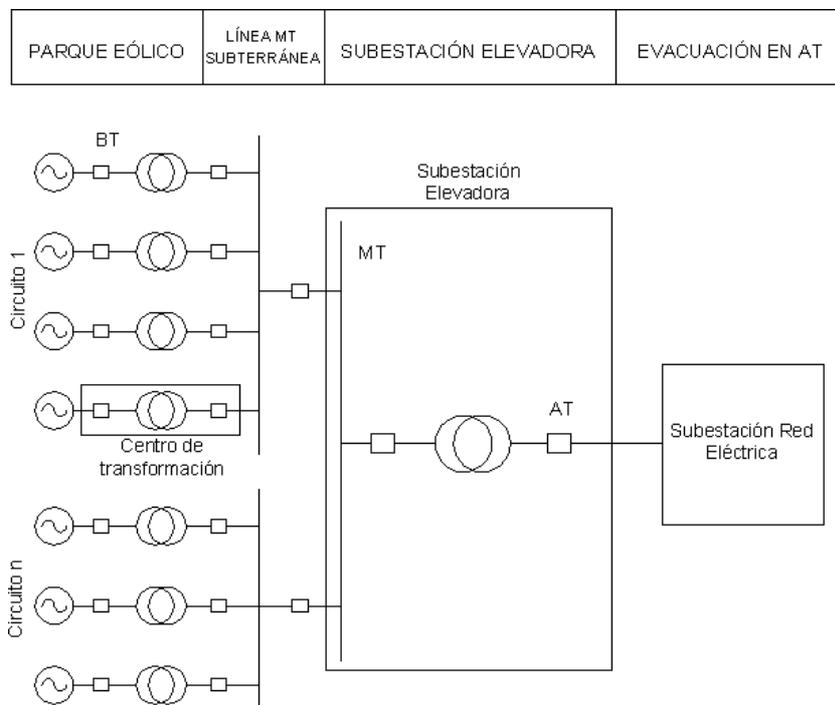
9	430,42	0,45
9,5	480,83	0,43
10	540,01	0,41
10,5	592,14	0,39
11	640,27	0,37
11,5	678,64	0,34
12	727,37	0,32
12,5	761,19	0,3
13	792,71	0,28
13,5	819,76	0,26
14	842,04	0,23
14,5	863,99	0,22
15	878,92	0,2
15,5	884,99	0,18
16	891,18	0,17
16,5	890,99	0,15
17	893,65	0,14
17,5	908,37	0,13
18	918,89	0,12
18,5	930,2	0,11
19	936,2	0,1
19,5	935,59	0,1
20	923,71	0,09
20,5	921,81	0,08

5. Infraestructura eléctrica

El sistema eléctrico de un parque eólico tiene como objetivo la transferencia de la energía eléctrica producida por cada aerogenerador hacia la red de distribución en unas condiciones lo mas óptimas posibles.

En la actualidad, con aerogeneradores de altas potencias, la configuración utilizada es la conexión en Media Tensión (MT) de los aerogeneradores entre sí, por lo que cada uno de ellos debe contar con su propio centro de transformación primario. En este caso, el sistema eléctrico del parque eólico está compuesto por los siguientes elementos ordenados según el flujo de la energía:

- Instalación eléctrica de BT de cada aerogenerador
- Centro de transformación primaria (BT/MT)
- Red subterránea de MT
- Subestación de transformación secundaria (MT/AT)
- Evacuación en AT



Imagen/tabla 4

4. Sistema eléctrico parque

5.1. Descripción general

Las características principales del parque son:

PARQUE	Nº DE AEROGENERADORES	TIPO DE AEROGENERADOR	POTENCIA [MW]
MAGAÑA	33 (3 CIRUITOS)	NM52-900	29,7

La generación se realiza en la góndola a baja tensión, 690 V, transformándose en el interior de esta a 30 kV.

Los aerogeneradores se agrupan en circuitos de 30 kV, que conectan los aerogeneradores con la subestación MT/AT de 30/220 KV. Las canalizaciones eléctricas discurrirán por zanjas subterráneas.

5.2. Instalaciones de media tensión

5.2.1. Centros primarios de transformación

En el interior de cada aerogenerador se ha instalado un centro de transformación que incluirá un transformador baja/media tensión (0,69/30 kV) y la aparatada de maniobra y protección necesaria para conectar cada generador eléctrico a la red interna de 30 kV del parque eólico.

El transformador está situado en el interior de la góndola, de modo que los cables de baja tensión tendrán la menor longitud para minimizar las pérdidas por efecto Joule. Los cables de media tensión del parque eólico irán entrando y saliendo en cada celda para unir todos los aerogeneradores conectados a cada uno de los tres circuitos 30 kV.

Los elementos que conforman los centros de transformación son los siguientes:

- Transformador
- Celdas de media tensión
- Material de seguridad

5.2.2. Transformador

La electricidad generada en el aerogenerador llega al transformador y este eleva la tensión y la entrega a las celdas de media tensión.

El transformador elegido debe ser apto para la potencia del generador. Su potencia nominal deberá ser mayor o igual que la generada por el aerogenerador.

A continuación, se muestra una tabla del protocolo de ensayo del transformador la cual nos dará las siguientes características:

TIPO: DTE 1000/36		NORMAS: IEC 726		Um: 36		Nº: 76830			
CONEX.	TENSIÓN:	ALTA	BAJA	INSTENS:	ALTA	BAJA	KVA	REFRIG.	HZ
Dyn11	30000	+5+2,5+0-2,5-5 %	690		19,245	636,74	1000	AN	50

Imagen/tabla 5

5. Placa de características Trafo

$P_{aero} = 0.9 \text{ MW}$
 Potencia del generador

$V_{baja} = 690\text{V}$
 Tensión en primario

$V_{alta} = 30000 \text{ V}$
 Tensión en secundario

$$I_{baja} = I_{gener} = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \text{Cos}\alpha} = \frac{900000}{\sqrt{3} * 690 * 0.95} = 785.27 \text{ A}$$

La relación de transformación del trafo BT/MT es:

$$r = \frac{V_{baja}}{V_{alta}} = \frac{690}{30000} = 0.23$$

Con lo que la corriente a la salida del transformador sería;

$$I_{\text{alta}} = r \cdot I_{\text{baja}} = 0,023 \cdot 785.27 = 18.23 \text{ A}$$

Finalmente, la potencia mínima nominal del trafo debe ser de:

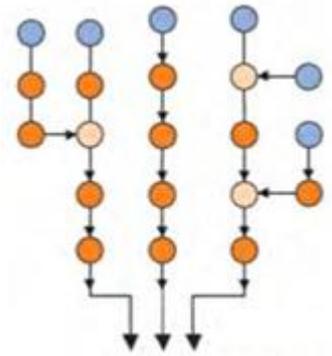
$$S = \sqrt{3} \cdot V_e \cdot I_e = \sqrt{3} \cdot 690 \cdot 785.27 = 937376,799 \text{ VA} = 1000 \text{ kVA}$$

Tipo	trifásico, seco encapsulado
Relación	30 kV / 690 V
Frecuencia	50 Hz
Grupo de conexión	Dyn11
Refrig.	AN

5.3. Celdas de media tensión

Las celdas de protección y maniobra de los circuitos de MT son compactas y están situadas en la base de las torres y permiten la conexión/desconexión individual de cada turbina de la red de MT. Además, las celdas de MT incluyen una protección del aerogenerador ante cortocircuitos, disparo externo y protección térmica del transformador.

Dependiendo de la posición del aerogenerador en el parque y su funcionalidad, enlazando o no con otros aerogeneradores, varían los módulos que configuran las celdas, siendo típicas las siguientes:



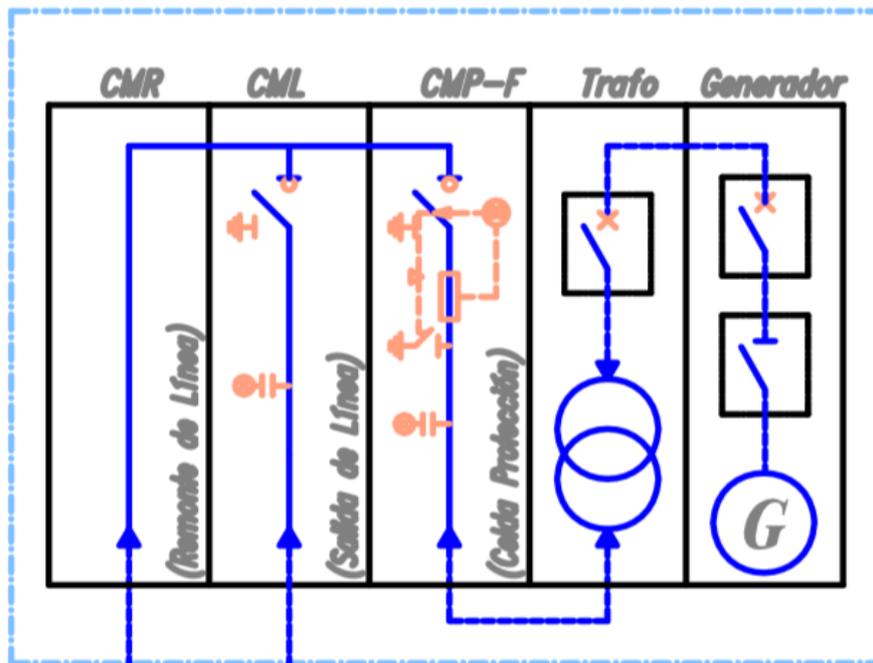
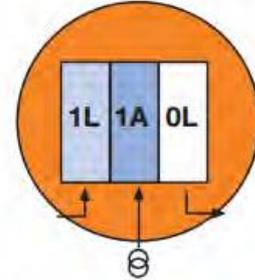
- **Módulo 1L+1A+0L**

Es la configuración utilizada en los aerogeneradores en posiciones intermedias en los tendidos de línea.

Permite, no sólo la protección del transformador del aerogenerador, sino su conexión al resto del tendido, y la prolongación del tendido de línea.

