

ESCUELA DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA UNIVERSIDAD DE ZARAGOZA



**Escuela de
Ingeniería y Arquitectura
Universidad Zaragoza**

**PROYECTO FIN DE CARRERA
ESPECIALIDAD: ELECTRICIDAD**

MEMORIA PARQUE EÓLICO DE 20 MVA CON EVACUACIÓN A 132 KV

**AUTOR: MARLON VILLALVA QUINCHIMBA
TUTOR: ÁNGEL SANTILLÁN LÁZARO
DICIEMBRE 2012**



ÍNDICE

1. OBJETIVO	4
2. Introducción.....	4
2.1 Evolución histórica de la energía eólica.....	5
2.2 Desarrollo de la Energía Eólica en España.....	14
2.3 Situación mundial.....	18
3. Ubicación.....	26
4. Recursos eólicos	27
4.1 Origen del viento	27
4.2 Energía del viento.....	29
4.3 Estudio técnico del viento.....	31
4.3.1 Obtención de los datos.....	31
4.3.2 Nivel de viento	32
4.3.3 Adaptación de los datos de viento al emplazamiento.....	34
4.3.4 Distribución de velocidades	35
4.3.5 Distribución Weibull	36
4.3.6 Descripción del Parque Eólico	37
4.3.6.1 Selección de los aerogeneradores	37
4.3.6.2 Emplazamiento de los aerogeneradores	38
4.3.6.3 Cálculo de la producción de energía del parque.....	39
5. Aerogeneradores	41
5.1 Componentes principales de un aerogenerador	42
5.1.1Rotor eólico	43
5.1.2 Buje.....	43
5.1.3 Palas.....	44
5.1.3.1 Número de palas	45
5.1.3.2 Materiales de las palas	46
5.1.3.3 Geometría de las palas	46
5.1.3.4 Otros parámetros que se deben tener en cuenta a la hora de elegir una pala son:.....	47
5.1.4 Sistema de regulación de potencia.....	47
5.1.5 Sistemas de transmisión.....	49
5.1.5.1 Eje lento.....	49
5.1.5.2 Multiplicador	50
5.1.5.3 El eje de alta velocidad.....	50
5.1.6 Gondola	51
5.1.7 Torre	51
5.1.8 Cimentación.....	52
5.1.9 Sistema de orientación.....	53
5.1.10 Generador	54
5.1.11 Otros componentes de los aerogeneradores.....	54
5.1.11.1 El controlador electrónico	54
5.1.11.2 El anemómetro y la veleta	55
5.1.11.3 Sistema de frenos.....	55
5.1.11.4 Unidad de refrigeración	55
5.2 Tipos de aerogeneradores	56
5.2.1 Por la posición del aerogenerador	56
5.2.1.1 Aerogeneradores de eje vertical	56

5.2.1.2 Aerogeneradores de eje horizontal	57
5.2.2 Por la posición del aerogenerador con respecto al viento	58
5.2.2.1 A barlovento	58
5.2.2.2 A sotavento	58
5.2.3 Según el número de palas	59
5.2.3.1 Aerogeneradores monopala	59
5.2.3.2 Aerogeneradores bipala	59
5.2.3.3 Aerogeneradores tripala	60
5.2.4 Según la forma de producir energía eléctrica	60
6. Instalación eléctrica	61
6.1 Descripción del sistema eléctrico	61
6.2. Sistema eléctrico en baja tensión (690 v)	61
6.2.1 Instalación de Servicios Auxiliares	62
6.2.1.1 Alumbrado	62
6.2.1.2 Fuerza	62
6.2.2 Características de los conductores de Baja Tensión	63
6.3 Sistema eléctrico de Media Tensión (20 kV)	64
6.3.1 Centro de Transformación	65
6.3.1.1 Transformador BT/MT	65
6.3.1.2 Celda de media tensión	66
6.3.1.3 Cableado de conexión de Media Tensión	69
6.3.1.4 Condiciones de ejecución del tendido	72
6.3.1.5 Elementos de protección y material de seguridad	73
6.4 Subestación 20/132 kV	74
6.4.1 Principales elementos que componen la Subestación	74
6.4.2 Características de los elementos de la subestación	76
6.4.2.1 Aparmenta de maniobra y corte	76
6.4.2.1.1 Seccionadores	76
6.4.2.1.2 Disyuntores	78
6.4.2.2 Aparmenta de protección y medida	80
6.4.2.2.1 Autoválvulas	80
6.4.2.2.2 Transformadores de medida y protección	82
6.4.2.3 Relés	84
6.4.2.4 Celdas de potencia	86
6.4.2.5 Conductor de alta tensión	88
6.4.2.6 Aisladores	89
6.4.2.7 Servicios Auxiliares	92
6.4.2.7.1 Transformador de Servicios Auxiliares	92
6.4.2.7.2 Cuadro de Baja Tensión	94
6.4.2.7.3 Armario de servicios auxiliares	94
6.4.2.7.4 Cuadro de fuerza y alumbrado	95
6.4.2.7.5 Armario de Corriente Continua	95
6.4.2.8 Batería de condensadores	96
6.4.2.9 Transformador MT/AT	99
7. Red de puesta a tierra	100
7.1 Red de puesta a tierra de los aerogeneradores	100
7.2 Red de puesta a tierra de la subestación	101
8. Obra civil aerogeneradores	102
8.1 Camino de acceso	102
8.1.1 Composición de viales	102

8.1.2 Anchura de viales	103
8.1.3 Radios de giro	103
8.1.4 Pendientes máximas	104
8.1.5 Drenaje.....	105
8.1.6 Vehículos de transporte	105
8.2 Plataformas	105
8.3 Zanjas	107
8.4 Cimentación de aerogeneradores.....	107
9. Obra civil Subestación 20/132 kV.....	108
9.1 Cerramiento	109
9.2 Drenajes	109
9.3 Cimentación aparamenta	109
9.4 Bancada de transformadores.....	110
9.5 Depósito de recogida de aceite	110
9.6 Canalizaciones eléctricas.....	111
9.7 Edificio de celdas y control	111
10. Resumen de presupuesto	112
11. Conclusión.....	113



1. OBJETIVO

El presente proyecto tiene como objetivo el diseño de un parque eólico en el municipio de La Muela, Zaragoza. Dicho parque tendrá una potencia total instalada de 20 MW los cuales serán producidos por 10 aerogeneradores con una potencia unitaria de 2 MW. Así, este parque destinado a la producción de energía eléctrica, comprende los siguientes apartados:

Estudio del potencial eólico de la zona, mediante tablas y graficas, obteniendo la rosa de vientos, para a partir de ella ubicar los aerogeneradores dentro del parque y hacer una estimación de la producción energética.

Elección del tipo de aerogenerador justificándose este por el tipo de régimen de vientos, la eficiencia en el aprovechamiento de la energía y la potencia unitaria.

Subestación de 20/132 kV, siendo esta la encargada de recibir las líneas subterráneas de 20 kV proveniente de los dos circuitos de 5 aerogeneradores cada uno, para posteriormente elevarla a la tensión de 132 kV, que es la tensión adecuada para el transporte y distribución de la energía eléctrica. Dicha subestación está justificada con sus correspondientes materiales y elementos.

2. INTRODUCCIÓN

En los últimos años, debido al continuo crecimiento de la demanda energética a nivel mundial y a que esto produzca en algún momento una crisis energética, hace que cada vez se desarrollen más las energías verdes o limpias, tales como la eólica, solar, hidráulica, biomasa, etc.

Con este tipo de energías se reduce las emisiones de gases que producen el calentamiento del planeta. Algo que en la actualidad a alcanzado una gran importancia ya que la dependencia de combustibles fosiles (carbón, petroleo y gas) está provocando un cambio climático dramático.

La energía eólica es una energía derivada del sol, ya que la diferencia de temperaturas que genera éste en las masas de aire atmosféricas generan el viento, por lo que es una fuente continua e inagotable.

Este tipo de energía no produce emisiones atmosféricas ni residuos contaminantes, por lo que es idónea para el impedir el incremento del efecto invernadero, y además como cada vez los aerogeneradores son más silenciosos pueden convivir en armonía, en suelos usados para cultivos o ganados.

La instalación de la maquinaria necesaria para este tipo de energía, suele ser rápida entre 4 y 9 meses, y si las condiciones de viento son las adecuadas evita el uso de otras centrales tales como la térmica o la hidráulica.

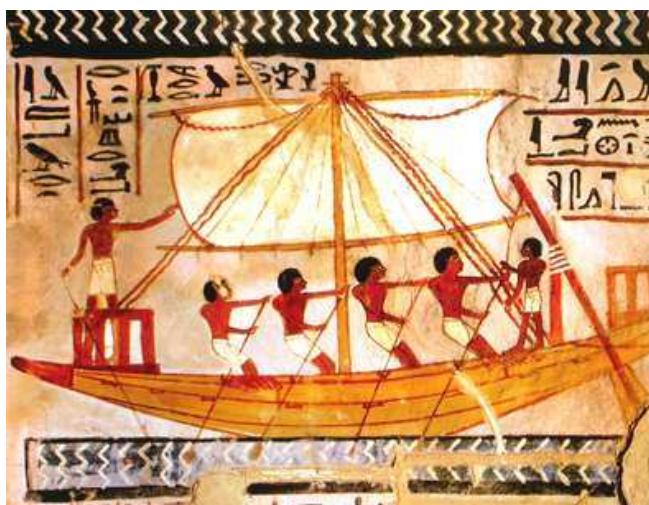
El principal problema de la energía eólica es la irregularidad del viento por lo que resulta difícil establecer una dependencia de ella.

En la actualidad, todavía resulta difícil determinar con exactitud la cantidad de viento con la que se va a contar, lo que es un problema ya que no sabe con antelación la generación de energía con la que se puede disponer.

2.1 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica es una de las energías más antiguas junto a la energía solar. Las primeras utilizaciones de la energía solar se pierden en la lejanía de los tiempos. No obstante, por algunas tablillas de arcilla halladas en Mesopotamia, se sabe que hacia el año 2000 antes de cristo las sacerdotisas encendían el fuego sagrado de los altares mediante espejos curvados de oro pulido. También se conoce que en Egipto, hacia el año 1450 antes de Cristo, existían unas estatuas sonoras del faraón Amenhotep III. El sonido producido por estas estatuas era consecuencia del aire calentado en sus enormes pedestales, que eran huecos, y que comunicaban con el exterior por un orificio muy pequeño.

Si los primeros indicios que se conocen de la utilización de la energía solar datan del año 2000 a.c, las primeras aplicaciones de la energía eólica fueron en las velas de los barcos, de las que se tiene noticias en el año 5.000 a.C. en Egipto y Mesopotamia.



Grabado Egipto que muestra el uso del viento en su navegación

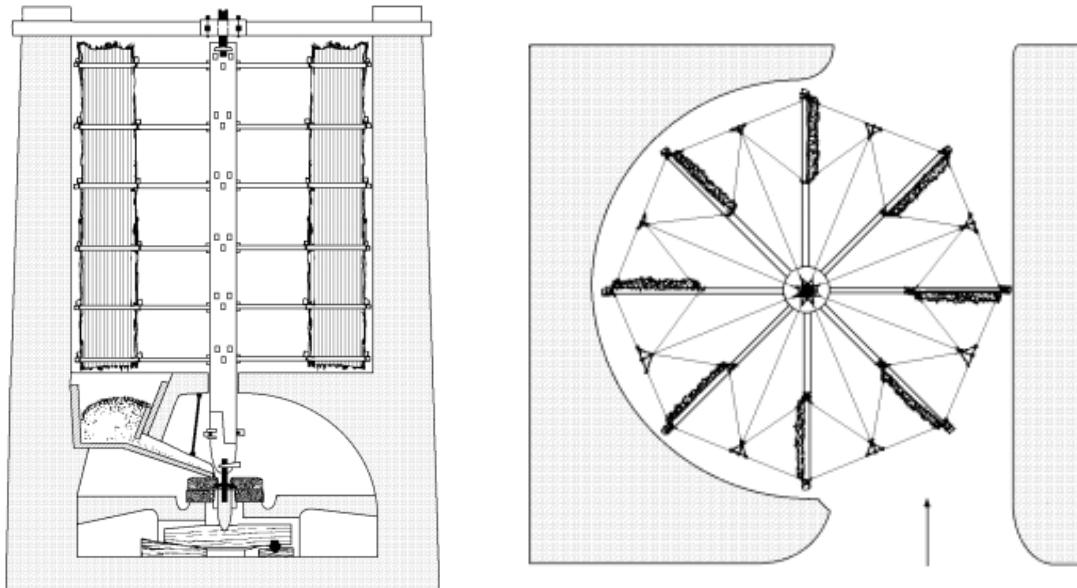
La importancia de la vela en la actividad fluvial de los egipcios fue tanta como la de la rueda en el transporte terrestre. El comercio y la necesidad de comunicación impulsaron el progreso en la construcción naval. En los grabados egipcios se han encontrado formas de barcos impulsados por una vela, según se cree, navegaban por el Nilo y el Mar Rojo transportando cereales y ganado. Los íberos, celtas y griegos siguieron sus pasos en la navegación. Los fenicios fueron un pueblo comerciante por excelencia que utilizó embarcaciones para poder desplazarse, mientras que los romanos los empleaban como armas de guerra.

El uso de la energía eólica como fuerza mecánica surge a partir de una economía de carácter más mercantilista, la escasa mano de obra y la necesidad de desarrollo de la tecnología. En un principio las primeras máquinas utilizadas como fuerza mecánica fueron hidráulicas, ya que las de viento presentaban mayores dificultades técnicas.

Estas dificultades técnicas se basaban en la escaso conocimiento de las características de los vientos, su comportamiento irregular, tanto en intensidad como en dirección y la falta de tecnología capaces de desarrollar unos mecanismos de regulación y orientación de nivel más complejo que los de los molinos hidráulicos.

Así, salvo aplicaciones menores, los persas fueron probablemente los primeros en aplicar la energía eólica a la agricultura de forma masiva, usando molinos de eje vertical para elevar agua de irrigación y moler grano.

Los primeros molinos de eje vertical eran similares a los molinos hidráulicos de rodezno. Estos aparatos estaban compuestos por velas montadas verticalmente unidas a un eje vertical, el empuje del aire sobre las velas proporcionaba un movimiento giratorio. Una torre de mampostería provista de una pared frontal actuaba como pantalla deflectora dirigiendo el viento sobre las palas motoras y regulando su intensidad mediante un sistema de compuertas de madera, que, operadas manualmente, permitirían una mayor o menor entrada de aire. El rotor dispondría de seis u ocho palas de madera o caña, unidas a un eje central que se acoplaba directamente a las muelas situadas en la base, y cuya separación se podía variar mediante cuñas. El sistema no requería de engranajes que cambiaran la dirección de la fuerza motriz. La dificultad técnica de los engranajes debió condicionar la construcción de los primeros molinos, tanto hidráulicos como de viento.