Contiene:

- Una celda 1L Interruptor-seccionador de 3 posiciones (Entrada de línea desde aerogenerador anterior, el más alejado de la subestación)
- Una celda 1A Interruptor automático (Protección del transformador)
- Una celda 0L Remonte rígido a barras (Salida de la línea hacia el aerogenerador posterior, el más próximo a la subestación)



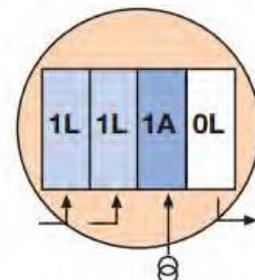
- **Módulo 2x1L+1A+0L**

Es la configuración utilizada en los aerogeneradores que recogen la energía de dos líneas diferentes.

Permite, no sólo la protección del transformador del aerogenerador, sino su conexión al resto del tendido, y la prolongación del tendido de línea.

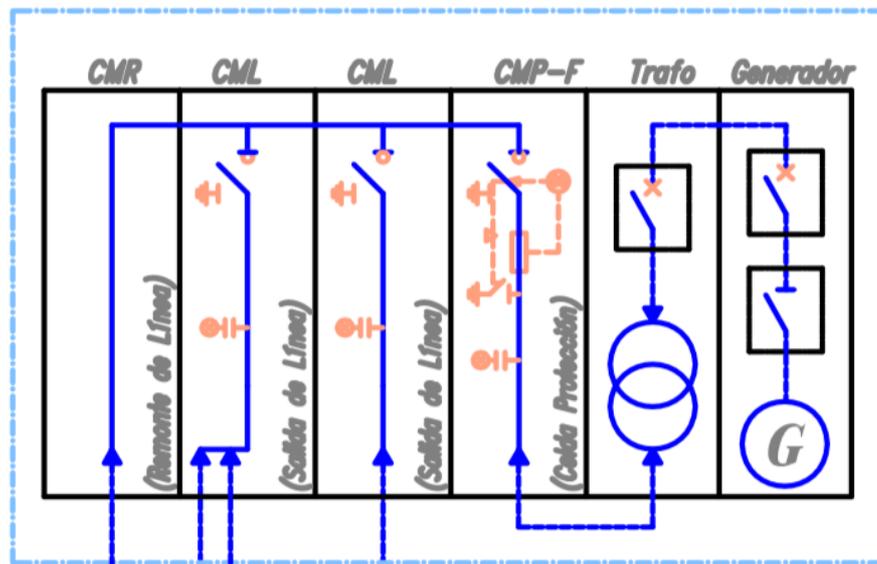
Contiene:

- Dos celdas 1L Interruptor-seccionador de 3



posiciones (Entrada de línea desde aerogenerador anterior, el más alejado de la subestación)

- Una celda 1A Interruptor automático (Protección del transformador)
 - Una celda OL Remonte rígido a barras (Salida de la línea hacia el aerogenerador posterior, el más próximo a la subestación)



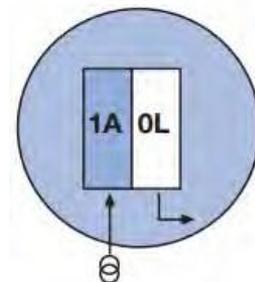
- **Módulo 1A+OL**

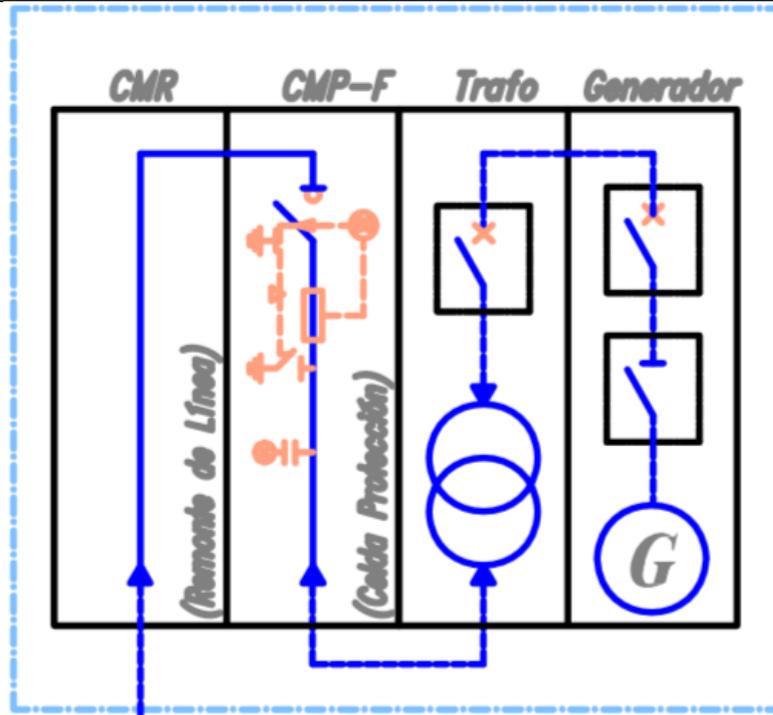
Es la configuración utilizada en todos los aerogeneradores en posiciones finales en los tendidos de línea.

Permite, no sólo la protección del transformador, sino su conexión al resto del tendido.

Contiene:

- Una celda 1A Interruptor automático (Protección del transformador)
- Una celda OL Remonte rígido a barras (Salida de la línea hacia el aerogenerador posterior, el más próximo a la subestación)





Para la conexión a estas cabinas se emplean terminales aislados, enchufables, apantallados y atornillados.

En resumen, se tienen los siguientes tipos de celdas dependiendo de cada aerogenerador:

Circuito 1	
Aero	Tipo de celda
1	1A+0L
2	1L+1A+0L
3	1L+1A+0L
4	1L+1A+0L
5	1L+1A+0L
6	1L+1A+0L
7	1L+1A+0L
8	1L+1A+0L
9	1L+1A+0L
10	1L+1A+0L
11	1L+1A+0L
12	1L+1A+0L

Circuito 2	
Aero	Tipo de celda
13	1A+0L
14	2x1L+1A+0L
15	1A+0L
16	2x1L+1A+0L
17	1L+1A+0L
18	1L+1A+0L
19	1A+0L
20	1L+1A+0L
21	1L+1A+0L
22	1A+0L
23	2x1L+1A+0L

Circuito 3	
Aero	Tipo de celda
24	1A+0L
25	1L+1A+0L
26	1L+1A+0L
27	1L+1A+0L
28	1L+1A+0L
29	1L+1A+0L
30	1L+1A+0L
31	1L+1A+0L
32	1L+1A+0L
33	1A+0L

Imagen/tabla 6

6. Tipos de celdas aerogeneradores

5.4. Red de media tensión

Los tramos entre aerogeneradores y sus longitudes se recogen en las siguientes tablas:

Circuito 1 (x12)	
Tramo	Longitud [m]
1-2	199.5
2-3	222
3-4	259.7
4-5	191.5
5-6	190
6-7	230
7-8	198
8-9	220
9-10	216
10-11	214
11-12	2444
12-SE	3522
TOTAL	7926,7

Circuito 2 (x11)	
Tramo	Longitud [m]
18-17	245
17-16	762
15-16	253
16-14	743
13-14	245
14-19	256
14-20	654
20-21	496
21-23	480
22-23	266
23-SE	1721
TOTAL	6121

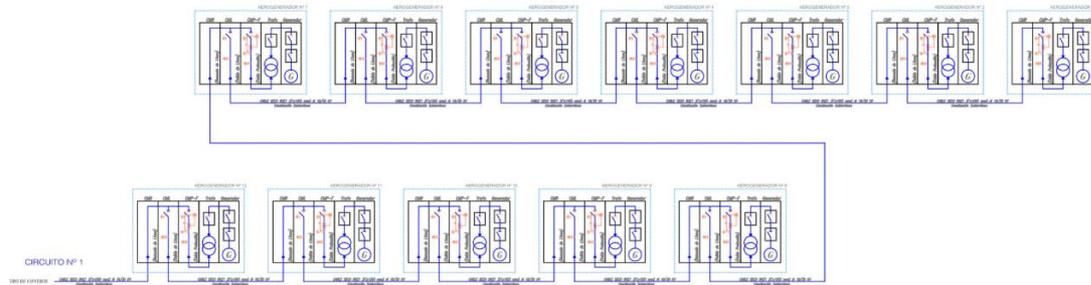
Circuito 3 (x10)	
Tramo	Longitud [m]
24-25	314
25-30	285
30-29	200
29-28	236
28-26	220
26-27	257
27-31	310
31-SE	308,7
33-32	237,7
32-SE	280
TOTAL	2648,4

Imagen/tabla 7

7. Longitudes cables MT tramos

6. Esquemas unifilares circuitos

Circuito 1



Circuito 2



Circuito 3



7. Dimensionado del sistema colector

7.1. Nivel de tensión 690V

7.1.1. Intensidad nominal en los generadores

$$I_{gener} = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \text{Cos}\alpha} = \frac{900000}{\sqrt{3} * 690 * 0.95} = 785.37 \text{ A}$$

siendo:

I_{NG} = Intensidad nominal del generador.

P= Potencia nominal del generador.

V= Tensión nominal del generador.

Cos α = Factor potencia del generador.

Intensidad nominal en el CT 30/0,69 kV del aerogenerador

Existe la posibilidad debido a las características de la turbina, que su potencia nominal aumente ligeramente en determinadas condiciones exteriores de temperatura, turbulencia, etc. Este incremento será inferior al 5 %, pero a efectos de cálculo y para estar del lado de la seguridad, consideraremos un posible incremento hasta un máximo de 950 kW. Por lo que la intensidad máxima en el lado de baja tensión del transformador será:

$$I_{gener} = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \text{Cos}\alpha} = \frac{950000}{\sqrt{3} * 690 * 0.95} = 794.90 \text{ A}$$

Como hemos visto antes en las características del transformador se instalará uno de 1000 kVA y un interruptor en el lado de baja tensión de intensidad asignada de 800 A y Tensión asignada de empleo 690 V.

El transformador en este momento no trabajaría por encima del 100% de su potencia nominal.

7.1.2. Sección de los conductores

7.1.2.1 Intensidad máxima admisible

La intensidad nominal que circula desde el aerogenerador hasta el transformador, según se ha visto anteriormente, es de:

$$I_{gener} = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos\alpha} = \frac{900000}{\sqrt{3} * 690 * 0.95} = 794.90 \text{ A}$$

El conductor de cobre con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), dos conductores por fase y un sobredimensionamiento del 125 % (ITC-BT-40):

$$I_{cond} \leq 753,06 \times 1.25 = 470,66 \text{ A}$$

con esto la sección del conductor según ITC-BT-19 → 185 mm²

7.1.2.2. Caída de tensión

Desde el punto de vista de caída de tensión, se establece una caída de tensión máxima del 1,5 % entre generador y el transformador 0,69/30 Kv para la intensidad nominal (ITC-BT-40).