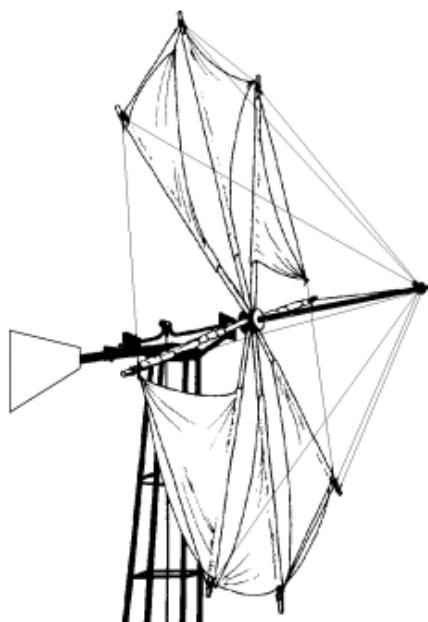
Molino persa de eje vertical utilizado para moler el grano

En China se emplearon con anterioridad molinos de viento similares, denominadas panémonas, que se usaban para bombear agua en las salinas, e incluso algunos historiadores apuntan hacia la posibilidad de que pudieron ser los precursores de los molinos persas.

Los molinos de eje horizontal también debieron surgir en el área de la antigua Persia, tal vez con anterioridad a la época islámica. Su invención debió responder a la necesidad de adaptar las máquinas de eje vertical al bombeo de agua, ya que este sistema presenta ventajas para mover una noria sin tener que variar la dirección de la fuerza motriz mediante engranajes. Estos molinos a vela se extendieron por todos los territorios de influencia del Islam, hacia el Oeste por toda la cuenca del Mediterráneo y por el Este hasta la India y China, donde se utilizaron también para triturar caña de azúcar.

La disposición horizontal del rotor es mucho más eficaz desde el punto de vista aerodinámico que el de eje vertical, ya que el empuje del viento actúa de forma continua sobre la superficie completa del mismo, mientras que en el vertical sólo una parte es operativa en cada momento.

Las aspas de los molinos horizontales se fabricaban atando telas a los palos del rotor y la velocidad de giro se podía regular por el procedimiento de soltar o recoger vela, y ésta es, posiblemente, una de las principales ventajas de este tipo de rotor. Tanto las velas como los tirantes de sujeción tenían cierta elasticidad para deformarse, proporcionándole cierta capacidad para autorregularse al variar su comportamiento aerodinámico. Sin embargo, frente a tormentas imprevistas, las velas no eran muy resistentes y se rompían con facilidad.



**Molino de vela montado sobre trípode,
utilizado en la isla de Creta para bombear agua**

El molino de vela alcanzó una gran difusión en toda la cuenca inferior del mediterráneo, hacia los siglos XII y XIII, durante el imperio de los almohades. Sin embargo, en cuanto al número y disposición de las velas y a los detalles arquitectónicos de la torre, existieron diferencias importantes, incluso entre los que se utilizaron en regiones próximas.

En Europa los molinos se difundieron a principios del siglo XII, sobre todo en Bélgica y en los Países Bajos. Los molinos holandeses tenían cuatro aspas de lona, mientras que los de Baleares y Portugal tenían seis, y los de Grecia, doce. El principal uso que se dio a estos molinos fue para la elevación de agua y la molienda de grano.

Hacia el siglo XIV se desarrolló el molino de torre en Francia. Consistía en una torre de piedra coronada por una estructura rotativa de madera que soportaba el eje del molino y la maquinaria superior del mismo. En este tipo de molino las palas estaban siempre del lado de barlovento, realizándose en las primeras épocas la orientación de forma manual y posteriormente con mecanismos automáticos.

Estos primeros ejemplares tenían una serie de características comunes. De la parte superior del molino sobresalía un eje horizontal. De este eje partían de cuatro a ocho aspas, con una longitud entre 3 y 9 metros. Las vigas de madera se cubrían con telas o planchas de madera. La energía generada por el giro del eje se transmitía, a través de un sistema de engranajes, a la maquinaria del molino emplazada en la base de la estructura.

En los reinos cristianos de la Península Ibérica el molino de viento aparece más tarde que en los reinos musulmanes, posiblemente en los siglos XIII y XIV. Concretamente en 1330 hay una referencia sobre su existencia en el Libro de Buen Amor del Arcipreste de Hita, que los denomina atahonas, vocablo relacionado con tahuna, término utilizado en el siglo X para referirse a los molinos de Sijistán.

A lo largo del siglo XVI se produce un progresivo aumento de las referencias a los molinos de viento manchegos, siendo quizás el más importante el Quijote, donde el protagonista confunde los molinos con gigantes.

Hasta el siglo XVI los molinos estaban condicionados técnicamente, tanto en su potencia como en su rendimiento, por las limitaciones de los materiales empleados en su construcción. La resistencia de la madera era poco adecuada para fabricar las piezas móviles que tenían que soportar fuertes rozamientos, lo que impidió su desarrollo hasta que la industria metalúrgica mejoró sus procesos y pudieron fabricarse en hierro.

La introducción de elementos metálicos en la fabricación de los engranajes y de las piezas móviles permitió incrementar sustancialmente las potencias y los rendimientos. El uso de ejes, transmisiones, cojinetes y coronas de hierro en sustitución de las antiguas piezas de madera hizo posible la aplicación de estas fuentes de energía a las industrias más diversas, tales como: para moler grano, bombear agua, mover serrerías, fabricar pasta de papel o pólvora, prensas de aceite, etc.

En el siglo XVIII, los molinos mejoraron substancialmente como consecuencia de los constantes experimentos realizados por sus constructores, las innovaciones que se alcanzaron no alteraron el formato exterior de los molinos, que se mantuvieron sin demasiadas modificaciones, pero en cambio mejoraron los detalles de diseño y construcción, apareciendo los sistemas mecánicos de orientación y regulación.

Más tarde, el mástil se colocó en el borde de ataque de la pala, de forma que soportara mejor la entrada del aire. Este sistema era también el más adecuado para dar cierta torsión a la pala a lo largo de su envergadura, con el fin de mejorar su rendimiento aerodinámico.

Todos estos avances tardaron en producirse por los monopolios que había en Europa para la fabricación de harinas y, en general, de todos los procesos de fabricación industrial. Dichos monopolios, conocidos por "derecho banal", estaban asociados a los privilegios señoriales, y eran detentados habitualmente por la nobleza, monasterios, abadías y órdenes religiosas, para los que constituían una fuente importante de recursos económicos.

Entre la segunda mitad del siglo XVIII y la segunda mitad del siglo XIX, los molinos de viento europeos alcanzan su más alto nivel de perfeccionamiento. Los rotores de orientación y los sistemas de regulación de potencia se ven completados por mecanismos internos, que ayudan en las operaciones de transporte y manipulación de las materias primas y de la molienda en sí, convirtiendo los molinos de viento en factorías mecanizadas con un alto grado de automatización.

Por otra parte, con el inicio de la primera etapa de la revolución industrial y a pesar de que la máquina de vapor presentaba grandes ventajas técnicas, las potencias que se consiguieron en un principio no eran superiores a las de los molinos. Por lo que en zonas rurales más o menos aisladas no se dejaron de utilizar.

En lugares donde los nuevos sistemas de producción exigían alternativas más baratas de abastecimiento energético, las máquinas eólicas pasaron a un segundo plano con la aparición de los motores térmicos, primero la máquina de vapor y luego el motor de combustión interna.

Aunque los molinos de viento habían llegado a convertirse en unas máquinas relativamente eficaces, su constitución era demasiado sólida y su estructura demasiado compleja para competir con los nuevos sistemas energéticos.

En 1884 se desarrolló la turbina eólica multipala americana, fabricada por Steward Perry que llegó a convertirse en el molino de viento más extendido de cuantos hayan existido. Consiste en un rotor multipala de unos 3 metros de diámetro, montado sobre un eje horizontal, en la parte superior de una torre metálica. Alcanzaba potencias de 125 W con velocidades de viento de 25 km/h y tenía capacidad para elevar 150 litros/min a 8 m de altura mediante una bomba de pistón.



Turbinas multipalas americanas

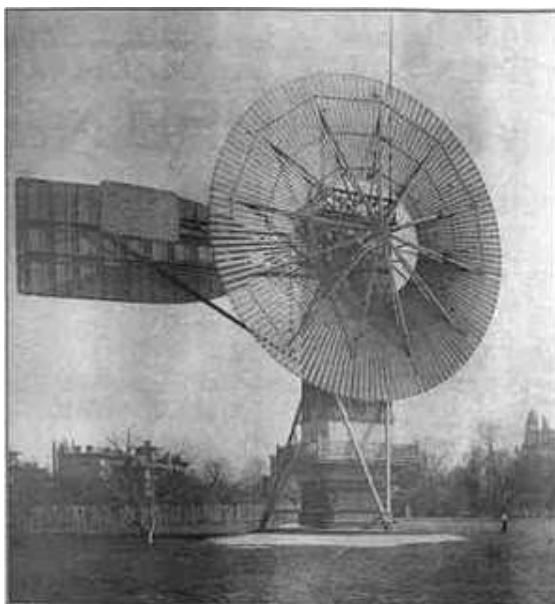
Este molino se utilizó principalmente para bombear agua en zonas apartadas y desempeñó un importante papel en la colonización del oeste americano. Se exportó a todos los países del mundo, llegándose a fabricar más de 6.000.000 de unidades, de las que unas 150.000 podrían estar todavía en funcionamiento.

También en Estados Unidos (Cleveland) en 1887 Charles F. Brush inventó y construyó el primer aerogenerador. Era una gran turbina con un rotor de 17 metros y 144 palas, muy parecido a los molinos de viento para bombeo de agua. Lo fabricó para abastecer su mansión y entregaba 12 kW que eran almacenados en baterías.

En 1890, el gobierno danés inició un programa de desarrollo eólico en el que consideraba al viento como una fuente importante de energía para producir electricidad. Así, en 1892 el danés Paul La Cour encargado de este proyecto diseñó el primer prototipo de aerogenerador eléctrico. Estaba constituido por rotores cuatripalas de 25 m de diámetro, capaces de desarrollar entre 5 y 25 kW mediante un generador situado en la base de una torre metálica de 24 m de altura.

Este modelo se empezó a fabricar en los primeros años del siglo, llegándose a instalar más de 70 unidades hacia 1908, y unas 120 antes de la Primera Guerra Mundial. En estos primeros aerogeneradores eléctricos, al no estar conectados a la red, el almacenamiento de la energía resultó el problema de más difícil solución.

Aunque La Cour, fue el precursor de los aerogeneradores modernos y en esa época sus plantas eólicas eran las más avanzadas, el factor decisivo para el desarrollo posterior fue la tecnología aeronáutica, que ha permitido sustituir las palas lentas y de bajo rendimiento por aspas de diseño aerodinámico semejantes a las hélices de avión.

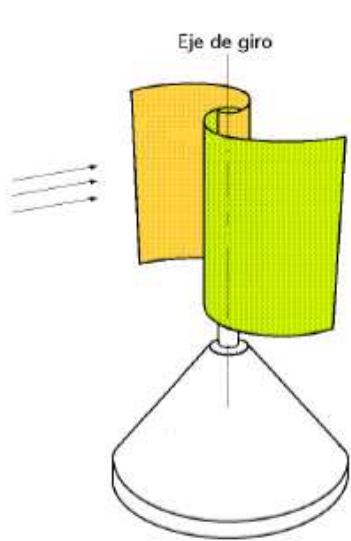
**Turbina de Brush****Diseños de Paúl La Cour**

La teoría aerodinámica desarrollada durante las primeras décadas del siglo XX, permitió finalmente comprender la naturaleza y el comportamiento de las fuerzas que actuaban alrededor de las palas de las turbinas. El investigador alemán Betz demostró en 1927 que la máxima fracción de energía extraíble de una corriente uniforme abierta es el 60 %, conocido como límite de Betz. Asimismo, Glauert, experto en mecánica de fluidos, demostró que puede obtenerse mayor rendimiento cuanto mayor es el coeficiente de velocidad λ , cociente entre la velocidad de punta de pala debida al giro y la velocidad incidente del viento.

En 1924, el finlandés Sigurd Savonius desarrolló un aerogenerador de eje vertical capaz de trabajar con velocidades de viento muy bajas. Su rotor estaba formado por dos semicilindros dispuestos alrededor de un eje vertical. La sencillez de su diseño hacía que la turbina requiera poco mantenimiento pero su bajo rendimiento y su reducida velocidad de giro hacían que sus aplicaciones se limitasen al bombeo de agua de riego en regiones poco industrializadas.

En 1927, el holandés A.J. Dekker construyó el primer rotor provisto de palas con sección aerodinámica. Hasta el momento, las velocidades en punta de pala que se habían conseguido con los molinos multipala eran dos veces la del viento incidente, mientras que Dekker consiguió con sus perfiles, velocidades en punta de pala cuatro o cinco veces superiores a la velocidad del viento incidente. Así mismo, la teoría demostró también que a mayores velocidades de rotación, menor influencia en el rendimiento del sistema tiene el número de palas, por lo que empezaron a aparecer aeroturbinas de dos y tres palas.

En este mismo año, el ingeniero francés Darrieus desarrolló la turbina de eje vertical consistente en un rotor provisto normalmente de dos o tres palas con curvatura en forma de C. Su rendimiento y velocidad eran comparables a las turbinas de eje horizontal pero presentaba algunas desventajas como la ausencia del par de arranque, lo que hacía necesario motorizar la turbina para que comience a girar y el empleo de tensores adicionales para garantizar la estabilidad estructural.

**Rotor Savonius****Turbina Darrieus**



En 1941, Smith-Putnam construyó el primer aerogenerador de potencia superior a un megawatio en Estados Unidos. Este aerogenerador tenía un rotor de dos palas fabricadas en acero inoxidable y dispuestas a sotavento. La regulación se hacia variando la conicidad de las palas.

Una vez terminada la II Guerra Mundial, el bajo precio del petróleo inició un periodo en que desapareció el interés de la tecnología eólica por parte de los países en desarrollo, algo que ralentizó la expansión de la energía eólica.

Esta etapa se mantuvo hasta la crisis del petróleo de 1973 y 1979, donde los países productores elevaron notablemente los precios de los barriles, causando una profunda crisis económica en los países desarrollados. Esto obligó a implantar políticas energéticas encaminadas a disminuir el consumo de petróleo mediante el ahorro energético, la eficiencia energética y potenciar otras fuentes como la nuclear, el gas natural o las energías renovables.

Así, esta crisis favoreció el desarrollo de los aerogeneradores eólicos como fuente de energía alternativa, produciendo un resurgimiento de la tecnología del aprovechamiento del viento, que lleva a la aparición de los actuales aerogeneradores.

En 1979, se construyeron en Dinamarca dos aerogeneradores Nibe de 630 kW, uno con regulación por cambio de paso de pala y el otro de regulación por pérdida aerodinámica. Estos aerogeneradores representaron un gran avance pero el alto coste de las turbinas implicaba un alto precio en la producción de energía, algo que frenó su expansión.