7.2. Nivel de tensión 30kV

7.2.1. Elección de la sección del conductor

A la hora de seleccionar el conductor de la red de MT los cálculos se han fundamentado en la norma **UNE 211435** (Guía para la elección de cables eléctricos de tensión asignada superior o igual a 0,6/1 kV para circuitos de distribución de energía eléctrica) Y **ITC-LAT 06 LINEAS SUBTERRANEAS CON CABLES AISLADOS**

La tensión de servicio de la red es la existente entre los conductores y la tensión de fase, esta tensión es para la cual se ha dimensionado su aislamiento.

Esta tensión nominal del cable se obtiene a partir de la tensión más elevada de la red y la tensión nominal en la red (**ITC-LAT 06 LINEAS SUBTERRANEAS CON CABLES AISLADOS**).



Tabla 1. Tensiones nominales normalizadas

TENSIÓN NOMINAL DE LA RED (U_n) kV	TENSIÓN MAS ELEVADA DE LA RED (U_s) kV
3	3,6
6	7,2
10	12
15	17,5
20*	24
25	30
30	36
45	52
66*	72,5
110	123
132*	145
150	170
220*	245
400*	420

* Tensiones de uso preferente en redes eléctricas de transporte y distribución.

Imagen/tabla 8

8. Tensiones nominales normalizadas

$U_n = 30$ kV (Tensión nominal de la red)

$U_s = 36$ kV (Tensión más elevada de la red)

$U_0/U = 18/30$ kV (Tensión asignada del cable)

Tabla 2. Niveles de aislamiento de los cables y sus accesorios

Tensión nominal de la red U_n	Tensión más elevada de la red U_s kV	Categoría de la red	Características mínimas del cable y accesorios	
			U_0/U ó U_0 kV	U_p kV
3	3,6	A-B	1,8/3	45
		C	3,6/6	60
6	7,2	A-B	6/10	75
		C		
10	12	A-B	8,7/15	95
		C		
15	17,5	A-B	12/20	125
		C		
20	24	A-B	15/25	145
		C		
25	30	A-B	18/30	170
		C		
30	36	A-B		

Imagen/tabla 9

9. Niveles de aislamiento de los cables

U_n : Valor de la tensión entre fases por el cual se denomina la red

U_s : Valor más elevado de la tensión eficaz entre fases que puede presentarse en un instante y en un punto cualquiera de la red, en las condiciones normales de explotación.

U_0 : Tensión asignada eficaz a frecuencia industrial entre cada conductor y la pantalla del cable, para la que se han diseñado al cable y sus accesorios.

U : tensión asignada eficaz a frecuencia industrial entre dos conductores cualesquiera para la que se han diseñado el cable y sus accesorios.

Condiciones iniciales:

- Temperatura del terreno: 25 °C
- Profundidad: 1 m
- Resistividad térmica del terreno: 1,5 K·m/W
- Terna de cables unipolares

Para la determinación de la sección de los conductores, se precisa realizar un cálculo en base a las siguientes consideraciones:

- La Intensidad que circule en régimen permanente por el conductor no debe superar el 80 % de la intensidad máxima admisible por el cable elegido.
- La caída de tensión entre el primer aerogenerador de cada circuito y la subestación de MT/AT debe ser inferior al 2%.
- Las pérdidas de potencia en la red de MT deben ser inferior al 2%.
- La intensidad de cortocircuito soportada por el conductor debe ser superior a la intensidad de cortocircuito de la instalación.

En los siguientes puntos se calculan estas consideraciones y qué sección es necesaria para ello siguiendo indicaciones de la norma UNE 211435.

7.2.1.1. Intensidad máx. admisible en régimen permanente

La intensidad máxima admisible en servicio permanente se calculará atendiendo a la norma UNE 21144 o la ITC-LAT-06, de modo que el conductor no supere la temperatura máxima en ningún tramo de la red.

Para sistemas trifásicos de corriente alterna la intensidad máxima que recorre un conductor es:

$$I_{gener} = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \text{Cos}\alpha}$$

P: potencia máxima que discurre por el conductor

V: tensión nominal de la red en servicio

Cos α : factor de potencia de la instalación

En este proyecto, los tramos de conductores que mayor intensidad van a soportar son los que van desde el último aerogenerador de los circuitos 1, 2 y 3 hasta la subestación de MT/AT, soportando una potencia de 12, 11 y 10 aerogeneradores de los diferentes circuitos respectivamente de 0.9 MW cada uno, con un total de 10.8, 9.9 , 9 MW. La tensión de la red es de 30 kV y el factor de potencia de la instalación es 0.95. Con estos valores la corriente máxima de la red de media tensión sería la del circuito 1 con una intensidad de 218.78 A.

Tabla 12. Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV tubo

Sección (mm ²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	115	90	120	90	125	95
35	135	105	145	110	150	115
50	160	125	170	130	180	135
70	200	155	205	160	220	170
95	235	185	245	190	260	200
120	270	210	280	215	295	230
150	305	235	315	245	330	255
185	345	270	355	280	375	290
240	400	310	415	320	440	345
300	450	355	460	365	500	390
400	510	405	520	415	565	450

Imagen/tabla 10

10. Int. Max. Admisibles en servicio permanente

Según la norma **ITC-LAT 06** dicha intensidad requeriría de unos conductores de sección 150 mm² como se aprecia en la tabla para cables unipolares de aluminio con aislamiento XLEP. La intensidad máxima admisible para esta sección es de 245 A.

Aplicando este mismo procedimiento obtendríamos las secciones para cada uno de los tramos, tal y como se detalla en la siguiente tabla:



	Tramo	Longitud (m)	MW a. arriba	I (A) cond.	Sección (mm ²)
C1	1-2.	199,5	0,9	18,25	25
	2-3.	222	1,8	36,51	25
	3-4.	259,7	2,7	54,76	25
	4-5.	191,5	3,6	73,01	25
	5-6.	190	4,5	91,27	35
	6-7.	230	5,4	109,52	50
	7-8.	198	6,3	127,78	50
	8-9.	220	7,2	146,03	70
	9-10.	216	8,1	164,28	95
	10-11.	214	9	182,54	95
	11-12.	244	9,9	200,79	120
	12-SE	3522	10,8	219,04	150
C2	18-17	245	0,9	18,25	25
	17-16	762	1,8	36,51	25
	16-15	253	0,9	18,25	25
	16-14	743	3,6	73,01	25
	13-14	245	0,9	18,25	25
	14-19	256	0,9	18,25	25
	14-20	654	6,3	127,78	50
	20-21	496	7,2	146,03	70
	21-23	480	8,1	164,28	95
	22-23	266	0,9	18,25	95
	23-SE	1721	9,9	200,79	120
C3	24-25	314	0,9	18,25	25
	25-30	285	1,8	36,51	25
	30-29	200	2,7	54,76	25
	29-28	236	3,6	73,01	25
	28-26	220	4,5	91,27	35
	26-27	257	5,4	109,52	50
	27-31	310	6,3	127,78	50
	31-SE	308,7	7,2	146,03	70
	33-32	237,7	0,9	18,25	25
	32-SE	280	1,8	36,51	25

Imagen/tabla 11

11. Secciones

Factores de corrección:

Ahora tenemos que aplicar unos factores de corrección por temperatura, resistividad térmica, profundidad de soterramiento y agrupamiento de cables que se detalla continuación.

Dado que la temperatura ambiente media del local es de 25°C a un metro de profundidad se puede tomar la temperatura media igual a la ambiente. Con lo que el factor de corrección por temperatura sería $K_T=1$

Tabla 7. Factor de corrección, F, para temperatura del terreno distinta de 25 °C

Temperatura °C Servicio Permanente θ_s	Temperatura del terreno, θ_t , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67
65	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61

El factor de corrección para otras temperaturas del terreno distintas de las de la tabla, será:

$$F = \sqrt{\frac{\theta_s - \theta_t}{\theta_s - 25}}$$

Imagen/tabla 12

12. Factor corrección temperatura

Según esta tabla el factor de corrección para la temperatura se queda en 1

Vamos a considerar la resistividad térmica de 1.5 K·m/W. Para la sección ya calculada anteriormente se debe aplicar un factor por resistividad $K_{RT} = 1,00$, aumentando con terrenos secos y disminuyendo con terrenos húmedos tal y como se obtiene de la tabla.

Tabla 9. Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y humedad

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
1,00	Seco
1,20	Arcilloso muy seco
1,50	Arenoso muy seco
2,00	De piedra arenisca
2,50	De piedra caliza

Imagen/tabla 13

13. Resistividad térmica terreno

Tabla 8. Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 K.m/W

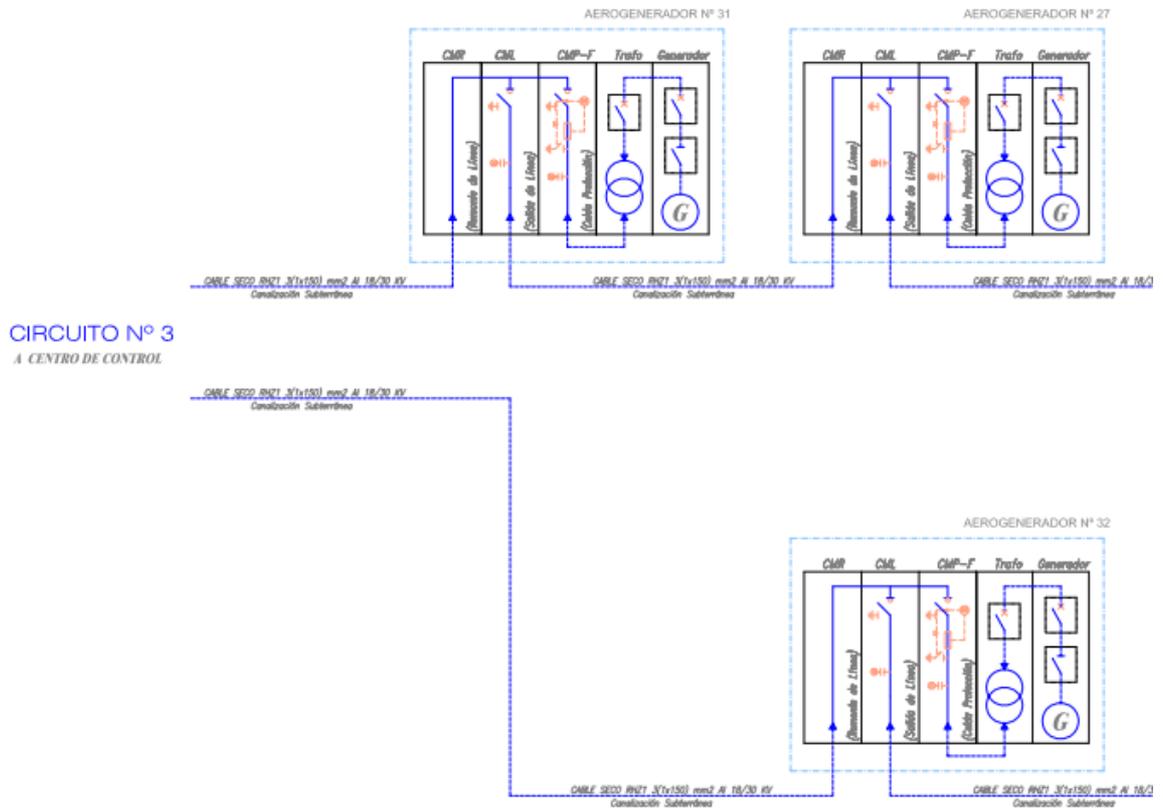
Tipo de instalación	Sección del conductor mm ²	Resistividad térmica del terreno, K.m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,26	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
Cables en interior de tubos enterrados	400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73
	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	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	