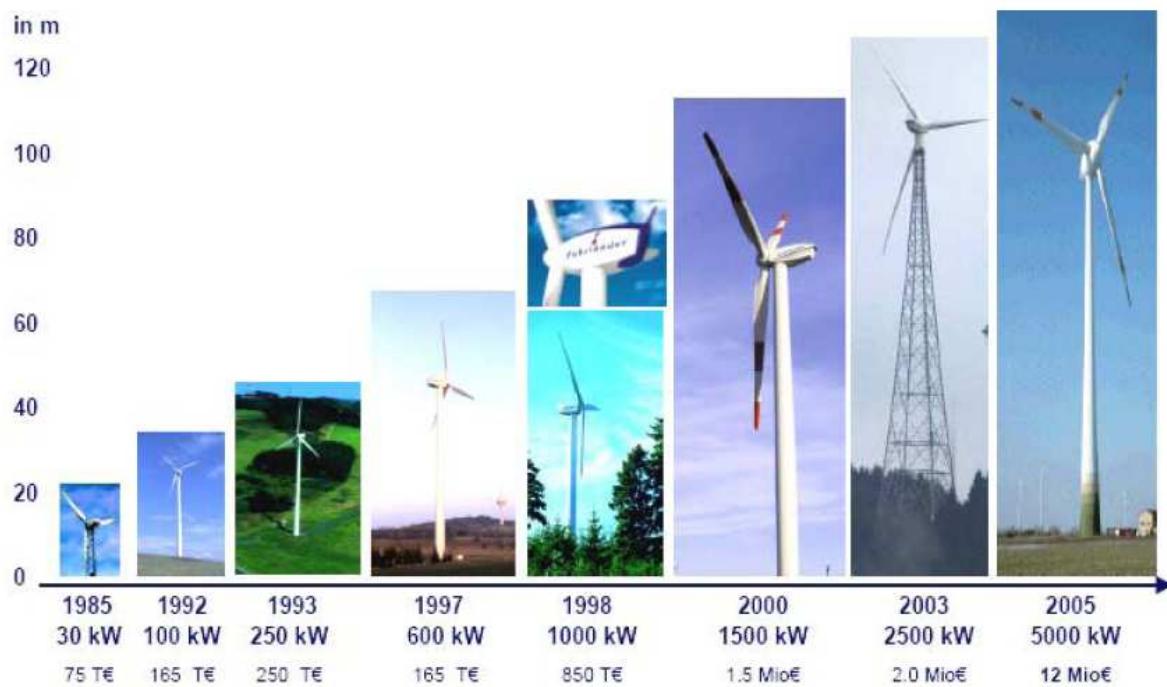
Dos años más tarde, la generación de aerogeneradores de 55 kW supuso la ruptura industrial y tecnológica para los modernos aerogeneradores. El coste del kilovatio hora (kWh) de electricidad cayó alrededor de un 50 por ciento con la aparición de esta nueva generación. El auge además fue alentado por políticas de gobierno que promovían el uso de las fuentes de energía renovables, instalándose por ejemplo miles de generadores eólicos en Palm Springs California, Estados Unidos.

En los últimos 20 años, la tecnología eólica ha evolucionado a un ritmo vertiginoso, pasando de aerogeneradores de potencia unitaria de decenas de kilovatios hasta máquinas de potencia nominal superior al megavatio.

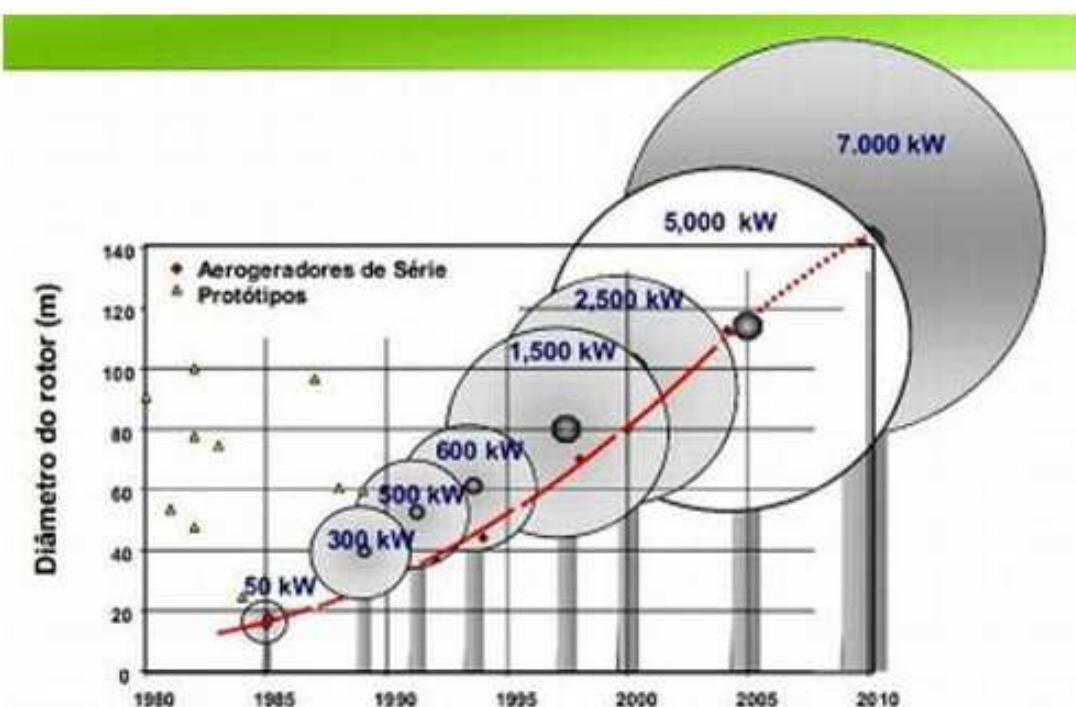
Los modelos que se instalan en la actualidad son, por lo general, tripala, de paso variable (este sistema permite una producción óptima con vientos bajos y una reducción de cargas con vientos altos) de alta calidad en el suministro eléctrico y bajo mantenimiento.

La mayor parte de los fabricantes nacionales e internacionales posee certificados que garantizan la calidad en sus sistemas de diseño y fabricación de elementos. Para su diseño se utilizan algunas de las técnicas de la industria aeronáutica, pero sus diseñadores tienen que desarrollar nuevos métodos y modelos de simulación por ordenador para tratar otros aspectos.

Los aerogeneradores modernos generan actualmente una parte importante de la energía eléctrica mundial, siendo Alemania, USA y España los tres países con más energía eólica instalada del mundo.



Evolución de los aerogeneradores, periodo 1985-2005.



Desarrollo de la energía eólica (DAELT, 2009)

2.2 DESARROLLO DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA

En 1979 el Ministerio de Industria y Energía, a través de Estudios de la Energía, puso en marcha un programa de investigación y desarrollo para el aprovechamiento de la energía eólica y su conversión en electricidad. El primer paso, fue el desarrollo de una aeroturbina experimental de 100 kW de potencia con el objetivo de facilitar el proyecto de grandes aerogeneradores con potencias del orden del MW. Este primer generador estaba constituido por una turbina tripala de eje horizontal, de 20 m de diámetro, que estaba diseñado para girar a 48 revoluciones por minuto y que fue emplazada en el Cerro del Cabrito, en Tarifa, tras un estudio previo de las curvas de potencial eólico en España, realizado por el Instituto de Técnica Aeroespacial (INTA).

La actividad de la Planta Experimental de Tarifa se inició en agosto de 1985, funcionando satisfactoriamente conectada a la red eléctrica pese a las limitaciones tecnológicas correspondientes a ese primer desarrollo nacional.

Entre 1986 y 1988 la Administración Española inició un programa de promoción institucional de pequeños parques eólicos configurados con máquinas de 30 kW, repartidos por toda la geografía española.

A principios de los 90, se desarrollaron aerogeneradores españoles de 150 kW y 180 kW dando comienzo a la competencia entre fabricantes españoles y a la implantación de las primeras instalaciones españolas de gran potencia. La aprobación en 1991 del Plan Energético Nacional recoge el objetivo de incrementar la producción realizada con energías renovables y propone una potencia instalada en el sector eólico de 168 MW para el año 2000. Desde los 7 MW instalados a finales de 1990, la potencia instalada ha crecido sustancialmente y durante los últimos años hay un creciente interés en el sector por parte de promotores, inversores e instituciones financieras en clara consonancia con el mayor conocimiento de los recursos disponibles, la disminución del coste de las instalaciones, el avance de la tecnología y, principalmente debido a una legislación eléctrica muy favorable. Los primeros parques comerciales de España fueron promovidos en Andalucía por las sociedades Plantas Eólicas del Sur y Energía Eólica del Estrecho.

Dentro de este clima de desarrollo, en 1993 se instalaron las primeras unidades de 250 kW y 300 kW, de carácter nacional, que al año siguiente motivaron la creación de parques eólicos de mayor tamaño. El avance tecnológico a partir de este momento fue extraordinario, así como la iniciativa inversora y el acondicionamiento y puesta en marcha de instalaciones eficientes.

En 1996, el interés europeo por el fomento de las energías renovables se concretó a través de inversiones directas del IDAE, instalándose en España 36 parques, con una potencia de 115 MW y en 1998, el sector eólico español empezaba a adquirir cierta relevancia, que se reflejaba en el empleo nacional proporcionando trabajo directo e indirecto en los sectores de promoción, implantación, operación y mantenimiento de parques eólicos.



En ese mismo año se producen dos novedades en materia reguladora de gran significación para el futuro del sector eólico. En primer lugar la entrada en vigor del Real Decreto sobre producción de energía eléctrica con recursos renovables, en un momento en el que la energía eólica representaba el 2 por ciento de la producción de energías renovables. En segundo lugar, la aprobación a finales de 1999 del Plan de Fomento de las Energías Renovables para el periodo 2000-2010. El Plan constituye una planificación de carácter indicativo que recoge los principales elementos y orientaciones para la articulación de una estrategia que logre que el crecimiento de cada una de las áreas de energías renovables pueda cubrir, en su conjunto, al menos el 12 por ciento del consumo de energía primaria en España en el año 2010, objetivo ya recogido por la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, lo que en términos absolutos supondría alcanzar, según el Plan, los 8.974 MW de potencia eólica instalada en ese año.

En agosto de 2005 el Gobierno aprobó el Plan de Energías Renovables en España (PER) 2005-2010, un nuevo texto que revisaba el anterior Plan de Fomento de las Energías Renovables 1999-2010. Esta revisión venía justificada, en la mayoría de los casos, por el insuficiente desarrollo de las fuentes renovables logrado hasta la fecha, sin incluir a la eólica, donde se vieron superadas ampliamente las expectativas en aspectos como la potencia instalada, el número de parques eólicos establecidos o la energía generada de los mismos.

Con la aprobación del Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010, el objetivo era sumar en los próximos cinco años 12.000 nuevos megavatios instalados a los 8.155 que ya había acumulados en el país hasta finales de 2004, es decir, llegar en 2010 a los 20.155 MW, una meta impensable hace no mucho. Por comunidades autónomas, los objetivos más ambiciosos para 2010 son los fijados para Andalucía (1.850 megavatios nuevos), Comunidad Valenciana (1.579), Galicia (1.570), Aragón (1.246), Castilla y León (1.157) y Castilla La Mancha (1.066) (IDAE, 2005).

En 2010, la generación de electricidad con energía eólica en España alcanzó los 42.976 GWh, superando por primera vez a Alemania con 36.500 GWh, según datos del observatorio de energías renovables de la Comisión Europea. En ese mismo año, España también superó a Alemania en la cobertura de la demanda con eólica con 16,4 % y 6,2 %, respectivamente. No obstante, Alemania mantuvo el primer puesto de Europa en potencia instalada, con un total de 27.214,7 MW eólicos frente a los 20.676 MW, de España.

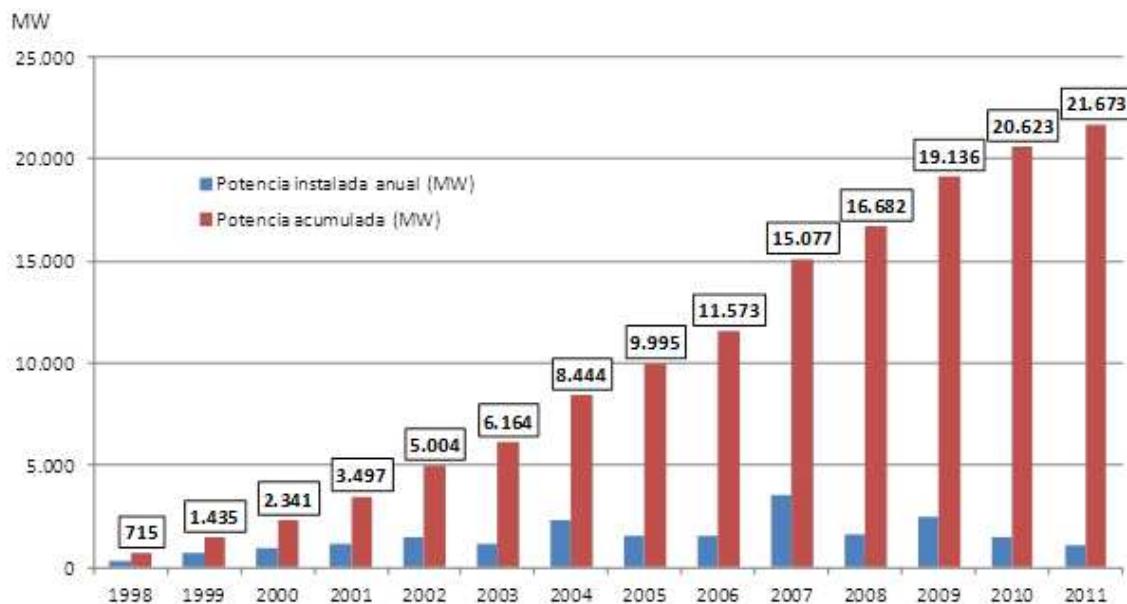
La ventaja de España con el país Germano, es que cuenta con unos costes de generación eólica menores porque sus parques funcionan más horas, y además cuenta con aerogeneradores más modernos que Alemania, puesto que el mercado eólico español comenzó a desarrollarse más tarde.

Para que la energía eólica continúe su desarrollo y España pueda cumplir los objetivos europeos de cara a 2020, es necesario que el Gobierno establezca ya el nuevo marco regulatorio que sustituya al Real Decreto 661/2007, que vence a finales de 2012.