Imagen/tabla 14

14. Factor corrección resistividad térmica

Dado que los cables irán a una profundidad de 1 m tal y como indica la norma UNE 211435:2011 no hay que aplicar factor de corrección por profundidad. $K_p = 1$.

En el tramo final del circuito 3,

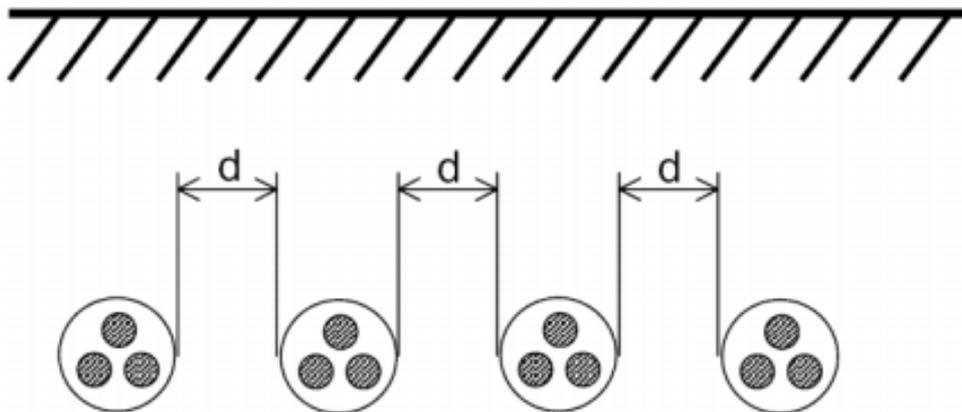


donde estos siguen el mismo camino hasta la subestación MT/AT, hay dos ternas en la misma zanja con una separación que vamos a suponer de 0,6 m. Por lo que el factor de agrupamiento es $K_A = 0,88$. Para el resto de tramos al ser una única terna la que discurre por cada zanja no será necesario aplicar el factor de corrección, siendo este 1.

DIRECTAMENTE ENTERRADOS

Tabla 10. Factor de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares

Tipo de instalación	Separación de los ternos	Factor de corrección								
		Número de ternos de la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto (d=0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-
Cables bajo tubo	En contacto (d=0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-



Imagen/tabla 15

15. Factor corrección por distancia entre ternos o cables tripolares

$$I = I_{\text{Tabla}} \cdot K_T \cdot K_{RT} \cdot K_P \cdot K_A$$

$$I(\text{circuito3.1}) = 146,03 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,88 = 128,50 \text{ A}$$

$$I(\text{circuito3.2}) = 36,51 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,88 = 32,12 \text{ A}$$

Aplicando todos los factores de corrección a todos los tramos anteriormente visto y AJUSTANDO ASÍ LAS SECCIONES A ESAS NUEVAS CORRIENTES obtendríamos la siguiente tabla:



	Tramo	Longitud (m)	MW a. arriba	I (A) cond.	Sección (mm2)
C1	1-2.	199,5	0,9	18,25	25
	2-3.	222	1,8	36,51	25
	3-4.	259,7	2,7	54,76	25
	4-5.	191,5	3,6	73,01	25
	5-6.	190	4,5	91,27	35
	6-7.	230	5,4	109,52	50
	7-8.	198	6,3	127,78	50
	8-9.	220	7,2	146,03	70
	9-10.	216	8,1	164,28	95
	10-11.	214	9	182,54	95
	11-12.	244	9,9	200,79	120
	12-SE	3522	10,8	219,04	150
C2	18-17	245	0,9	18,25	25
	17-16	762	1,8	36,51	25
	15-16	253	0,9	54,76	25
	16-14	743	3,6	73,01	25
	13-14	245	0,9	18,25	25
	14-19	256	0,9	18,25	25
	14-20	654	6,3	127,78	50
	20-21	496	7,2	146,03	70
	21-23	480	8,1	164,28	95
	22-23	266	0,9	18,25	25
	23-SE	1721	9,9	200,79	120
C3	24-25	314	0,9	18,25	25
	25-30	285	1,8	36,51	25
	30-29	200	2,7	54,76	25
	29-28	236	3,6	73,01	25
	28-26	220	4,5	91,27	35
	26-27	257	5,4	109,52	50
	27-31	310	6,3	127,78	50
	31-SE	308,7	7,2	128,5	70
	33-32	237,7	0,9	18,25	25
	32-SE	280	1,8	32,12	25

Imagen/tabla 16

16. Secciones con factores de corrección

7.2.1.2. Caída máxima teórica de tensión

Para calcular la sección según el criterio de caída de tensión de las líneas, se emplearán los valores de la resistencia óhmica y de la reactancia, en corriente alterna a una frecuencia de 50 Hz.

Lo primero será encontrar la corriente que circulará por cada tramo del distribuidor, para ello, previamente, hallaremos la potencia que circula en cada uno de estos tramos para, a partir de ésta, hallar la corriente.

La caída de tensión de la línea para el caso de corriente alterna trifásica, se calcula con la fórmula aproximada: $\Delta U = \sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot (R \cdot \cos \alpha + X \cdot \sin \alpha)$.

Donde:

- L es la longitud de la línea, en km.
- I es la intensidad de corriente a transportar, e A.
- R es la resistencia del conductor, en Ω/km
- X es la reactancia del conductor, en Ω/km
- φ es el factor de potencia



Resistencia a la frecuencia de 50 Hz

Sección nominal mm ²	Resistencia máxima en c.a. y a 90°C en Ω/km			
	Cables Unipolares 		Cables Tripolares 	
	Cu	Al	Cu	Al
10	2.310	-	2.346	-
16	1.455	2.392	1.479	2.431
25	0.918	1.513	0.936	1.542
35	0.663	1.093	0.675	1.112
50	0.490	0.800	0.499	0.822
70	0.339	0.558	0.345	0.568
95	0.245	0.403	0.249	0.410
120	0.195	0.321	0.197	0.324
150	0.159	0.262	0.161	0.265
185	0.127	0.209	0.129	0.212
240	0.098	0.161	0.099	0.163
300	0.078	0.128	-	-
400	0.062	0.102	-	-
500	0.051	0.084	-	-

Nota: La caída de tensión de la línea para el caso de corriente alterna trifásica, se calcula con la fórmula aproximada: $\Delta U = \sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi)$. Donde L, en km, es la longitud de la línea. I, en A, es la intensidad de corriente a transportar. (Se recomienda ver ejemplo de cálculo en la página 24).

Imagen/tabla 17

17. Resistencia a 50Hz



Reactancia a frecuencia de 50 Hz

Sección nominal mm ²	Reactancia X en Ω/km por fase Tensión nominal del cable						
	1,0/3 kV	2,0/6 kV	6/10 kV	0,7/15 kV	12/20 kV	12/25 kV	18/30 kV
Tres cables unipolares en contacto mutuo							
10	0.136	0.141	-	-	-	-	-
16	0.126	0.130	0.143	-	-	-	-
25	0.117	0.121	0.134	0.141	-	-	-
35	0.111	0.115	0.128	0.135	0.140	-	-
50	0.106	0.109	0.122	0.128	0.133	0.139	0.144
70	0.100	0.103	0.115	0.120	0.125	0.131	0.136
95	0.095	0.098	0.110	0.115	0.120	0.126	0.130
120	0.092	0.095	0.106	0.111	0.115	0.121	0.125
150	0.090	0.092	0.102	0.108	0.112	0.117	0.121
185	0.088	0.091	0.100	0.104	0.108	0.113	0.117
240	0.085	0.088	0.097	0.101	0.105	0.109	0.113
300	0.083	0.087	0.093	0.097	0.101	0.105	0.109
400	0.081	0.085	0.091	0.095	0.098	0.102	0.106
500	0.080	0.084	0.089	0.092	0.095	0.099	0.102
Un cable tripolar							
10	0.115	0.122	-	-	-	-	-
16	0.107	0.113	0.127	-	-	-	-
25	0.100	0.105	0.118	0.127	-	-	-
35	0.095	0.100	0.112	0.120	0.126	-	-
50	0.091	0.095	0.106	0.114	0.120	0.127	0.133
70	0.086	0.090	0.100	0.107	0.113	0.119	0.125
95	0.083	0.087	0.096	0.102	0.107	0.114	0.119
120	0.081	0.084	0.093	0.098	0.103	0.109	0.114
150	0.079	0.082	0.090	0.096	0.101	0.106	0.111
185	0.079	0.081	0.089	0.094	0.098	0.103	0.108
240	0.076	0.079	0.085	0.090	0.094	0.099	0.103

Nota: La caída de tensión de la línea para el caso de corriente alterna trifásica, se calcula con la fórmula aproximada: $\Delta U = \sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi)$. Donde L, en km, es la longitud de la línea. I, en A, es la intensidad de corriente a transportar. (Se recomienda ver ejemplo de cálculo en la página 24).