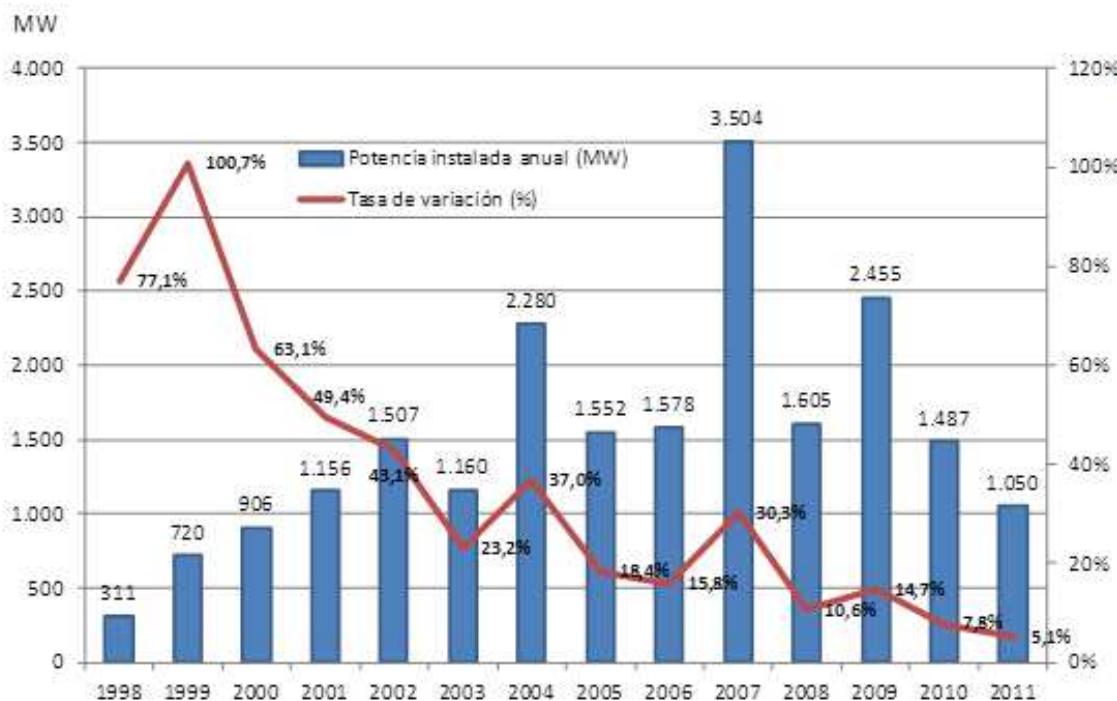
España fue el tercer país de la Unión Europea que más potencia eólica instaló en 2011, con 1.050 megavatios (MW), solo por detrás de Alemania y Reino Unido, que instalaron 2.086 MW y 1.293 MW, respectivamente, según el informe anual sobre la evolución en el sector ofrecido por la asociación empresarial eólica europea, EWEA.

Pese a registrar el tercer mayor ritmo de instalación de nueva potencia de toda Europa, la tasa de crecimiento del sector eólico español, del 5,1%, fue la menor en su historia. Tras el crecimiento de 2011, España sigue siendo, con 21.673 MW, el segundo país europeo con más potencia eólica, por detrás de Alemania, que cuenta con 29.060 MW. En total, hay 93.957 MW instalados en toda Europa.

Alemania y España son además con mucha diferencia los dos países que más han apostado por esta tecnología. A mucha distancia, Francia ocupa la tercera posición, con 6.800 MW, mientras que Italia registra 6.747 MW y Reino Unido, 6.540 MW.



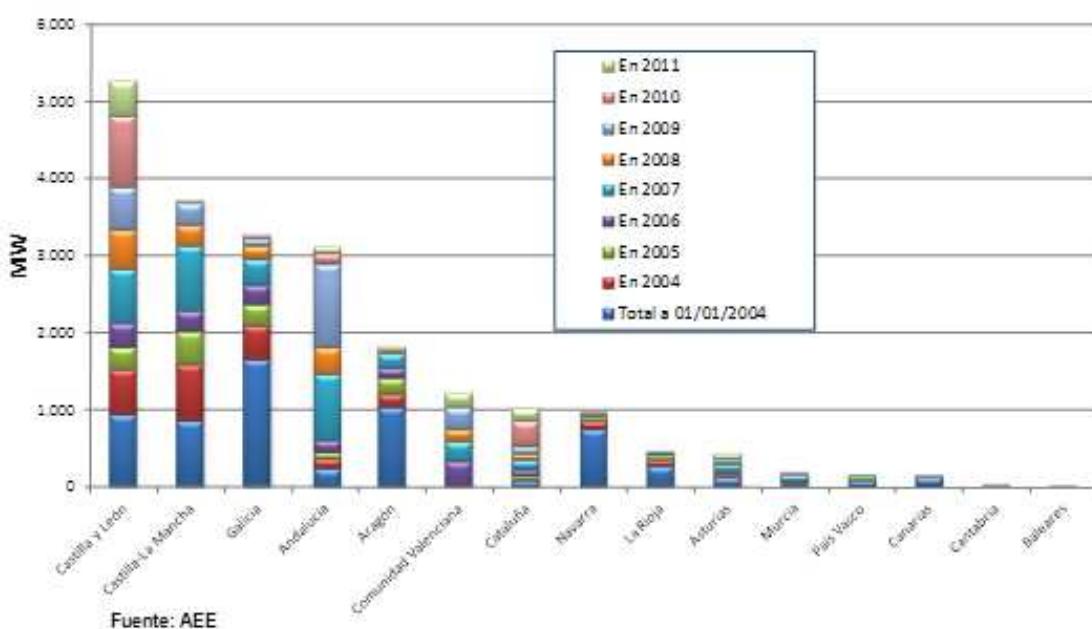
Evolución anual y acumulada de la potencia eólica instalada 1998-2011



Incremento anual y tasa de variación de la potencia eólica instalada

Comunidad Autónoma	Potencia instalada en 2011 (MW)	Potencia acumulada a cierre de 2011 (MW)	Tasa de variación
Castilla y León	462,19	5.233,01	9,70%
Castilla La Mancha	26,50	3.736,79	0,70%
Galicia	0	3.272,17	0%
Andalucía	92	3.066,93	3,10%
Aragón	50	1.811,31	2,80%
Com. Valenciana	183	1.169,99	18,50%
Cataluña	153,71	1.003,35	18,10%
Navarra	8,50	976,92	0,90%
La Rioja	0	446,62	0%
Asturias	72,50	428,45	20,40%
Murcia	0	189,96	0%
País Vasco	0	153,25	0%
Canarias	1,70	145,78	1,20%
Cantabria	0	35,30	0%
Baleares	0	3,68	0%
TOTAL	1.050	21.673	5,10%

Reparto de la potencia instalada por Comunidades Autónomas en 2011
(ordenadas por potencia acumulada)



Potencia por Comunidades Autónomas

2.3 SITUACIÓN MUNDIAL

Las energías renovables y en particular la producción de componentes asociados al desarrollo de la energía eólica ha mostrado un crecimiento exponencial en estos últimos años, dado el precio inestable del barril de petróleo y la conflictividad sobre dicha fuente.

En el año 2010, la potencia instalada de energía eólica en todo el mundo alcanzó los 196.630 MW, un 23,6 % más que en 2009 produciéndose el menor aumento de potencia registrado en los últimos 10 años. Esta disminución reflejada en todo el mundo, salvo en China y algunos países de Europa del Este, se puede ver como resultado de la falta de apoyo político para el fomento de la utilización de la energía eólica.

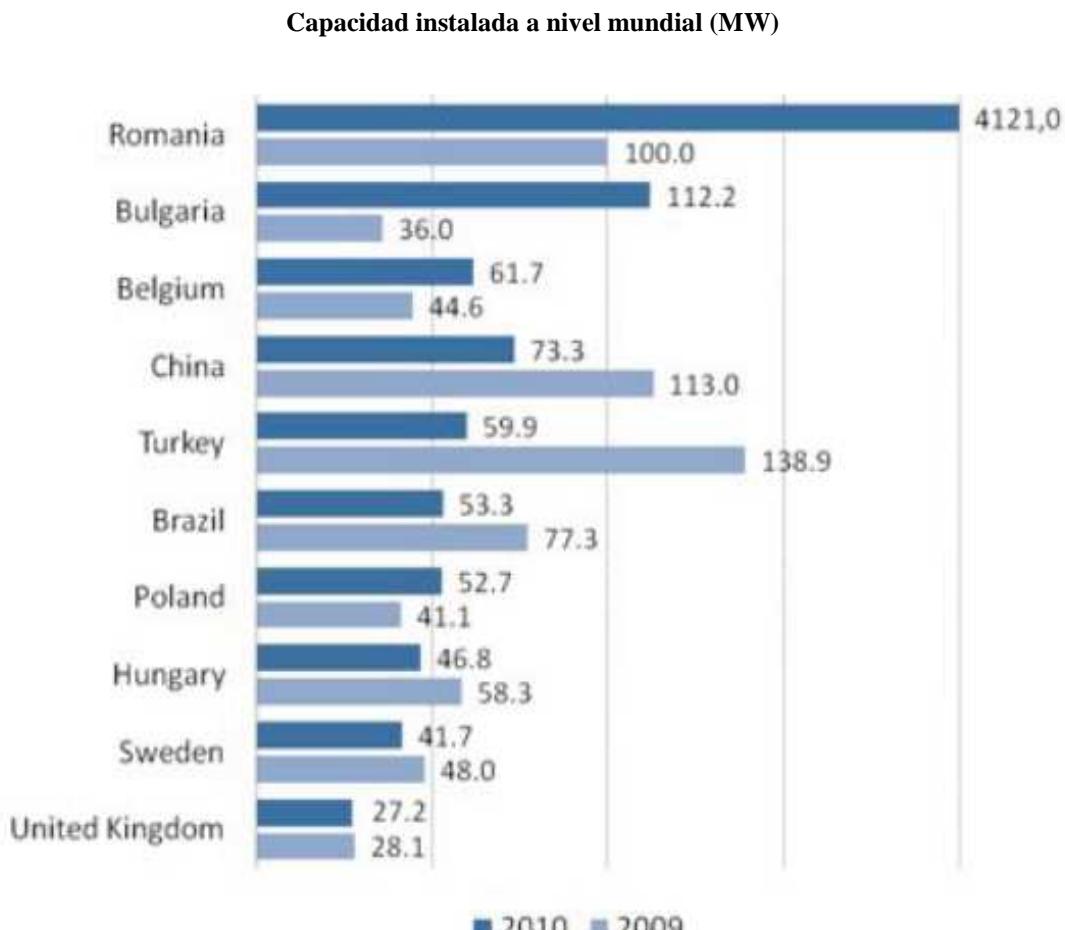
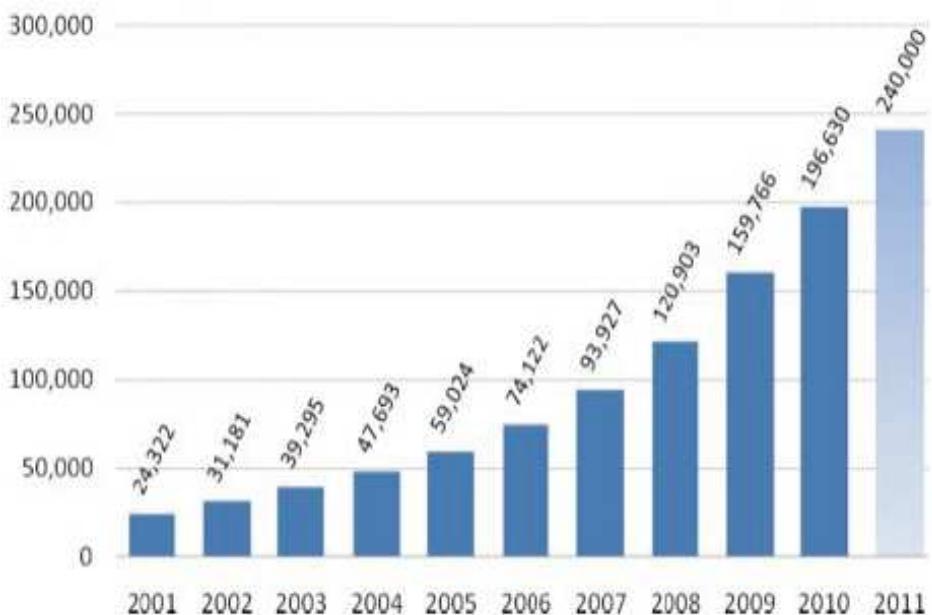
Antes del 2010, la tasa de crecimiento anual aumento continuamente desde el año 2004, llegando al punto máximo de 31,7 % en 2009, el valor más alto desde 2001. La mayor tasa de crecimiento del año 2010 se encontró en Rumania, que aumentó en 40 veces su capacidad instalada. El segundo país con una tasa de crecimiento de más del 100 % fue Bulgaria (112 %). En el año 2009, cuatro países doblaron su capacidad instalada: China, México, Turquía y Marruecos.

El avance más dinámico de la industria eólica se llevó acabo en Asia, llegando a convertirse en el nuevo líder continental en 2010, representando el 54,6 % de los nuevos aerogeneradores instalados, un gran aumento con respecto al año pasado con un 40,4 %. Por tanto, Europa dejó de ser el gran dominante del mercado mundial de aerogeneradores que era en 2005 con un 70,7 % de la capacidad instalada, cayendo hasta la segunda posición en 2010.

Actualmente Europa representa menos de la mitad de la capacidad instalada con un 43,7 %, seguida de Norte America. Por su parte, América Latina y África siguen siendo los mercados con menor aporte a la capacidad instalada a nivel mundial, con 1,2 % y 0,5 %, respectivamente.

Al final del año 2010, el suministro eléctrico proporcionado por todos los aerogeneradores instalados a nivel mundial alcanzó la cifra de 430 Teravatioshora, lo que representó el 2,5 % de la demanda mundial. Esta cantidad es bastante significativa ya que supera la demanda energética de un país industrializado con más de 60 millones de habitantes como el Reino Unido.





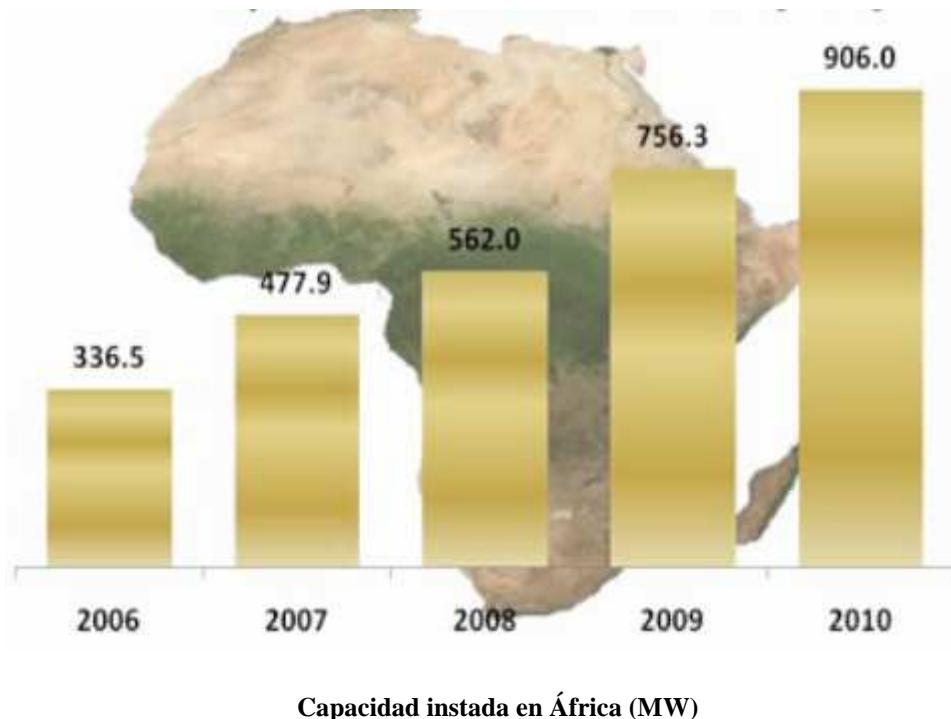
Países por tasa de crecimiento (%) en
Mercados mayores de 200 MW

A continuación, se va a profundizar un poco más en la capacidad eólica de cada continente.

África

Al acabar 2010, contaba con una capacidad instalada de 906 MW, destacando tres países, Egipto, Marruecos y el Sur de África. Con Egipto (550 MW de capacidad total instalada) y Marruecos (286 MW), el norte de África se consolidó como el líder de la energía eólica en África. Sudáfrica por su parte con una capacidad de 10 MW, tiene el potencial para convertirse en el líder eólico del sur de África, después de una introducción de un sistema de primas. Así, se espera que este país instale 700 MW para el 2013, bajo este nuevo régimen. Por otro lado, Egipto espera la instalación de más de 7 GW de energía eólica para el año 2020, y Marruecos tiene planes ambiciosos a largo plazo en el rango de varios GW.

Aunque la tasa de crecimiento de ese año fue de un 20 %, todavía se encuentra por debajo del promedio mundial (23,6 %). Para que esta situación cambie sería necesario crear nuevos esquemas políticos para el financiamiento de proyectos eólicos, especialmente en la África subsahariana. Con este fin, la creación de un Fondo Global de Inversión para las Energías Renovables ofrecería grandes oportunidades para muchos países africanos para eludir uno de los principales obstáculos para las inversiones en energía eólica: la falta de recursos financieros.



Asia

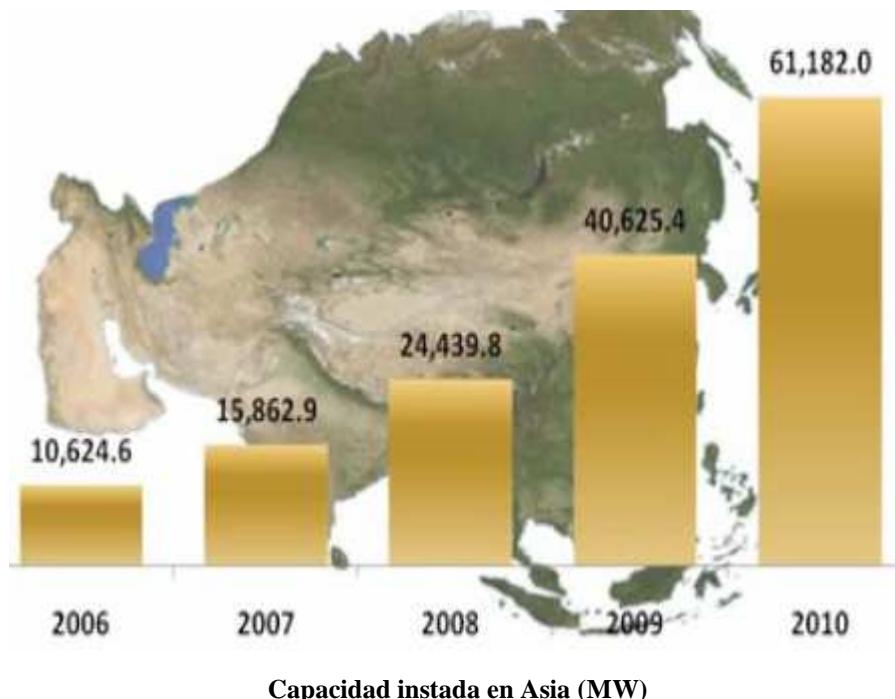
Este continente fue el que más creció en lo que se refiere a la industria eólica a nivel mundial, principalmente gracias a China pero también debido a un fuerte desarrollo en la India.

La capacidad total instalada en Asia llegó a 61,2 GW (31,1 % de total mundial). El continente tuvo la mayor tasa de crecimiento de todas las regiones del mundo (50,6 %, después de 63,3 % en 2009).

Después de cuatro años consecutivos en los que China duplicó sus instalaciones, el país demostró un impresionante crecimiento de 73,3 % y se convirtió en el número uno en términos de nuevas instalaciones, así como en términos de capacidad eólica total instalada, alcanzando los 44,7 GW. Sin embargo, China todavía enfrenta grandes desafíos en cuanto a la conexión a la red de los aerogeneradores instalados. De acuerdo con el Consejo de Electricidad de China, sólo 31.070 MW estaban realmente alimentando a la red nacional, mientras que un gran número de los parques eólicos está a la espera de conexión a la red.

También en industria eólica, China es cada vez más competitiva, de modo que el mayor fabricante chino Sinovel alcanzó la primera posición con una cuota de mercado mundial de casi el 12 %.

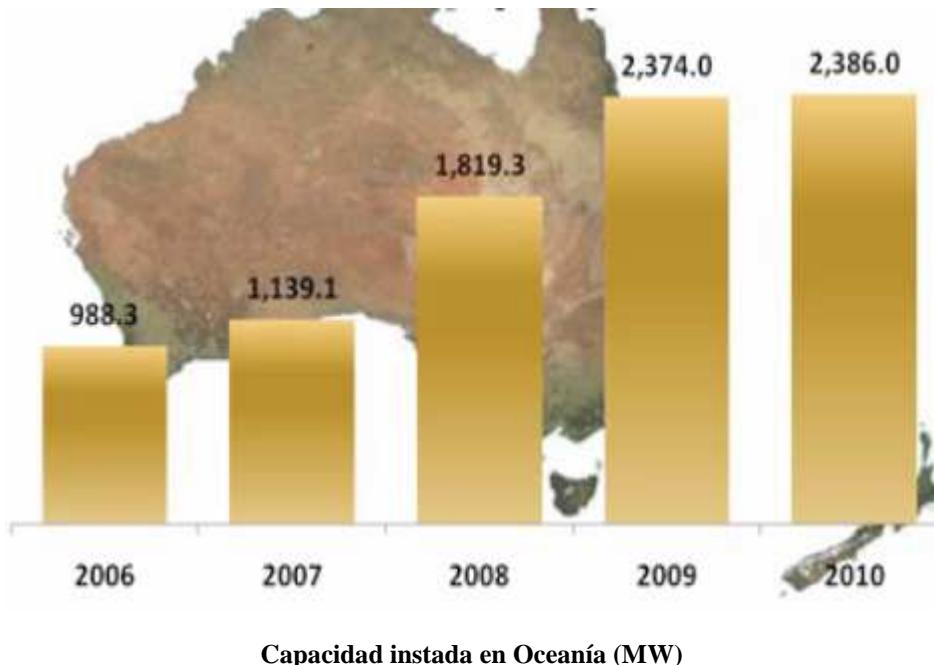
El segundo mercado más grande de Asia se mantuvo en la India, con una tasa de crecimiento de 10,7 % alcanzando una capacidad total de 13 GW. Otros países que mostraron unas tasas modestas de crecimiento fueron: Japón con una capacidad total de 2,3 GW, Taiwán con 519 MW y Corea del Sur con 379 MW.



Oceanía

En el año 2010, esta región mostró un parón en la instalación de potencia eólica añadiendo sólo 11,8 MW, después de los 555 MW añadidos en el año 2009, alcanzando una capacidad total de 2.386 MW.

Los compromisos tomados por el gobierno australiano para aumentar sus esfuerzos en la mitigación del cambio climático y en la expansión de las energías renovables, crean la expectativa de que el mercado eólico australiano mostrará un gran crecimiento aún en los años venideros. Nueva Zelanda, por su parte espera la instalación de más de 100 MW en 2011.



Europa

El continente europeo sigue siendo el más destacado en el desarrollo de la energía eólica, en especial tres países, Alemania, España y Dinamarca. En total cuenta con una capacidad eólica instalada de 86 GW, que a pesar de ser alta, su papel en el mercado eólico sigue disminuyendo principalmente por el creciente interés de esta energía en China.

El sector eólico europeo añadió 9.970 MW de potencia instalada en 2010, siendo España y Alemania los mayores mercados, aunque con tasas de crecimiento muy modestas del 5,6 % y 8 %, respectivamente.

Otros países europeos con fuerte crecimiento, alrededor del 20 %, son Italia con 5.797 MW, Francia con 5.660 MW y Reino Unido con 5.204 MW. Otros mercados más dinámicos, pero todavía pequeños son: Rumania con 591 MW, Croacia con 70 MW un 161 % más con respecto al año pasado, Bulgaria con 375 MW, Lituania con 154 MW, Polonia con 1.107 MW y Hungría con 295 MW.

Los fabricantes de aerogeneradores daneses, alemanes y españoles siguen siendo líderes, a pesar de la alta competitividad de los países asiáticos en especial China, India, Corea y Japón, quienes han sido capaces de aumentar sus cuotas de mercado en mercados nacionales e internacionales.

A pesar del estancamiento que presenta Europa en estos últimos años sus perspectivas generales son buenas, teniendo en cuenta los objetivos ambiciosos de muchos países:

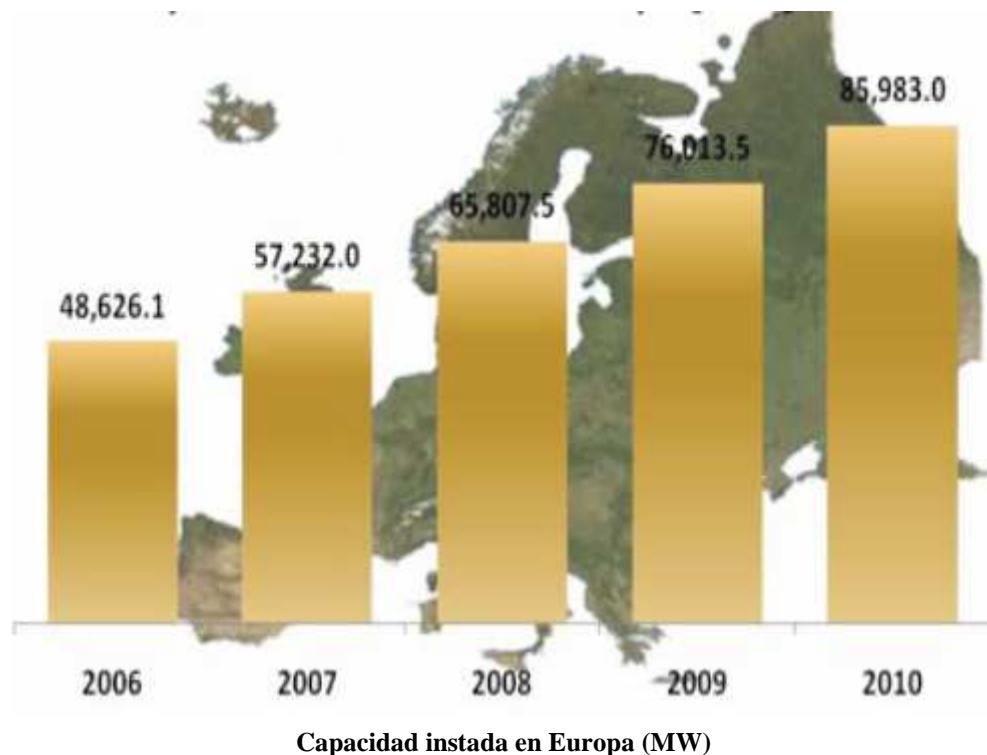
En Alemania, se esperan llegar a una cuota de energía eólica en el suministro de electricidad de 20-25 % para el año 2020. Esto sería equivalente a 150 TWh o 45 GW de instalaciones en tierra, más 10 GW Offshore.

En España, se esperan 38 GW de capacidad instalada para el año 2020 incluyendo 370 MW en tierra y 3 GW de energía eólica Offshore.

El Reino Unido, líder mundial en energía eólica Offshore, ha establecido un objetivo para el año 2020, de 15 GW en tierra y 13 GW Offshore.

Italia fijó como objetivo llegar a los 12.680 MW instalados al 2020 lo que sería más del doble de su capacidad instalada.

En lo que se refiere a las instalaciones Offshore, Europa sigue siendo el continente líder, ya que se pueden encontrar el 96 % de los aerogeneradores fuera de costa.



América

En América Latina, la tasa de crecimiento fue superior a la media en todo el mundo con un 30,8 %, sin embargo este crecimiento está muy por debajo del 113 % que se produjo en 2009. A pesar del alto interés por esta energía en esta zona, los aerogeneradores instalados solo representan el 1,2 % a nivel mundial.

Sólo seis países de América Latina instalaron nuevos aerogeneradores en el año 2010: Brasil (320 MW), México (104,5 MW), Argentina (25,3 MW), Uruguay (10 MW), Cuba (4,5 MW) y Chile (2,6 MW). Con la excepción de Brasil y México, el mercado eólico en América Latina se puede considerar en sus primeros estadios.

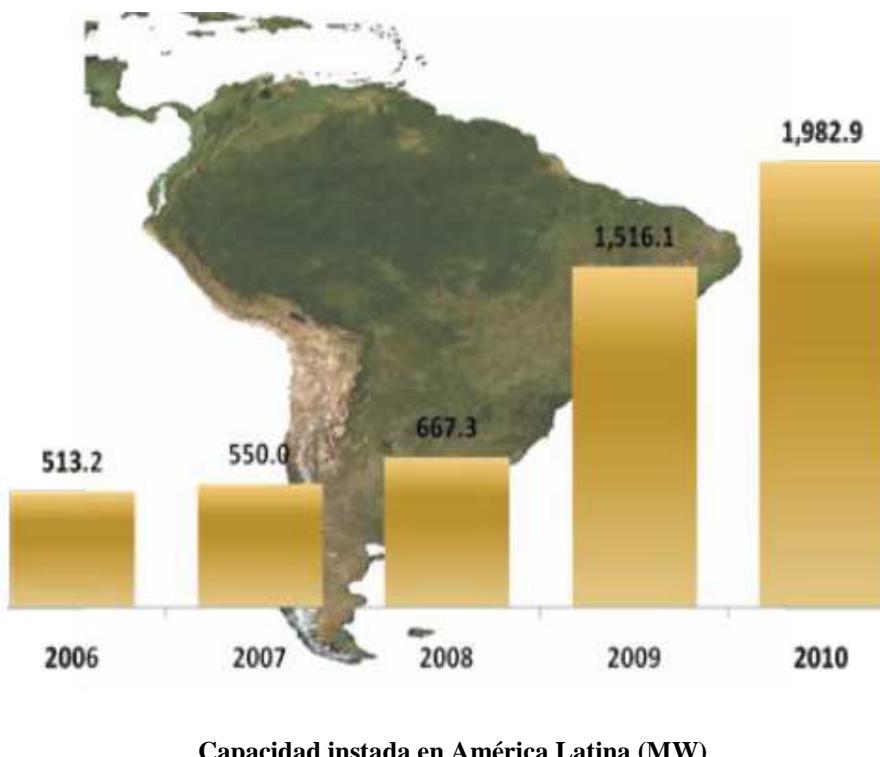
Norteamérica por su parte perdió su posición como la región más dinámica del mundo. Su tasa de crecimiento disminuyó de 39 % en 2009 al 16 % en 2010. En los EE.UU. se produjo un descenso importante de las nuevas instalaciones en 2010, agregándose sólo 5,6 GW, después de 9,9 GW en 2009. El estado líder fue Texas con una capacidad total de 10 GW, lo que sería la sexta posición en términos globales.