Imagen/tabla 18

18. Reactancia a 50Hz

Dado que para cada tramo de circuito habrá una caída de tensión, aquí sólo se toma el ejemplo del tramo que va desde el aerogenerador 12 hasta la subestación eléctrica del circuito 1.

Para este tramo tenemos:

$$L = 3522 \text{ m} = 3,522 \text{ km}$$

$$I = 218.78 \text{ A (correspondiente a los 12 aerogeneradores aguas arriba)}$$

$$R = 0,262 \text{ } \Omega/\text{km (90}^\circ\text{C)}$$

$$\cos \varphi = 0,95$$

$$\sin \varphi = 0,31$$

$$X = 0,121 \text{ } \Omega/\text{km}$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 3,522 \cdot 218,78 \cdot (0,262 \cdot 0,95 + 0,121 \cdot 0,31) = 381.91 \text{ V}$$

Porcentualmente corresponde a un 1.27%, menor del 2% que recomienda la UNE 211435.

7.2.1.3 Pérdida de potencia

Debido al efecto Joule hay una pérdida de potencia por calentamiento en los conductores. Esta pérdida de potencia sigue la expresión:

$$P_{\text{Perd}} = 3 \cdot R \cdot L \cdot I$$

Donde:

P_{Perd} : pérdida de potencia, en W

R: resistencia del conductor, en Ω/km

L: longitud de la línea, en km

I: intensidad de corriente a transportar, e A

Para el tramo anterior se tendrá una pérdida de 104763,93 W

$$P_{\text{Perd}} = 3 \cdot 0,265 \cdot 3,522 \cdot 218,78^2 = 134020,64 \text{ W}$$



En la siguiente tabla se pueden ver todos los resultados para cada tramo de los diferentes circuitos. Como se ve se han tomado sólo un tipo de conductor, para facilitar el mantenimiento y mejorar el aspecto económico de la instalación del parque eólico.

	Tramo	Longitud (m)	MW a. arriba	I (A) cond.	Sección (mm ²)	R (ohm/km) max c.a a 90C según tabla	X (ohm/km)	caida de tension V	Caída de tensión %	Pérdida potencia (W)
C1	1-2.	199,5	0,9	18,25	25	1,513		9,05	0,03	301,60
	2-3.	222	1,8	36,51	25	1,513		20,16	0,07	1343,19
	3-4.	259,7	2,7	54,76	25	1,513		35,37	0,12	3534,75
	4-5.	191,5	3,6	73,01	25	1,513		34,77	0,12	4633,33
	5-6.	190	4,5	91,27	35	1,093		31,15	0,10	5189,81
	6-7.	230	5,4	109,52	50	0,8	0,144	35,07	0,12	6621,04
	7-8.	198	6,3	127,78	50	0,8	0,144	35,22	0,12	7758,94
	8-9.	220	7,2	146,03	70	0,558	0,136	31,81	0,11	7853,48
	9-10.	216	8,1	164,28	95	0,403	0,13	25,98	0,09	7047,73
	10-11.	214	9	182,54	95	0,403	0,13	28,60	0,10	8620,97
	11-12.	244	9,9	200,79	120	0,321	0,125	29,13	0,10	9473,28
	12-SE	3522	10,8	219,04	150	0,262	0,121	382,29	1,27	132818,56
C2	18-17	245	0,9	18,25	25	1,513		11,12	0,04	370,38
	17-16	762	1,8	36,51	25	1,513		69,19	0,23	4610,40
	15-16	253	2,7	54,76	25	1,513		34,45	0,11	3443,56
	16-14	743	3,6	73,01	25	1,513		134,91	0,45	17976,85
	13-14	245	4,5	91,27	35	1,093		40,17	0,13	6692,12
	14-19	256	5,4	109,52	50	0,8	0,144	39,03	0,13	7369,50
	14-20	654	6,3	127,78	50	0,8	0,144	116,34	0,39	25628,00
	20-21	496	7,2	146,03	70	0,558	0,136	71,72	0,24	17706,03
	21-23	480	8,1	164,28	95	0,403	0,13	57,73	0,19	15661,63
	22-23	266	9	182,54	95	0,403	0,13	35,55	0,12	10715,79
	23-SE	1721	9,9	200,79	120	0,321	0,125	205,49	0,68	66817,67
C3	24-25	314	0,9	18,25	25	1,513		14,25	0,05	474,70
	25-30	285	1,8	36,51	25	1,513		25,88	0,09	1724,36
	30-29	200	2,7	54,76	25	1,513		27,24	0,09	2722,18
	29-28	236	3,6	73,01	25	1,513		42,85	0,14	5710,01
	28-26	220	4,5	91,27	35	1,093		36,07	0,12	6009,25
	26-27	257	5,4	109,52	50	0,8	0,144	39,19	0,13	7398,29

	27-31	310	6,3	127,78	50	0,8	0,144	55,15	0,18	12147,83
	31-SE	308,7	7,2	128,5	70	0,558	0,136	39,28	0,13	8532,93
	33-32	237,7	0,9	18,25	25	1,513		10,79	0,04	359,35
	32-SE	280	1,8	32,12	25	1,513		22,37	0,07	1311,20

Imagen/tabla 19

19. Resultados por tramo de intensidades, caídas de tensión y pérdidas de potencia

7.2.1.4 Intensidad máxima admisible en cortocircuito

En esta parte vamos a calcular las corrientes máximas de cortocircuito que nuestra red de media tensión será capaz de soportar, ajustando de esta forma el dimensionado realizado a la normativa **ITC-LAT 06**. Esto quiere decir calcular y observar si las secciones elegidas se ajustan o no a la normativa.

Además, estos valores nos servirán para saber el poder de corte que deben tener las protecciones a lo largo de la instalación.

En primer lugar, calculamos las impedancias del transformador de la subestación y de la red, lo que nos dará a calcular la corriente de cortocircuito proveniente de la red de distribución.

La tensión de la red: 220KV

Potencia de la red: 400MVA

IMPEDANCIAS DE LOS TRANSFORMADORES Y DE LA RED:

Tranformador 30/220 KV

De los ensayos del transformador facilitados por Cetasa, se recogen las siguientes características que sirven para llevar a cabo el modelado:

- **Características del transformador GETRA**
 - 220/30 kV: Potencia nominal [kVA]:
 - 40.000 ONAN / 50.000 ONAF Tensión
 - Tensión nominal AT [V]:
 - 230.000 ± 2 x 2,5%
 - Tensión nominal MT [V]:

30.000 ± 2 x 5%

Grupo de conexión: YNd11

Tensión de cortocircuito: 12,5% (garantizado de ensayo)

Pérdidas en el cobre [W]: 167.000 (garantizado de ensayo)

$$Z_{TR} = \frac{U_{cc}(\%)}{100} * \frac{U_b^2}{S_n} = \frac{12,5}{100} * \frac{30000^2}{40 * 10^6} = 2.81 \Omega$$

$$X_{TR} = 0,98 * Z_{TR} = 2,75 j\Omega$$

$$R_{TR} = 0,2 * Z_{TR} = 0,56 \Omega$$

Red

$$Z_{Red} = j \frac{U_b^2}{S_{cc}} = j \frac{30000^2}{400 * 10^6} = 2,25 j\Omega$$

Ahora calculamos la impedancia total de la red y del transformador para obtener la corriente de cortocircuito que entrará por la red:

$$Z_{TR} + Z_{Red} = 0,56 + 5j \Omega$$

$$I_{cc\ red} = \frac{V}{\sqrt{3} * Z_{TR+red}} = \frac{30000}{\sqrt{3} * (0,56 + 5j)} = 3342.3 A$$

En cuanto a **la corriente de cortocircuito de las líneas de generación**, esta será igual a la corriente nominal de los generadores de esa línea.

Además debemos tener en cuenta que nuestros generadores son de **jaula de ardilla** los cuales darán individualmente la siguiente corriente de cortocircuito:

$$I_{ccg} = 170,45 A$$

Entonces al final de la línea en barras la corriente de cortocircuito total será la siguiente:

$$I_{ccTOTAL} = I_{cc\ red} + I_{ccg} + I_{cc\ Linea}$$

$$I_{ccTOTAL} = 3342.3\ A + 170,45 * 12 + 219,04 = 5606,44\ A$$

Así es como calculamos todas las corrientes de cortocircuito para cada tramo.

Una vez calculadas las corrientes de cortocircuito, debemos asegurarnos que se cumple la ITC-LAT-06 apartado 6.2, el cual nos indica la formula para calcular la corriente máxima de cortocircuito en un determinado punto:

Corriente máxima de cortocircuito:

$$I_{cc\ max} = \frac{K * S}{\sqrt{t_{cc}}}$$

Donde:

I_{cc} : corriente de cortocircuito, en amperios.

S: sección del conductor, en mm².

K: coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y de las temperaturas al inicio y final del cortocircuito.

t_{cc} : duración del cortocircuito, en segundos.

Tabla 26. Densidad máxima admisible de corriente de cortocircuito, en A/mm², para conductores de aluminio

Tipo de aislamiento	$\Delta\theta^*$ (K)	Duración del cortocircuito, tcc, en segundos									
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
PVC:											
sección ≤ 300 mm ²	90	240	170	138	107	98	76	62	53	48	43
sección > 300 mm ²	70	215	152	124	96	87	68	55	48	43	39
XLPE, EPR y HEPR	160	298	211	172	133	122	94	77	66	59	54
HEPR U ₀ /U ≤ 18/30 kV	145	281	199	162	126	115	89	73	63	56	51

* $\Delta\theta$ es la diferencia entre la temperatura de servicio permanente y la temperatura de cortocircuito.

Necesitamos saber la temperatura de cortocircuito la cual nos lo dará la siguiente tabla:

Tabla 10. Temperaturas máximas (en °C) admisibles en los conductores, en servicio permanente (con la corriente máxima admisible $I_{MAX ADM}$), con sobrecarga ($1,45 I_{MAX ADM}$) y en cortocircuito, para cada tipo de aislamiento y cubiertas para cortocircuitos de duración inferior a 5 segundos.