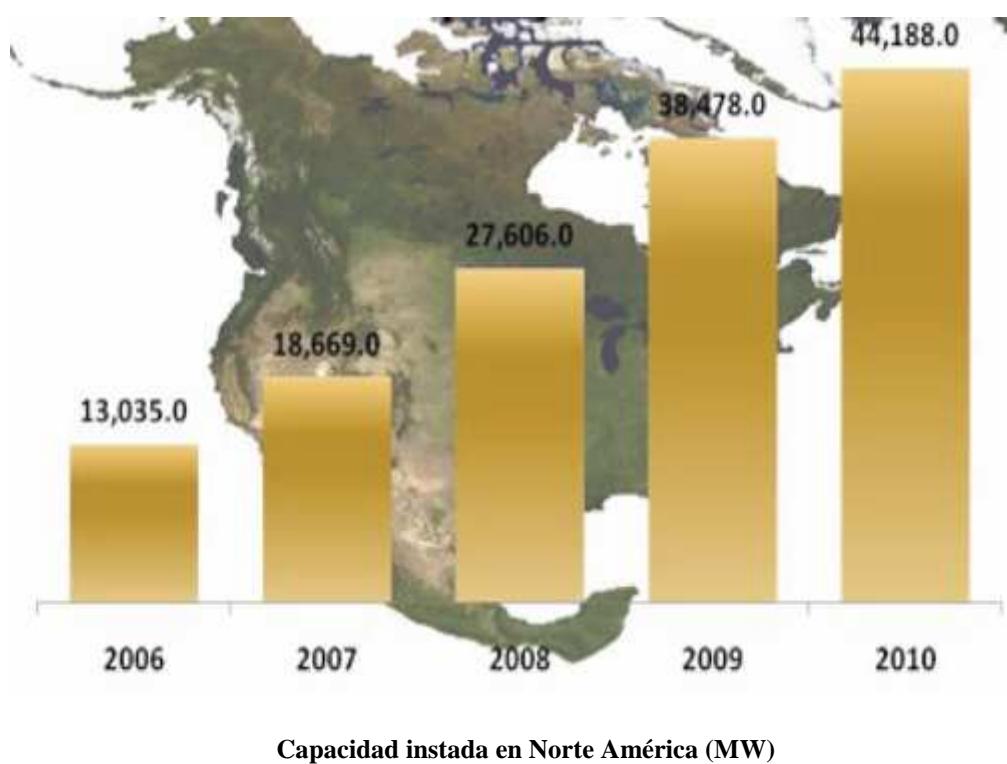
Para finales de 2010, 5 GW de parques eólicos se encontraban en construcción. En 2011, varias previsiones sugieren una nueva capacidad de hasta 10 GW.

Muchos estados de EE.UU. han establecido sus propios sistemas de apoyo para la energía eólica, por ejemplo, 29 estados de EE.UU. han establecido normas de cartera de energías renovables.

En Canadá el mercado eólico se mantuvo estable con un aumento en capacidad de un 21 % sumando 690 MW, para un total de 4.008 MW. Es importante tener en cuenta que varias provincias se han convertido en pioneras en el apoyo de los parques eólicos en comunidades dando incentivos especiales para este tipo de proyectos, como Ontario.

La debilidad de los mercados de América del Norte radica en la falta de capacidad de fabricación. A pesar de que las capacidades industriales son cada vez más fuertes, una parte importante de los aerogeneradores instalados y equipos asociados tienen que ser importados. Existen muy pocos fabricantes nacionales de aerogeneradores tanto en EE.UU. como en Canadá.



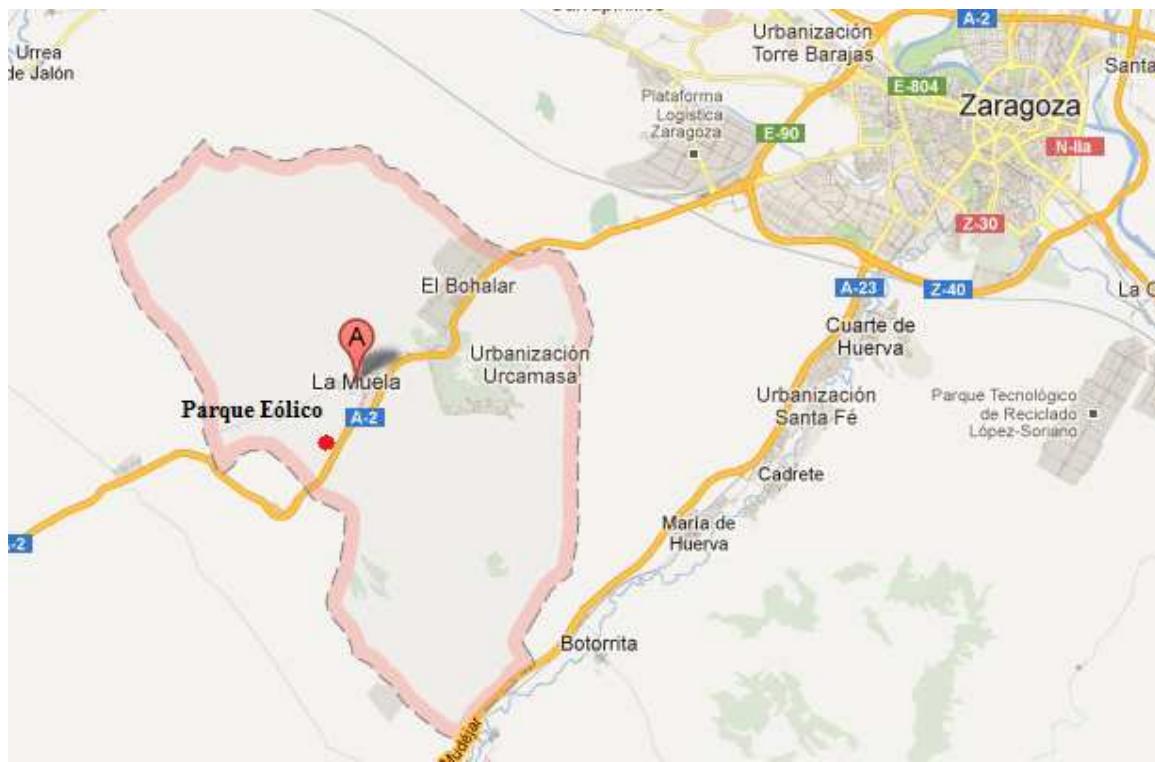


3. UBICACIÓN

El parque esta situado en el término municipal de La Muela, a 23 km de la ciudad de Zaragoza, junto a la autovía A-II. Esta localidad disfruta de las mismas ventajas de la ciudad de Zaragoza como punto especialmente estratégico, en el centro del triángulo de mayor influencia socioeconómica de España: Madrid, Barcelona y Bilbao.

Se ha elegido este lugar, porque es una zona donde el viento aparece con mucha frecuencia y es bastante regular, dos requisitos fundamentales para construir un parque eólico.

La localización exacta del parque eólico esta a 3 km del centro del municipio de La Muela, muy cerca de la autovía A-II. Para una mejor ubicación hacer referencia a los planos 1 y 2, donde se detalla su situación geográfica.



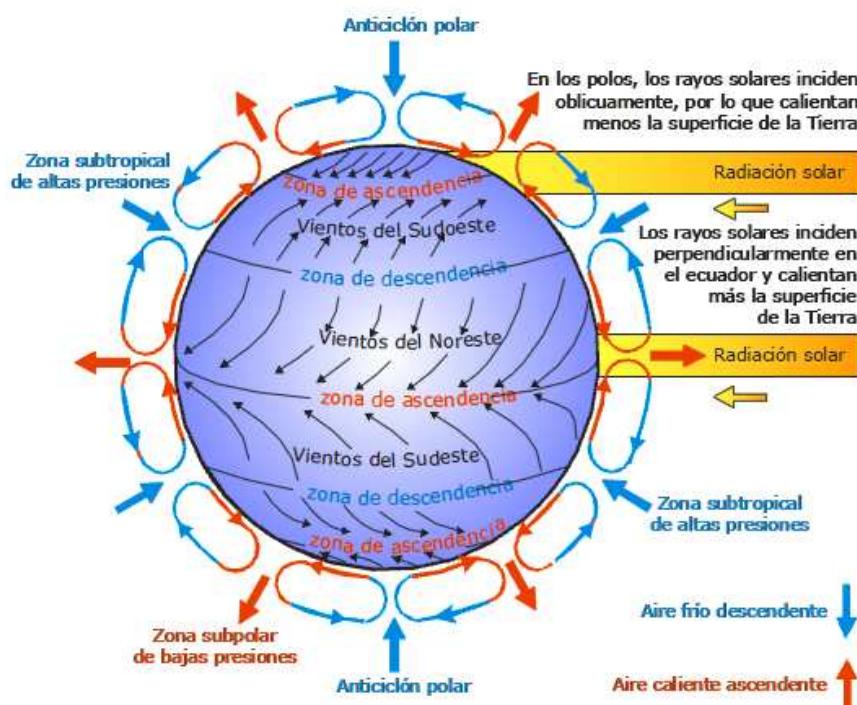
Situación geográfica

4. RECURSOS EÓLICOS

4.1 ORIGEN DEL VIENTO

La energía eólica igual que todas las fuentes de energías renovables (excepto la mareomotriz y la geotérmica) son consecuencia de la radiación solar. Debido, fundamentalmente, a la redondez de la Tierra se originan diferencias de insolación entre distintos puntos del planeta. En los polos, los rayos solares inciden oblicuamente, por lo que calientan menos la superficie de la Tierra. Los rayos solares inciden perpendicularmente en el ecuador y calientan más la superficie de la Tierra, ya que se reparten sobre una superficie más pequeña que en los polos. Estas diferencias de insolación dan lugar a diferentes zonas térmicas que provocan diferencias de densidad en las masas de aire. En el ecuador, el aire al calentarse se hace más ligero (menos denso) y asciende a las capas altas de la atmósfera dejando tras de si una zona de baja presión. En los polos, el aire es más pesado (más denso) y desciende aumentando la presión. El aire que envuelve a la Tierra, como cualquier gas, se mueve desde las zonas de mayor presión atmosférica (mayor densidad) a las de menor presión, es decir, desde los polos al ecuador por las capas bajas de la atmósfera y del ecuador a los polos por las capas altas siguiendo un ciclo de movimiento de aire en cada hemisferio. Este aire en movimiento horizontal es el viento.

Sin embargo, es necesario aclarar que la circulación global del aire sobre el planeta es mucho más compleja que la descrita, ya que en ella intervienen muchos factores. Entre los factores que intervienen se pueden señalar la rotación de la Tierra sobre su eje, la composición de la Tierra en océanos y continentes (con diferentes calores específicos), el movimiento de translación de la Tierra en torno del Sol, que hace que la intensidad de la radiación solar recibida por las diferentes zonas de la Tierra sea distinta según las estaciones del año, y las perturbaciones atmosféricas.



Efecto de la fuerza de Coriolis en la circulación atmosférica general

El movimiento de rotación de la Tierra da lugar a la aparición de las fuerzas de Coriolis, las cuales actúan sobre la masa de aire en movimiento desviando las corrientes hacia la derecha en el hemisferio norte y hacia la izquierda en el hemisferio sur. Estas fuerzas originan los denominados vientos de poniente (del Oeste) y alisios (del Este).

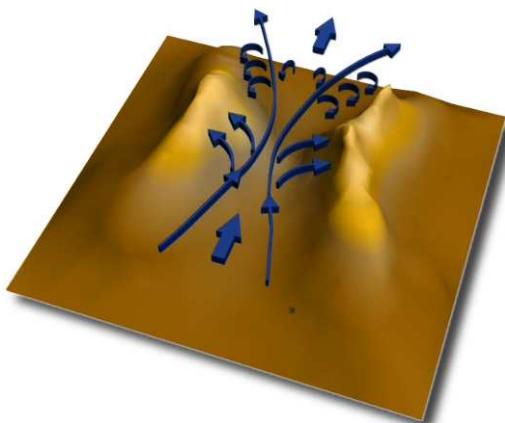
Los vientos generales que circundan el globo terrestre se llaman macro climáticos. Estos debido a la orografía del terreno y las diferencias de presión varían sus características, lo que origina los vientos llamados micro climáticos o locales. Estos últimos pueden ser clasificados en: vientos inducidos térmicamente, vientos inducidos por la orografía y vientos generales influenciados por los efectos climáticos locales.

Entre los vientos inducidos térmicamente pueden señalarse las brisas marinas y las corrientes valle-montaña. Las brisas marinas se originan como consecuencia de los distintos calores específicos, y la diferente velocidad de calentamiento y enfriamiento del mar y la tierra. Durante el día, la tierra se calienta más rápidamente que el mar, haciendo que el viento sopla del mar a la tierra (mediodía y tarde). Por la noche y el amanecer el viento sopla hacia el mar, ya que la tierra se enfriá más rápidamente que el mar. Los vientos valle-montaña se producen por un proceso parecido. Unas laderas reciben más insolación que otras, en función de su pendiente y orientación. Estos vientos soplan durante toda la noche desde la montaña al valle y desde el valle a la montaña durante el día.

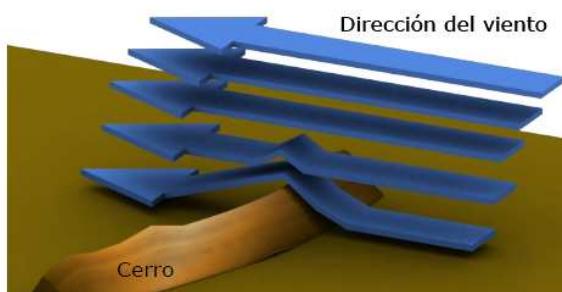


Brisa marina: mediodía y tarde (izquierda); noche y amanecer (derecha)

Los vientos inducidos por la orografía dependen del obstáculo y su orientación. El aire que se desplaza en la proximidad de la superficie terrestre debe sortear los innumerables obstáculos que encuentra a su paso, cambiando en mayor o menor medida sus características. Si la distribución orográfica es tal que hay dos zonas montañosas próximas, el flujo de aire se ve obligado a penetrar por un estrecho canal. El teorema de Bernouille establece que la velocidad de un fluido aumenta cuando la sección por la que pasa disminuye. Por tanto, en este caso, como la sección por la que discurre el aire entre las dos montañas es mucho más estrecha que fuera y las líneas de corriente están muy próximas, la velocidad aumenta. Los Pirineos y los Alpes forman una especie de embudo, y cuando los vientos en el extremo del embudo llegan al Mediterráneo, salen a gran velocidad. Por el mismo efecto de Bernouille encima de las montañas el viento aumenta de intensidad. Inversamente, en un valle el viento disminuye.



Flujo de aire entre dos zonas montañosas



Flujo de aire en el caso de un obstáculo montañoso

La península ibérica se encuentra la mayor parte del año en una zona de vientos generales del Oeste, propios de las latitudes medias del hemisferio Norte, por lo que las costas gallegas poseen un buen potencial eólico, salvo en verano cuando decrece su intensidad. Sin embargo, el archipiélago canario se encuentra en la zona de los alisios, vientos muy constantes del Este, lo que hace que esta zona posea recursos eólicos interesantes. Otros sitios como el valle del Ebro y el Estrecho de Gibraltar, también proporcionan un contenido energético explotable, debido a sus particularidades orográficas.

4.2 ENERGÍA DEL VIENTO

Un aerogenerador obtiene su potencia de entrada convirtiendo la fuerza del viento en un par (fuerza de giro) actuando sobre las palas del rotor. La cantidad de energía transferida al rotor por el viento, P_{vo} , está asociada a un caudal de aire, \dot{m}_a , de velocidad media v_o , con densidad del aire ρ_a , que atraviesa un área transversal A y puede calcularse como:

$$P_{vo} = \frac{1}{2} \cdot \dot{m}_a \cdot v_o^2 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_o^3$$

con $\dot{m}_a = \rho \cdot A \cdot v_o$

Esta expresión muestra la gran dependencia de la potencia con la velocidad. Asimismo indica la conveniencia de operar a nivel del mar, ya que la densidad disminuye a grandes altitudes donde la presión del aire es más baja y por tanto el aire es menos denso. Así, la densidad máxima se da a una temperatura de 15 ° C y presión 1,01325 bares, siendo esta de 1.225 kg/m³. Sin embargo, toda la potencia calculada de la anterior expresión no es aprovechada por el aerogenerador, debido a que la energía cinética del viento es como una corriente abierta, por lo que una deceleración sustancial hace que la corriente rodee a la masa de aire remansada, reduciéndose el caudal por la sección preparada para su captura. Además, aparecen también otras perdidas de diverso tipo en la extracción de la energía, en su transmisión mecánica y finalmente en su conversión eléctrica. Por estas razones, se define un parámetro llamado coeficiente de rendimiento del aerogenerador, C_{pe} , definido como el cociente entre la potencia extraída, es decir, aprovechada P_a , y la disponible en el viento. Así para una corriente estacionaria valdría:

$$C_{pe} = \frac{Pa}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_o^3}$$

En 1920, Betz calculó que el valor máximo teórico de C_{pe} es igual a 0,593 (16/27), y por tanto a este valor se le suele llamar “Límite de Betz”. Esta demostración consiste en calcular la velocidad media del aire en el rotor en función de la velocidad del aire antes de llegar a las palas v_o y después v_s . El que la relación entre la velocidad de entrada y de salida sea la que maximiza la potencia del aerogenerador o sea otra, depende del diseño del mismo. En realidad, C_{pe} es una función de la velocidad del viento en flujo libre, v_o . La forma de esta función depende del diseño del aerogenerador y $C_{pe}(v_o)$ debe determinarse experimentalmente para cada sistema.

Por otro lado, cabe mencionar que para calcular la potencia transmitida a la carga, habría que multiplicar la potencia extraída o aprovecha, Pa , además de por C_{pe} , por el rendimiento de los sistemas de transmisión mecánica y por la carga que esté acoplada (generador eléctrico, bomba, etc). En el rango de velocidades de funcionamiento del aerogenerador, C_{pe} suele tomar valores comprendidos entre 0,15 y 0,5, es decir, la potencia en el rotor o aprovechada puede ser de 2 a 7 veces menor que la potencia eólica disponible P_{vo} .

Cualquier máquina eólica viene caracterizada energéticamente por la curva que nos da el coeficiente de potencia respecto a otro coeficiente adimensional llamado velocidad específica, λ , calculándose dicho parámetro de la siguiente manera:

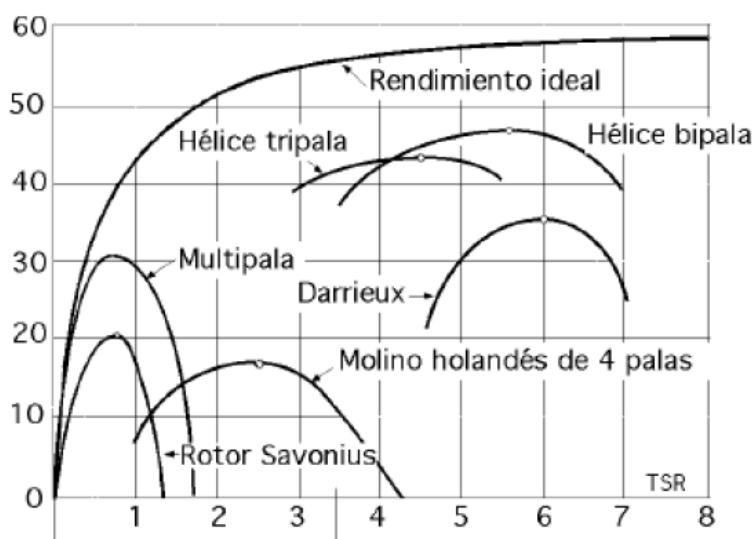
$$\lambda = \frac{v_0}{v} = \frac{2 \cdot N \cdot \pi \cdot R}{v}$$

Siendo:

v : velocidad del viento a una distancia de cuatro o cinco diámetros antes de la eólica.

v_o : velocidad periférica de las palas

N : velocidad de rotación en vueltas/seg.



Variación del coeficiente de potencia C_p máximo con el parámetro de la velocidad del rotor λ .

Otro factor a tener en cuenta a la hora de querer calcular la potencia de un aerogenerador es la variación de la velocidad a medida que aumenta su altura sobre el nivel del suelo. Esto es así, debido a que las fuerzas de rozamiento y el efecto de frenado debido a las irregularidades del terreno son más intensas en las capas que se encuentran en contacto con el terreno. Para la toma de medidas lo habitual es hacerlas a 10 metros sobre el nivel del suelo, lo cual no siempre coincide con la altura del rotor del aerogenerador, que suele situarse a mayor elevación. De este modo para corregir estos datos se suele usar una ley de variación con la altura como la siguiente:

$$\frac{v_1}{v_2} = \left(\frac{h_1}{h_2} \right)^\gamma$$

Donde v_1 es la velocidad del viento medida a la altura h_1 sobre el nivel del suelo, y v_2 es la velocidad del viento a la altura h_2 a la que se encuentra el rotor del aerogenerador. γ por su parte es un coeficiente empírico que tiene en cuenta la rugosidad del terreno y toma los siguientes valores:

Nivel de rugosidad del terreno	γ
No rugoso (arena, nieve, mar)	0,10-0,13
Poco rugoso (herba, campo de cereales)	0,13-0,20
Rugoso (bosque, casas pequeñas)	0,20-0,27
Muy rugoso (edificios grandes)	0,27-0,40

Valores del coeficiente γ en función de la rugosidad del terreno

4.3 ESTUDIO TÉCNICO DEL VIENTO

A continuación se va a describir cada uno de los pasos seguidos en el tratamiento de los datos de viento del emplazamiento donde se encuentra el Parque Eólico, desde su recogida en el Instituto Nacional de Meteorología, hasta la obtención del potencial eólico disponible en la zona, el cual marcará el diseño definitivo del Parque Eólico.

4.3.1 Obtención de los datos

El viento, debido a su origen, presenta una gran variabilidad, tanto en dirección como en intensidad, así como de un lugar a otro. Por lo tanto, para la instalación de un parque eólico, en primer lugar hay que hacer un estudio de vientos de la zona donde se vayan a ubicar los aerogeneradores. Este estudio puede realizarse con medidas in-situ durante un tiempo prolongado (mínimo un año), o bien consultar atlas eólicos elaborados por otras fuentes, como por ejemplo el Instituto Nacional de Meteorología.

Para las medidas in-situ, es necesario instalar un sistema que registre la velocidad del viento a intervalos regulares (por ejemplo, cada 5 minutos o cada hora, dependiendo de las características del estudio) y su dirección. Con estos datos se elaboran posteriormente diversos diagramas de velocidades y direcciones y se ajustan a funciones estadísticas de densidad de probabilidad.

Para la elaboración de atlas eólicos se instalan en la zona estaciones de medida seleccionadas según diversos criterios de características topográficas. Los datos eólicos obtenidos en las mismas (velocidad y dirección del viento a intervalos regulares según un cierto periodo de tiempo) se introducen en modelos de simulación de campos de vientos, obteniéndose así una información general sobre la zona. Estos modelos requieren además de los datos del viento, información concreta sobre la topografía de la zona (orografía, accidentes naturales o construcciones, etc).

Debido a que este proyecto es meramente académico no se va a poder disponer de la medición in-situ, así que se ha optado por acudir al Instituto Nacional de Meteorología para obtener un estudio de vientos de la zona del aeropuerto de Zaragoza.

Los datos proporcionados recogen los vientos de la zona periódicamente cada mes. Su código indicativo es 9434 ZARAGOZA/AEROPUERTO, y fueron tomados a una altitud de 263 metros en las siguientes coordenadas geográficas: Latitud 41° 39'43" N y Longitud 01°00'29" W. Así, los datos de los que se dispone son de los años 2010 y 2011, estando entre estos datos la dirección, velocidad y día de la racha máxima, distribución temporal del viento en los diferentes octantes, porcentajes y velocidades en 16 puntos cardinales, porcentajes de velocidad en determinadas velocidades, entre otros.

4.3.2 Nivel de viento

Las velocidades medias mensuales en km/h, los proporcionados por INM y en m/s, para una mejor comprensión de los datos, se muestran en la siguiente tabla:

AÑO 2010	Velocidad media		AÑO 2011	Velocidad media	
	km/h	m/s		km/h	m/s
ENERO	19	5,28	ENERO	13	3,61
FEBRERO	18	5,00	FEBRERO	19	5,28
MARZO	20	5,56	MARZO	16	4,44
ABRIL	13	3,61	ABRIL	18	5,00
MAYO	23	6,39	MAYO	16	4,44
JUNIO	19	5,28	JUNIO	19	5,28
JULIO	19	5,28	JULIO	21	5,83
AGOSTO	19	5,28	AGOSTO	14	3,89
SEPTIEMBRE	15	4,17	SEPTIEMBRE	12	3,33
OCTUBRE	18	5,00	OCTUBRE	14	3,89
NOVIEMBRE	15	4,17	NOVIEMBRE	12	3,33
DICIEMBRE	15	4,17	DICIEMBRE	18	5,00
MEDIA	17,75	4,93	MEDIA	16	4,44

Considerando los datos obtenidos de las velocidades del viento durante los años 2010 y 2011, se tiene una velocidad media de 4,69 m/s, velocidad que según la Escala de Beaufort en el apartado efectos sobre un aerogenerador es la indicada para el arranque de máquinas ligeras. Por otro lado, la velocidad de arranque del aerogenerador escogido es de 4 m/s, por lo que la zona donde se pretende colocar el Parque Eólico es apta.

Velocidad del viento		Descripción	Efectos sobre un aerogenerador	Efectos en tierra	Efectos en mar
m/s	km/h				
0-0,4	0-2	Calma	Ninguno	Humo vertical	Mar en calma
0,4-2	2-6	Ventolina	Ninguno	El humo se inclina pero no se mueven las veletas	Pequeños rizos en las olas
2-4	6-13	Flojito	Ninguno	Se mueven las hojas y se nota el viento en la piel. No se mueven las veletas	Olas sin romper
4-6	13-21	Flojo	Arranque de máquinas ligeras	Se mueven las hojas continuamente y se extienden las banderas	Rompen algunas olas y el mar se torna cristalino
6-8	21-31	Moderado	Arranque de máquinas de potencia elevada	El polvo se muere y se agitan las ramas pequeñas	Se alargan las olas y se ven crestas blancas
8-11	31-40	Fresco	Un tercio de la producción	Los árboles pequeños se balancean. Se comenta que hace viento	Crestas blancas en todas las olas
11-14	40-51	Duro	Rango alto de producción	Se mueven las ramas grandes y silban los cables eléctricos	Aparecen grandes olas con espuma en las crestas
14-17	51-63	Muy Duro	Producción máxima	Se agitan todos los árboles. Es molesto caminar cara al viento	Mar gruesa
17-21	63-76	Galerna	Parada de máquinas	Se rompen las ramas pequeñas. Difícil caminar	Olas altas de longitud mayor. Se pulverizan las crestas
21-25	76-88	Temporal	Máquinas paradas	Las ramas medianas se quiebran. Pequeños daños estructurales	Se rompen las olas altas. La bruma reduce la visibilidad
25-29	88-103	Galerna fuerte	Diseño específico contra daños	Árboles arrancados de cuajo y daños estructurales (techos, etc)	Rompen las olas muy grandes con mucha bruma
29-33	103-117	Borasca	Sólo sobreviven las máquinas más resistentes	Daños externos	Muy baja visibilidad por la bruma
33-37	117-134	Huracán	Daño seguro si no se abate	Condiciones de desastre (ciclones tropicales)	Los barcos se ocultan en las olas. Superficie del agua toda blanca
...	...				
57-62	204-22	Ciclón			

Escala de Beaufort. Velocidad del viento. Efectos en tierra, mar y sobre el aerogenerador

4.3.3 Adaptación de los datos de viento al emplazamiento

Como se menciono anteriormente, la velocidad medida debe corregirse para adecuar su valor a la altura a la que se coloque el rotor del aerogenerador. Así, si la torre de medición donde se tomaron las medidas estuvo a 10 m de altura habrá que hacer la correspondiente corrección, en este caso a 100 m ya que es la altura del aerogenerador elegido.

Así utilizando la siguiente expresión, y tomando como valor de rugosidad del terreno (γ) 0,15 considerando que se trata de un terreno poco rugoso, dado que la zona donde se van a instalar los aerogeneradores es un campo con poca vegetación. Se procederá al cálculo de las nuevas velocidades.

$$v_1 = v_2 \left(\frac{h_1}{h_2} \right)^\gamma$$

AÑO 2010	Velocidad media		AÑO 2011	Velocidad media	
	km/h	m/s		km/h	m/s
ENERO	26,84	7,46	ENERO	18,36	5,10
FEBRERO	25,43	7,06	FEBRERO	26,84	7,46
MARZO	28,25	7,85	MARZO	22,60	6,28
ABRIL	18,36	5,10	ABRIL	25,43	7,06
MAYO	31,82	8,84	MAYO	22,13	6,15
JUNIO	26,84	7,46	JUNIO	26,84	7,46
JULIO	26,84	7,46	JULIO	29,66	8,24
AGOSTO	26,84	7,46	AGOSTO	19,78	5,49
SEPTIEMBRE	21,19	5,89	SEPTIEMBRE	16,95	4,71
OCTUBRE	25,43	7,06	OCTUBRE	19,78	5,49
NOVIEMBRE	21,19	5,89	NOVIEMBRE	16,95	4,71
DICIEMBRE	21,19	5,89	DICIEMBRE	25,43	7,06
MEDIA	25,07	6,96	MEDIA	22,60	6,28

Velocidades mensuales medias a 100 m

Por lo tanto la velocidad media del viento en los años 2010 y 2011 a la altura de 100 m es de 6,62 m/s, velocidad más que apta para la puesta en funcionamiento del Parque Eólico.