Tipo de aislamiento seco	Servicio permanente θ_s con $I_{MAX ADM}$	Sobrecarga con $1,45 I_{MAX ADM}$	Cortocircuito θ_{cc} ($t \leq 5$ s)
Policloruro de vinilo (PVC) ¹			
S \leq 300 mm ²	70	105	160
S > 300 mm ²	70	105	140
Polietileno reticulado (XLPE)	90	130	250
Etileno-Propileno (EPR)	90	130	250
Etileno-Propileno de alto módulo (HEPR)	105 para $U_o/U \leq 18/30$ kV 90 para $U_o/U > 18/30$ kV	140 140	250 250
Tipo de cubierta			
Policloruro de vinilo (PVC) ²	70 o 85		200
Poliolefina (Z1) ²	70 o 85		180

1. Sólo para instalaciones de tensión asignada hasta 6 kV.

2. El valor se estima 20°C inferior a la temperatura del conductor, que corresponde a 70°C en cables de XLPE y de EPR y a 85°C en cables de HEPR, de acuerdo con cálculos hechos sobre cables habituales.

Como el incremento de temperatura que se produce en el cable desde la temperatura inicial a la que se encuentra el terreno es proporcional a la corriente que pasa a través al cuadrado podemos establecer la siguiente regla de tres:

$$90^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C} = 215^2$$

$$T^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C} = 200,8^2$$

Obtenemos para este tramo de estudio la temperatura real de:

$$T = 81,69^{\circ}\text{C}$$

Este mismo procedimiento lo hacemos para cada tramo, para obtener K y así calcular la I_{cc} máxima, y comprobamos que:

$$I_{cc} \leq I_{ccmax}$$



Con estas temperaturas reales de los conductores y las tablas mostradas anteriores ya podemos calcular Icc máxima y ver si se cumple:

$$I_{cc} \leq I_{ccmax}$$

	Tramo	Longitud (m)	I (A) cond.	Sección (mm2)	I cond (max)	Icc (A)	T °C	Icc max ITC-06-6.2	Icc<Iccmx
C1	1-2.	199,5	18,25	25	90	3530,70	27,67	7860,46	SI
	2-3.	222	36,51	25	90	3719,41	35,70	7576,76	SI
	3-4.	259,7	54,76	25	90	3908,11	49,06	7104,19	SI
	4-5.	191,5	73,01	25	90	4096,81	67,78	6442,62	SI
	5-6.	190	91,27	35	110	4285,52	69,75	8921,97	SI
	6-7.	230	109,52	50	130	4474,22	71,13	12647,79	SI
	7-8.	198	127,78	50	130	4662,93	87,80	11469,35	SI
	8-9.	220	146,03	70	160	4851,63	79,14	16913,79	SI
	9-10.	216	164,28	95	190	5040,33	73,59	23700,30	SI
	10-11.	214	182,54	95	190	5229,04	85,00	22168,34	SI
	11-12.	244	200,79	120	215	5417,74	81,69	28562,84	SI
12-SE	3522	219,04	150	245	5606,44	76,96	36708,37	SI	
C2	18-17	245	18,25	25	90	3530,70	27,67	7860,46	SI
	17-16	762	36,51	25	90	3719,41	35,70	7576,76	SI
	15-16	253	18,25	25	90	3530,70	27,67	7860,46	SI
	16-14	743	73,01	25	90	4096,81	67,78	6442,62	SI
	13-14	245	18,25	25	90	3530,70	27,67	7860,46	SI
	14-19	256	18,25	25	90	3530,70	27,67	7860,46	SI
	14-20	654	127,78	50	130	4662,93	87,80	11469,35	SI
	20-21	496	146,03	70	160	4851,63	79,14	16913,79	SI
	21-23	480	164,28	95	190	5040,33	73,59	23700,30	SI
	22-23	266	18,25	25	90	3530,70	27,67	7860,46	SI
23-SE	1721	200,79	120	215	5417,74	81,69	28562,84	SI	
C3	24-25	314	18,25	25	90	7888,7	27,67	7860,46	SI
	25-30	285	36,51	25	90	8077,41	35,70	7576,76	SI
	30-29	200	54,76	25	90	8266,11	49,06	7104,19	SI
	29-28	236	73,01	25	90	8454,81	67,78	6442,62	SI
	28-26	220	91,27	35	110	8643,52	69,75	8921,97	SI
	26-27	257	109,52	50	130	8832,22	71,13	12647,79	SI
	27-31	310	127,78	50	130	9020,93	87,80	11469,35	SI
	31-SE	308,7	128,5	70	160	7998,95	66,93	18123,44	SI
	33-32	237,7	18,25	25	90	7888,7	27,67	7860,46	SI
	32-SE	280	32,12	25	90	8073,02	33,28	7662,24	SI



Imagen/tabla 20

20. condición corriente cortocircuito menor que máxima

Una vez comprobado que nuestro dimensionado es el correcto, con las temperaturas de los conductores podemos calcular las nuevas resistencias por unidad de longitud con la siguiente formula, y así calcular la caída de tensión real, y no en el peor de los casos de temperatura permanente de trabajo de 90°C:

$$R_T = R_{T_0} [1 + 0.004(T - T_0)]$$

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

	Tramo	Long (m)	I (A) cond.	Sección (mm2)	I cond (max)	Icc (A)	T °C	Icc max ITC-06-6.2	Icc<Iccmx	R real(ohm/km)	caída de tensión V	Caída de tensión %
C1	1-2.	199,5	18,25	25	90	3530,70	27,67	7860,46	SI	1,21	7,25	0,02
	2-3.	222	36,51	25	90	3719,41	35,70	7576,76	SI	1,24	16,56	0,06
	3-4.	259,7	54,76	25	90	3908,11	49,06	7104,19	SI	1,30	30,39	0,10
	4-5.	191,5	73,01	25	90	4096,81	67,78	6442,62	SI	1,39	31,93	0,11
	5-6.	190	91,27	35	110	4285,52	69,75	8921,97	SI	1,01	28,82	0,10
	6-7.	230	109,52	50	130	4474,22	71,13	12647,79	SI	0,74	32,74	0,11
	7-8.	198	127,78	50	130	4662,93	87,80	11469,35	SI	0,79	34,93	0,12
	8-9.	220	146,03	70	160	4851,63	79,14	16913,79	SI	0,53	30,58	0,10
	9-10.	216	164,28	95	190	5040,33	73,59	23700,30	SI	0,38	24,53	0,08
	10-11.	214	182,54	95	190	5229,04	85,00	22168,34	SI	0,40	28,09	0,09
	11-12.	244	200,79	120	215	5417,74	81,69	28562,84	SI	0,31	28,30	0,09
	12-SE	3522	219,04	150	245	5606,44	76,96	36708,37	SI	0,25	365,82	1,22
C2	18-17	245	18,25	25	90	3530,70	27,67	7860,46	SI	1,21	8,90	0,03
	17-16	762	36,51	25	90	3719,41	35,70	7576,76	SI	1,24	56,84	0,19
	15-16	253	18,25	25	90	3530,70	27,67	7860,46	SI	1,21	9,19	0,03
	16-14	743	73,01	25	90	4096,81	67,78	6442,62	SI	1,39	123,89	0,41
	13-14	245	18,25	25	90	3530,70	27,67	7860,46	SI	1,21	8,90	0,03
	14-19	256	18,25	25	90	3530,70	27,67	7860,46	SI	1,21	9,30	0,03
	14-20	654	127,78	50	130	4662,93	87,80	11469,35	SI	0,79	115,38	0,38
	20-21	496	146,03	70	160	4851,63	79,14	16913,79	SI	0,53	68,95	0,23
	21-23	480	164,28	95	190	5040,33	73,59	23700,30	SI	0,38	54,52	0,18
	22-23	266	18,25	25	90	3530,70	27,67	7860,46	SI	1,21	9,66	0,03
	23-SE	1721	200,79	120	215	5417,74	81,69	28562,84	SI	0,31	199,63	0,67
C3	24-25	314	18,25	25	90	7888,7	27,67	7860,46	SI	1,21	11,41	0,04



25-30	285	36,51	25	90	8077,41	35,70	7576,76	SI	1,24	21,26	0,07
30-29	200	54,76	25	90	8266,11	49,06	7104,19	SI	1,30	23,40	0,08
29-28	236	73,01	25	90	8454,81	67,78	6442,62	SI	1,39	39,35	0,13
28-26	220	91,27	35	110	8643,52	69,75	8921,97	SI	1,01	33,37	0,11
26-27	257	109,52	50	130	8832,22	71,13	12647,79	SI	0,74	36,59	0,12
27-31	310	127,78	50	130	9020,93	87,80	11469,35	SI	0,79	54,69	0,18
31-SE	308,7	128,5	70	160	7998,95	66,93	18123,44	SI	0,51	36,20	0,12
33-32	237,7	18,25	25	90	7888,7	27,67	7860,46	SI	1,21	8,64	0,03
32-SE	280	32,12	25	90	8073,02	33,28	7662,24	SI	1,23	18,23	0,06

Imagen/tabla 21

21. Tabla resumen datos

8. Protecciones

Resulta prioritario en cuanto a coordinación de protecciones, además de un rápido despeje de faltas que eviten daños en cualquier elemento de la instalación, mantener conectado en todo momento la máxima generación posible, desconectando únicamente aquel circuito que presente el cortocircuito y manteniendo conectada el resto de la instalación.

8.1. Función sobreintensidad en circuitos de aerogeneradores

Debe proteger cada circuito de aerogeneradores disparando el interruptor de cabecera de forma rápida ante faltas en el propio circuito. Para ello se utiliza el elemento instantáneo ajustado a un valor de intensidad elevado, calculado a partir de la corriente de cortocircuito obtenida por simulación para faltas en el propio circuito.

También se habilita un elemento temporizado, según una curva inversa, que actuaría de forma más lenta, como respaldo ante faltas en otros circuitos de aerogeneradores o en la línea de evacuación del parque. Para el ajuste de la intensidad de arranque de este elemento se tiene en cuenta que debe garantizar la evacuación de la potencia máxima del circuito de aerogeneradores.

Para la protección de faltas a tierra se utiliza la protección de neutro sensible, ya que el régimen de neutro del sistema de 30 kV es neutro aislado. En este tipo de sistema de neutro las corrientes de falta dependen de las intensidades capacitivas de las líneas, cuyos valores son muy pequeños.

8.2. Función sobreintensidad de las líneas de evacuación del parque.

Esta protección debe disparar ante faltas en la propia línea de evacuación del parque y actuar de respaldo de las protecciones propias de los circuitos de aerogeneradores ante faltas en dichos circuitos, con un margen suficiente para que actúe la protección propia del circuito.

8.3. Funciones adicionales

Además de las funciones ya comentadas, en las líneas de evacuación de los parques se dispone de funciones adicionales de protección de tensión (máxima y mínima) y frecuencia (máxima y mínima).

8.4. Protección contra sobreintensidades

Las líneas deberán estar debidamente protegidas contra los efectos peligrosos, térmicos y dinámicos que puedan originar las sobreintensidades susceptibles de producirse en la instalación, cuando éstas puedan dar lugar a averías y daños en las citadas instalaciones. Las salidas de línea deberán estar protegidas contra cortocircuitos y, cuando proceda, contra sobrecargas. Para ello se colocarán cortocircuitos fusibles o interruptores automáticos, con emplazamiento en el inicio de las líneas. Las características de funcionamiento de dichos elementos corresponderán a las exigencias del conjunto de la instalación de la que el cable forme parte integrante, considerando las limitaciones propias de éste. En cuanto a la ubicación y agrupación de los elementos de protección de los transformadores, así como los sistemas de protección de las líneas, se aplicará lo establecido en la ITC MIE-RAT 09 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación. Los dispositivos de protección utilizados no deberán producir, durante su actuación, proyecciones peligrosas de materiales ni explosiones que puedan ocasionar daños a personas o cosas. Entre los diferentes dispositivos de protección contra las sobreintensidades pertenecientes a la misma instalación, o en relación con otros exteriores a ésta, se establecerá una adecuada coordinación de actuación para que la parte desconectada en caso de cortocircuito o sobrecarga sea la menor posible. El proyectista analizará la existencia de fenómenos de ferorresonancias por combinación de las intensidades capacitivas con las magnetizantes de transformadores durante el seccionamiento unipolar de líneas sin carga, en cuyo caso se utilizará de seccionamiento tripolar en lugar de seccionamiento unipolar.

Para las protecciones se cumplirá la ITC-LAT-06, apartado 7, en el que se refleja que se tendrá en cuenta la protección contra cortocircuitos y contra sobretensiones. En este caso, todos los dispositivos de protección en la red de media tensión estarán alojados en las celdas, tanto en el edificio de control y mando como en los centros de transformación de los aerogeneradores.

8.4.1 Protección contra cortocircuitos

La protección contra cortocircuito por medio interruptores automáticos se establecerá de forma que la falta sea despejada en un tiempo tal que la temperatura alcanzada por el conductor durante el cortocircuito no exceda de la máxima admisible asignada en cortocircuito. Las intensidades máximas admisibles de cortocircuito en los conductores y pantallas, correspondientes a tiempos de desconexión comprendidos entre 0,1 y 3 segundos, serán las indicadas en el capítulo 6 de la presente instrucción. Podrán admitirse intensidades de cortocircuito mayores a las indicadas, y a estos efectos el fabricante del cable deberá aportar la documentación justificativa correspondiente

Según la ITC-LAT-06, apartado 7.1, las líneas deberán estar debidamente protegidas contra los efectos peligrosos, térmicos y dinámicos que puedan originar cortocircuitos susceptibles de producirse en la instalación. Las protecciones asociadas a los cortocircuitos son los fusibles o los interruptores automáticos.

Los interruptores automáticos se instalarán en las celdas de entrada de línea de los dos circuitos del parque eólico, en las celdas de salida de línea hacia el transformador de potencia y en las celdas de protección del transformador de los centros de transformación. Los fusibles se emplearán en la celda de salida de línea hacia el transformador de servicios auxiliares, debido a que la potencia de este es menor que la de los anteriores. Estos elementos de protección contra cortocircuitos se establecerán de forma que la falta sea despejada en un tiempo tal que la temperatura alcanzada por el conductor durante el cortocircuito no exceda la máxima admisible.

8.4.1.1. Interruptores automáticos

Las condiciones que deben cumplirse son:

- Condición del relé

$$I_L \leq I_{n \text{ relé}} \leq I_{\text{max.conductor reg.perm.}}$$

Se deberá tener en cuenta que la intensidad de cortocircuito en el punto más alejado de la línea que protege tiene que ser mayor que la intensidad de arranque de la protección.

- Condición de disyuntor

La tensión nominal del disyuntor será mayor o igual que la tensión máxima de la red donde se instale.

$$U_n \text{ disy} \geq U_{max.red}$$

La intensidad nominal será mayor o igual que la intensidad nominal por la red donde se instale.

$$I_n \text{ disy} \geq I_n .red$$

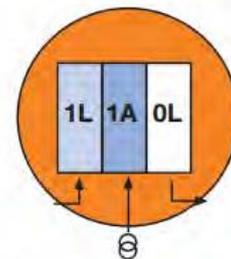
El poder de cierre será mayor o igual que la intensidad de cortocircuito de choque del lado más desfavorable del disyuntor.

El poder de corte será mayor o igual que la intensidad de cortocircuito transitoria del lado más desfavorable del disyuntor.

$$I_{cc \text{ max}} \leq p.d.c$$

Con las características de nuestro parque y cumpliendo las condiciones anteriores , en las celdas de protección y maniobra tenemos lo siguiente:

- Una celda 1L Interruptor-seccionador. (Entrada de línea desde aerogenerador anterior, el más alejado de la subestación)
- Una celda 1A Interruptor automático (Protección del transformador)



Estas celdas de MT están situadas en la base de las torres y permiten la conexión/desconexión individual de cada turbina de la red de MT. Además, las celdas de MT incluyen una protección del aerogenerador ante cortocircuitos, disparo externo y protección térmica del transformador.

A modo de ejemplo tomaremos una de ellas y elegimos los componentes de protección, y este procedimiento sería igual para cada una de ellas.

Por ejemplo en el circuito 1 tenemos lo siguiente:

	Tramo	Longitud (m)	I (A) cond.	Sección (mm ²)	I _{cond} (max)	I _{cc} (A)	T °C	I _{cc max} ITC-06-6.2	I _{cc} < I _{ccmx}
C1	1-2.	199,5	18,25	25	90	3530,70	27,67	7860,46	SI
	2-3.	222	36,51	25	90	3719,41	35,70	7576,76	SI
	3-4.	259,7	54,76	25	90	3908,11	49,06	7104,19	SI
	4-5.	191,5	73,01	25	90	4096,81	67,78	6442,62	SI
	5-6.	190	91,27	35	110	4285,52	69,75	8921,97	SI
	6-7.	230	109,52	50	130	4474,22	71,13	12647,79	SI
	7-8.	198	127,78	50	130	4662,93	87,80	11469,35	SI
	8-9.	220	146,03	70	160	4851,63	79,14	16913,79	SI
	9-10.	216	164,28	95	190	5040,33	73,59	23700,30	SI
	10-11.	214	182,54	95	190	5229,04	85,00	22168,34	SI
	11-12.	244	200,79	120	215	5417,74	81,69	28562,84	SI
	12-SE	3522	219,04	150	245	5606,44	76,96	36708,37	SI

En el tramo 11-12 por ejemplo deberemos tener las siguientes características:

$$U_{n \text{ disy}} \geq U_{\text{max.red}}$$

$$U_{n \text{ disy}} \geq 30000 \text{ V}$$

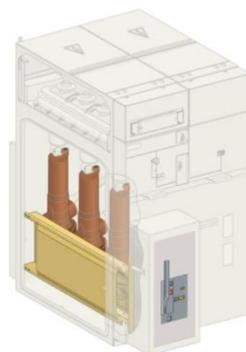
$$I_{n \text{ disy}} \geq I_{n \text{ .red}}$$

$$I_{n \text{ disy}} \geq 200.79 \text{ A}$$

$$I_{cc \text{ max}} \leq p. d. c$$

$$28562.84 \text{ A} \leq p. d. c$$

Con estas características elegimos mediante catalogo las protecciones como los interruptores automáticos para colocar en cada una de las celdas de MT.



8.4.2. Protecciones contra sobrecargas

En general, no será obligatorio establecer protecciones contra sobrecargas, si bien es necesario, controlar la carga en el origen de la línea o del cable mediante el empleo de aparatos de medida, mediciones periódicas o bien por estimaciones estadísticas a partir de las cargas conectadas al mismo, con objeto de asegurar que la temperatura del cable no supere la máxima admisible en servicio permanente

8.5. Protección contra sobretensiones

Los cables deberán protegerse contra las sobretensiones peligrosas, tanto de origen interno como de origen atmosférico, cuando la importancia de la instalación, el valor de las sobretensiones y su frecuencia de ocurrencia así lo aconsejen. Para ello se utilizarán pararrayos de resistencia variable o pararrayos de óxidos metálicos, cuyas características estarán en función de las probables intensidades de corriente a tierra que puedan preverse en caso de sobretensión o se observará el cumplimiento de las reglas de coordinación de aislamiento correspondientes. Deberá cumplirse también, en lo referente a coordinación de aislamiento y puesta a tierra de los pararrayos, lo indicado en las instrucciones MIERAT 12 y MIE-RAT 13, respectivamente, Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación, aprobado por Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre. En lo referente a protecciones contra sobretensiones serán de consideración igualmente las especificaciones establecidas por las Normas UNE-EN 60071-1, UNE-EN 60071-2 y UNE-EN 60099-5.

En nuestro caso, emplearemos pararrayos o autoválvulas de óxidos metálicos, tanto en la parte de media tensión, como en la parte de alta tensión. Las características de estos pararrayos se presentarán más adelante.

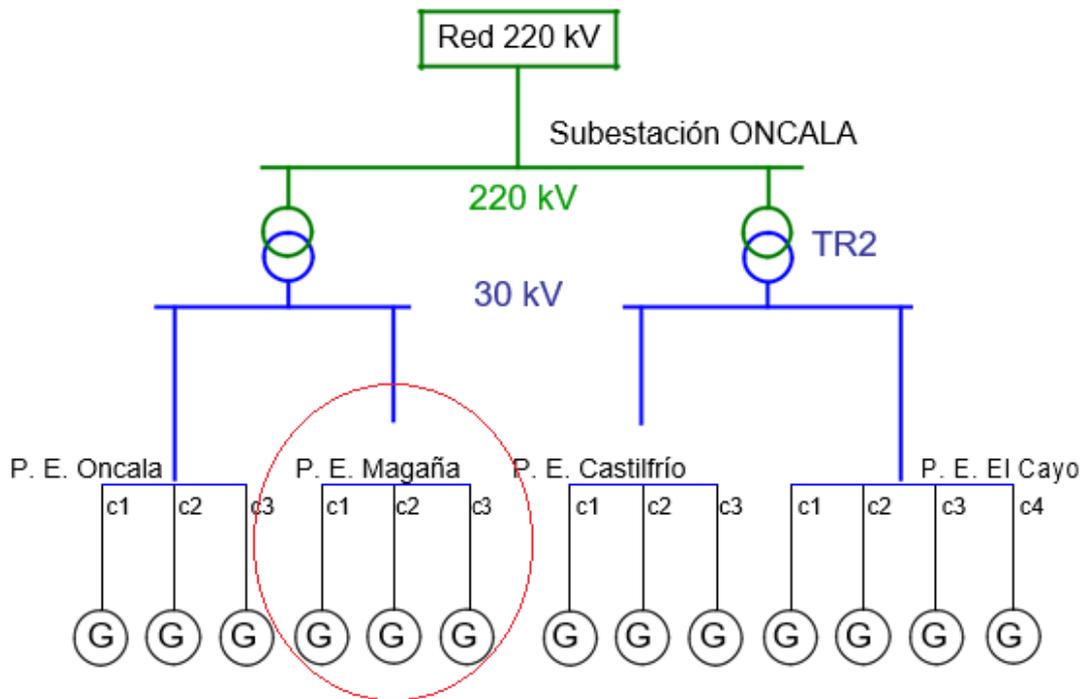
8.5.1. Autoválvulas

Las autoválvulas tendrán la misión de proteger el transformador de la subestación de descargas atmosféricas que se puedan producir. Se tendrán en cuenta varias condiciones de servicio como la tensión asignada, la tensión de funcionamiento continuo, el valor cresta de la corriente, la tensión de referencia, la intensidad nominal, niveles de protección e intensidad de descarga. Las características eléctricas de estas autoválvulas se presentan más adelante.

9. Subestación

9.1. Modelo eléctrico de la instalación

Para la realización del estudio de protecciones se ha modelado la red eléctrica que forma parte del estudio, partiendo de la información proporcionada por el cliente. A CONTINUACION SE muestra un esquema simplificado de la red estudiada.



Imagen/tabla 22

22. Esquema simplificado red

9.2. Líneas de 30 kV de evacuación de los parques

Se han modelado los tramos aéreos y subterráneos de las líneas de 30 kV que conectan los parques con las barras de 30 kV de la subestación Oncala en base a la información suministrada por Cetasa.

La potencia máxima para evacuar por cada una de estas líneas es 24,75 MW, que es la limitación para cada parque, según información proporcionada por Cetasa. A pesar de esta limitación, para el ajuste de las protecciones de cada circuito de aerogeneradores se tiene en cuenta la potencia máxima del circuito, ya que aunque

esté limitada la de todo el parque, por cada línea del mismo puede llegar a circular su máxima potencia instalada.

9.3. Transformadores 220/30 kV

De los ensayos del transformador facilitados por Cetasa, se recogen las siguientes características que sirven para llevar a cabo el modelado:

- Características del transformador GETRA
 - 220/30 kV: Potencia nominal [kVA]: 40.000
 - ONAN / 50.000 ONAF Tensión nominal AT [V]:
230.000 \pm 2 x 2,5% Tensión nominal MT [V]:
30.000 \pm 2 x 5%
 - Grupo de conexión: YNd11
 - Tensión de cortocircuito: 12,5% (garantizado de ensayo)
 - Pérdidas en el cobre [W]: 167.000 (garantizado de ensayo)

9.4. Red equivalente en 220 kV

Para el modelo eléctrico de la red equivalente en el punto de conexión con la red de transporte se utiliza el dato de la potencia de cortocircuito en el nudo Oncala 220 kV. Se ha tomado un valor de 1756 MVA, a falta de que Cetsasa proporcione el dato oficial actualizado.

10. Sistemas de puesta a tierra

Las pantallas metálicas de los cables se conectarán a tierra, por lo menos en una de sus cajas terminales extremas. Cuando no se conecten ambos extremos a tierra, el proyectista deberá justificar en el extremo no conectado que las tensiones provocadas por el efecto de las faltas a tierra o por inducción de tensión entre la tierra y pantalla, no producen una tensión de contacto aplicada superiores al valor indicado en la ITC-LAT 07, salvo que en este extremo la pantalla esté protegida por envoltorio metálica puesta a tierra o sea inaccesible. Asimismo, también deberá justificar que el aislamiento de la cubierta es suficiente para soportar las tensiones que pueden aparecer en servicio o en caso de defecto. Condiciones especiales de la instalación de puesta a tierra en galerías visitables Se dispondrá una instalación de puesta a tierra única, accesible a lo largo de toda la galería, formada por el tipo y número de electrodos que el proyectista de la galería juzgue necesarios. Se dimensionará para la máxima corriente de defecto (defecto fase-tierra) que se prevea poder evacuar. El valor de la resistencia global de puesta a tierra de la galería debe ser tal que, durante la evacuación de un defecto, no se supere un cierto valor de tensión de defecto establecido por el proyectista. Además, las tensiones de contacto que puedan aparecer tanto en el interior de la galería como en el exterior (si hay transferencia de potencial debido a tubos u otros elementos metálicos que salgan al exterior), no deben superar los valores admisibles de tensión de contacto aplicada según la ITC-LAT 07.

10.1. Puesta a tierra

La puesta a tierra tiene por objeto, limitar la tensión que con respecto a tierra puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en el material utilizado.

En el capítulo de planos se encuentra el diseño de la puesta a tierra tanto de la subestación como del aerogenerador.

10.2. Puesta a tierra de la subestación

En la subestación existe solamente una tierra que consiste en una malla formada por un conductor desnudo de cobre enterrada bajo toda la superficie de la propia subestación, se añadirán picas, y al conjunto se unen todos los elementos que deban unirse a tierra, como pueden ser la carcasa de la aparamenta, los bornes de

tierra de las autoválvulas, la cuba de los transformadores, el neutro de los transformadores, etc.

10.2.1. Tensión máxima de contacto aplicada

La tensión máxima de contacto aplicada a la que puede ser sometida una persona, entre una mano y los pies, cuando aparece un defecto en una instalación, depende principalmente del tiempo de exposición. Según el *Reglamento sobre Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación* la tensión de contacto aplicada es la parte de la tensión de contacto que resulta directamente aplicada entre dos puntos del cuerpo humano, considerando todas las resistencias que intervienen en el circuito y estimándose la del cuerpo humano en 1000 Ω .

La expresión dada es la siguiente:

$$V_{vc} = \frac{K}{t^n}$$

Donde:

V_{ca} es la tensión de contacto aplicada (V)

t es la duración de la falta en segundos (s)

$K=72$ y $n=1$ para tiempos inferiores a 0,9 s

$K=78,5$ y $n=0,18$ para tiempos superiores a 0,9 s e inferiores a 3 s

10.2.2. Tensión máxima de paso aplicada

El *Reglamento de Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación* define la tensión máxima de paso aplicada como la parte de la tensión de paso que resulta directamente aplicada entre los dos pies del cuerpo humano, considerando todas las resistencias que intervienen en el circuito y estimándose la del cuerpo humano en 1000Ω . Este es el único reglamento que distingue entre la de contacto y la de paso, y se rige por la siguiente expresión:

$$V_{pa} = \frac{10 \cdot K}{t^n} = 10 V_{ca}$$

Es decir, permite un valor diez veces superior a la tensión de contacto, en el resto de las normas se permite en mismo valor para ambas tensiones.

10.2.3. Tensión máxima de contacto

La tensión máxima de contacto admisible que puede aparecer en una instalación cuando hay un defecto, para que la tensión de contacto aplicada, no supere los valores máximos, depende del tiempo de exposición, y de otros factores como la resistividad del terreno, la resistividad superficial del suelo sobre el que está pisando la persona, el espesor de este suelo, la resistencia del calzado, etc.

Según el *Reglamento de líneas de alta tensión*, para determinar las máximas tensiones de contacto admisibles, se podrá emplear la expresión siguiente:

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

donde

U_{ca} es el valor admisible de la tensión de contacto aplicada

Z_B es la resistencia del cuerpo humano (1000Ω)

R_{a2} es la resistencia a tierra del punto de contacto que es $1,5 \cdot \rho_s^{10}$

R_{a1} es la resistencia del calzado o la resistencia de superficies de material aislante

10.2.4. Tensión máxima de paso

Según el *Reglamento sobre Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación* la tensión de paso es la parte de la tensión a tierra que puede ser puenteadada por un ser humano entre los dos pies, considerando el paso de una longitud de un metro. Se rige por la siguiente expresión:

$$V_p = \frac{10 * k}{t^n} \left(1 + \frac{6 \cdot \rho}{1000} \right)$$

10.3. Puesta a tierra de aerogenerador

La puesta a tierra tiene por objeto limitar la tensión que con respecto a tierra puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en el material utilizado.

La malla de puesta a tierra del aerogenerador se deberá llevar a cabo simultáneamente a las tareas de cimentación de la zapata del propio aerogenerador. Estará compuesta por cuatro picas que se unirán mediante un anillo de cobre, en el interior del anillo se montará una rejilla de refuerzo y se conectará a él. Una vez llegado a este punto, se instalarán los cables de unión equipotencial y se verterá el hormigón de la zapata. Encima de la zapata se instalará otro anillo que se unirá al anillo inferior mediante cables de unión equipotencial y se rellena de tierra compactada. Se abrirán cuatro zanjas de modo que se instalen otras cuatro picas a cierta distancia de la zapata, pero esta vez conectándolas al anillo superior mediante cables equipotenciales. Se rellenan las zanjas y más adelante se conectará la base del aerogenerador a los cables de puesta a tierra. Finalmente, al conjunto de puesta a tierra se unirán todos los elementos que deban ponerse a tierra.

11. Conclusiones

Se ha podido llevar a cabo el cálculo de los principales problemas técnicos que se plantean a la hora de diseñar la red de alta tensión de un parque eólico.

No solo se ha desarrollado el tema de manera teórica sino de una manera lo más aproximada posible a la realidad en el cálculo, por ejemplo, en cuanto a temperaturas y a caídas de tensión.

También se han explicado los principales elementos de protección de la instalación, así como los sistemas de puesta a tierra.

En cuanto a mejoras, se podría haber enfocado el tema económico y organizativo, un aspecto muy importante.

Finalmente creo que se podrían desarrollar herramientas para la realización de cálculos para futuros parques eólicos (software).