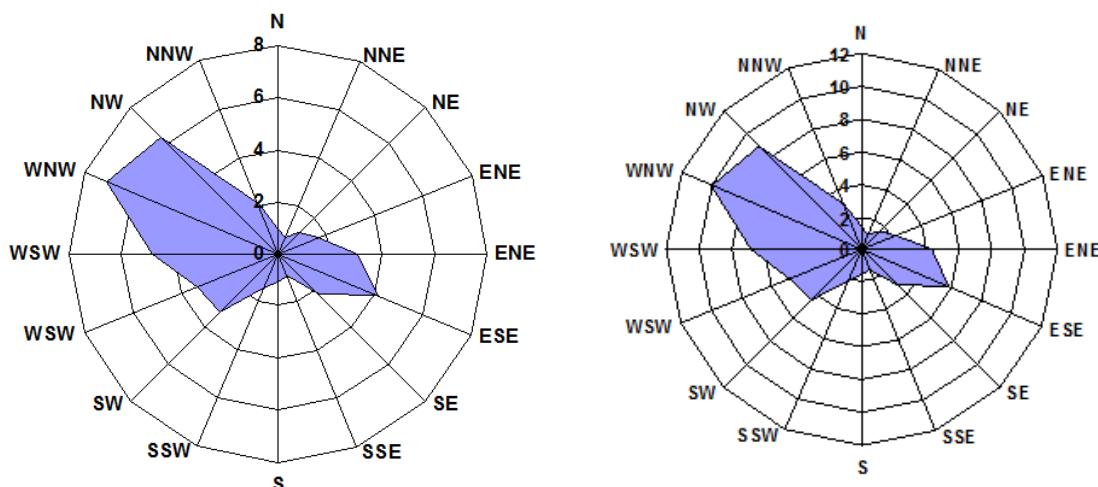
4.3.4 Distribución de velocidades

Para mostrar la información sobre las distribuciones de velocidades del viento y la frecuencia de variación de las direcciones del viento, puede dibujarse la llamada rosa de vientos basándose en observaciones meteorológicas de las velocidades y direcciones del viento. La rosa esta dividida en dieciséis sectores, cada uno indicando una dirección del viento.

La distribución de direcciones, rosa de vientos, resulta de gran importancia, especialmente para el diseño de la implantación de aerogeneradores, a fin de ubicar las máquinas en función de la variabilidad direccional del régimen de viento en todo el emplazamiento, de modo que se optimice la instalación desde un punto de vista energético, reduciendo al máximo las pérdidas por estelas.

Las velocidades que se van a tomar para calcular la rosa de vientos son las dadas por el INM, es decir a una altura de 10 m y puesto que la altura de aerogenerador elegido es de 100 m, se va a hacer una corrección de la velocidad, aunque en lo que se refiere a la rosa de vientos va a hacer igual que con la anterior velocidad, pero con una mayor velocidad del viento según la dirección.

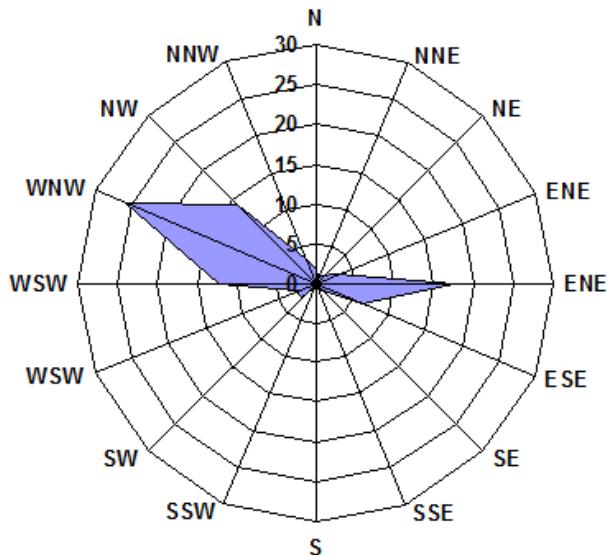
A continuación se muestran las rosas de vientos media de los años 2010 y 2011.



Rosa de vientos a 10 m y 100 m

Como se puede observar en ambas gráficas de rosas de vientos la dirección predominante del viento se da en la dirección oeste noroeste (WNW), donde los vientos llegan a alcanzar velocidades medias de 7,1 m/s y 10 m/s a las alturas de 10 m y 100 m, respectivamente.

En el siguiente gráfico donde se representa una rosa de vientos con las frecuencias anuales de esas velocidades, se puede comprobar que las direcciones donde mayor frecuencia de viento hay coincide con las direcciones donde mayor velocidad de viento hay.



Rosa de direcciones medias del viento

Para un mayor aprovechamiento del viento los aerogeneradores deben estar posicionados de forma perpendicular a la dirección marcada por el viento predominante, que tal como se puede observar en la rosa de direcciones medias del viento, corresponde a la zona WNW. De este modo, los aerogeneradores tendrán sus palas totalmente enfrentadas al viento, de forma que los dos vientos predominantes, en este caso WNW y ENE, sean máximamente explotados.

4.3.5 Distribución Weibull

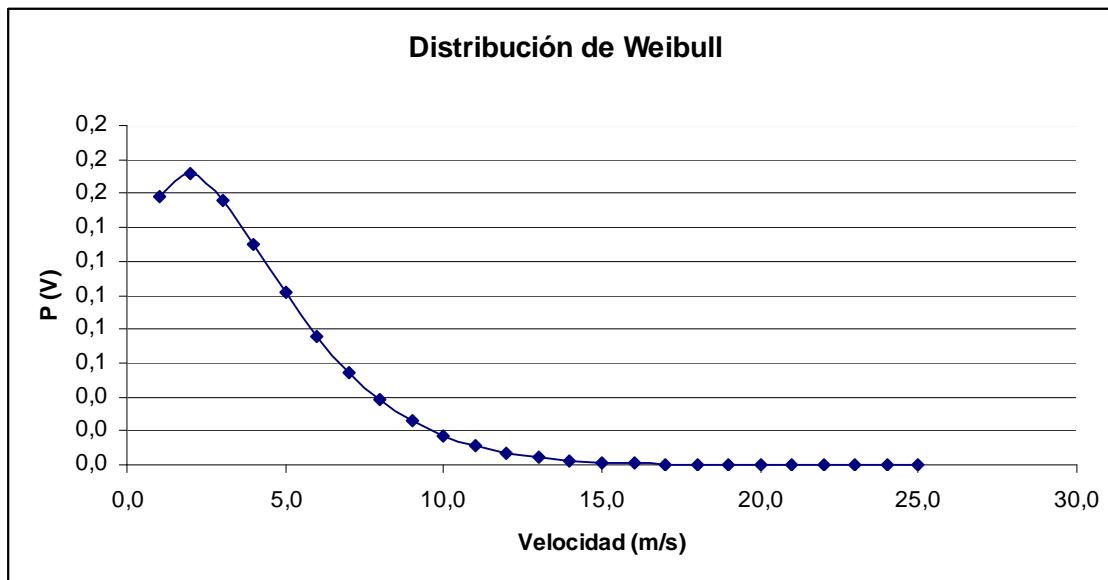
Para la industria eólica es muy importante ser capaz de describir la variación de las velocidades del viento, que para un emplazamiento típico, esta variación suele describirse utilizando la llamada Distribución de Weibull.

La Distribución de Weibull es un gráfico que muestra la posibilidad que existe de que un viento de una zona llegue alcanzar una determinada velocidad. De este modo, el área bajo la curva siempre vale exactamente 1, ya que la probabilidad de que el viento sople a cualquiera de las velocidades, incluyendo el cero, debe ser del cien por cien.

Para el cálculo de la Distribución de Weibull se usará la siguiente expresión, que será más desarrollada en los cálculos justificativos.

$$p(V) = \frac{k}{c} \times \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \times e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k}$$

Donde $p(V)$ es la probabilidad asociada a la velocidad “V”, “c” es el factor de escala que tiene unidades de velocidad y “k” es el factor de forma adimensional. El siguiente gráfico muestra la forma que tendrá la Distribución de Weibull.



Distribución de Weibull

Se puede apreciar que la distribución de probabilidad del viento en un emplazamiento no es simétrica, es decir, son escasos los vientos fuertes y bastante más comunes los suaves o medios.

4.3.6 Descripción del Parque Eólico

4.3.6.1 Selección de los aerogeneradores

El Parque Eólico estará constituido por un total de 10 aerogeneradores Gamesa modelo G87-2.0 MW de potencia unitaria y con una altura de torre de 100 m. Siendo la potencia total instalada del parque de 20 MW.

Los aerogeneradores serán de paso y velocidad variable ya que estas características aseguran una potencia de salida suave y, al mismo tiempo, se reducen las cargas de manera significativa. Además vienen incorporados con las últimas tecnologías para extraer la máxima energía del viento con la mayor eficiencia, tales como:

- Materiales compuestos reforzados con fibra de vidrio y carbono para lograr palas más ligeras, manteniendo la rigidez y la resistencia
- Sistema de control remoto, Gamesa WindNet®
- Mantenimiento predictivo Gamesa SMP
- Control de ruido Gamesa NRS®
- Soluciones para una óptima conexión a red

A continuación, se presentan las características técnicas generales de los aerogeneradores Gamesa G87-2.0MW.

- Rotor

Diámetro	87 m
Área de barrida	5.945 m ²
Velocidad de giro.....	9,0 – 19,0 rpm
Sentido de giro.....	Agujas del reloj
Peso (incl. Buje).....	Aprox. 37 T
Peso (incl. Buje y Nacelle)	Aprox. 107 T

- Palas

Número de palas	3
Longitud.....	42,5 m
Perfil	DU+ FFA-W3
Material.....	Fibra de vidrio
preimpregnada de resina epoxy + fibra de carbono	
Peso pala completa	6.150 kg

- Torre

Tipo de la torre.....	Modular
Altura	100m
Nº Secciones	5
Peso.....	242 T

- Multiplicadora

Tipo.....	1 etapa planetaria
Ratio.....	1:100,5 (50Hz)

- Generador 2.0 MW

Tipo.....	Generador doblemente alimentado
Potencia nominal	2.0 MW
Tensión	690 V AC
Frecuencia.....	50 Hz / 60Hz
Clase de protección.....	IP 54
Factor de potencia.....	0,95 CAP - 0,95 IND en todo el rango de potencias

4.3.6.2 Emplazamiento de los aerogeneradores

Este es uno de los puntos más importantes en la construcción del parque, ya que dicha distribución condiciona bastante la inversión del parque. Una colocación eficiente supone, que cada aerogenerador este colocado de tal manera que exista un mínimo de espacio necesario entre ellos para evitar casos de posibles turbulencias y que el viento entre de modo directo en cada uno de ellos para que así se pueda obtener la máxima potencia disponible en todos los molinos.

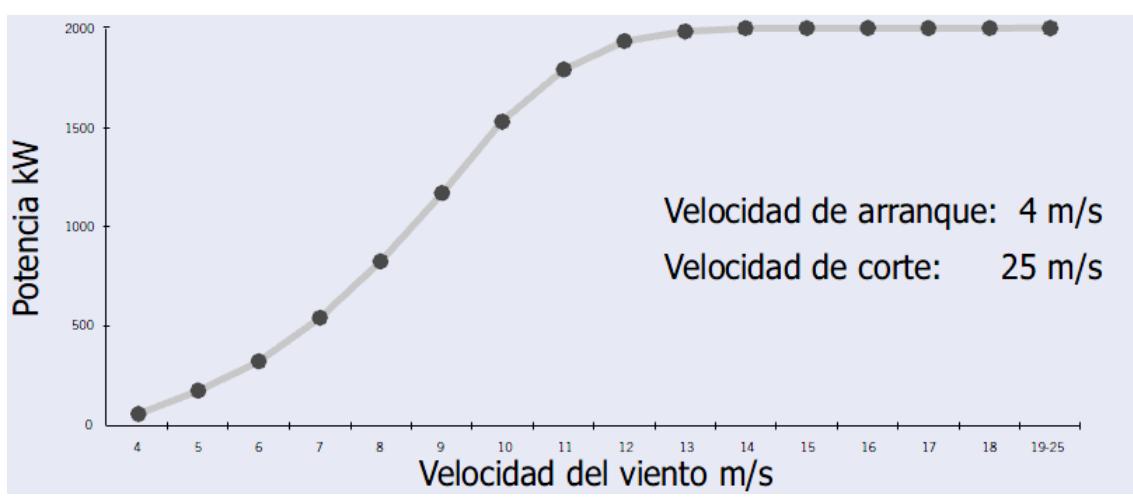
Un aerogenerador siempre va a crear un abrigo en la dirección a favor del viento. Por tanto, lo ideal sería separar las turbinas lo máximo posible en la dirección de viento dominante.

Como ya se vio en un apartado anterior, en el cálculo de la rosa de vientos, el viento predominante, es decir donde mayor velocidad y frecuencia se registraron fue en la zona WNW. Por lo tanto, los aerogeneradores de este parque estarán orientados de manera perpendicular a dicha dirección.

Como norma general, la separación entre aerogeneradores en un parque eólico es de 5 a 9 veces el diámetro del rotor en la dirección predominante del viento (distancia entre filas de aerogeneradores), y de 3 a 5 veces el diámetro del rotor en la dirección perpendicular a la dirección predominante del viento (distancia entre aerogeneradores de la misma fila). En el caso de nuestro parque como en un principio no hay restricción de espacio, se colocará a los 10 aerogeneradores en línea recta perpendiculares a la dirección predominante del viento. La distancia entre estos aerogeneradores será de 4 veces el diámetro del rotor, lo que equivale a 348 metros.

4.3.6.3 Cálculo de la producción de energía del parque

La curva de potencia utilizada en el cálculo de la producción para una densidad del aire de 1,225 kg/m³ en base a perfiles de pala DU (Delft University) y FFA-W3, es la siguiente:



Curva de potencia G87 – 2.0 MW

Otros parámetros a considerar en el cálculo de esta curva son:

- La frecuencia de 50 Hz
- Ángulo de calado de pala variable (control tipo pitch)
- Intensidad de turbulencia del 10 %
- Velocidad variable del rotor de 9,0 -19,0 rpm.

En el anterior gráfico se puede observar la potencia de cada aerogenerador en relación a la velocidad, que se ha obtenido del catálogo de nuestro aerogenerador donde hay una tabla que nos muestra la potencia que da el aerogenerador para una velocidad determinada. A continuación se ha multiplicado la probabilidad de que se dé esa velocidad por la potencia que dará el aerogenerador, y la suma de todas esas operaciones nos dará la producción total de un aerogenerador, en este caso 341,41 kW.

La producción prevista está expuesta y desarrollada en los cálculo justificativos, la siguiente tabla es un cuadro resumen de resultados del parque. Todos los parámetros que aparecen en el cuadro están de manera más detallada en los cálculos justificativos.

Resultados del Parque Eólico			
Aerogenerador G-87 2 MW			
Datos	Fórmula	Valor	Unidad
Horas del año (H)		8.760	H
Número de aerogeneradores (N)		10	
Potencia nominal del aerogenerador (Pn)		2	MW
Potencia nominal del parque (Pn_p)	$Pn_p = Pn \times N$	20	MW
Potencia media del aerogenerador (P_media_aerog)		341,41	kW
Potencia media del parque (P_med)	$P_{med} = P_{media_aerog} \times N$	3,41	MW
Factor de utilización (Fu)		0,96	
Estela o Sombra (Fs)		1	
Rendimiento eléctrico (Re)		0,97	
Rendimiento total (RTOTAL)	$RTOTAL = Fu \times Fs \times Re$	0,9312	
Energía anual de un aerogenerador (Eag)	$Eag = Pn \times Hee$	2.785	MWh/año
Energía anual del parque (Eap)	$Eap = Pn_p \times Hee$	27.850	MWh/año
Ratio de producción (RP)	$RP = Eap / (Pn_p \times h/año)$	0,159	
Horas equivalentes eólicas (Hee)	$Hee = (P_{med_aerog} \times h \times Rtotal) / Pn$	1.392,50	H

Cuadro resumen

5. AEROGENERADORES

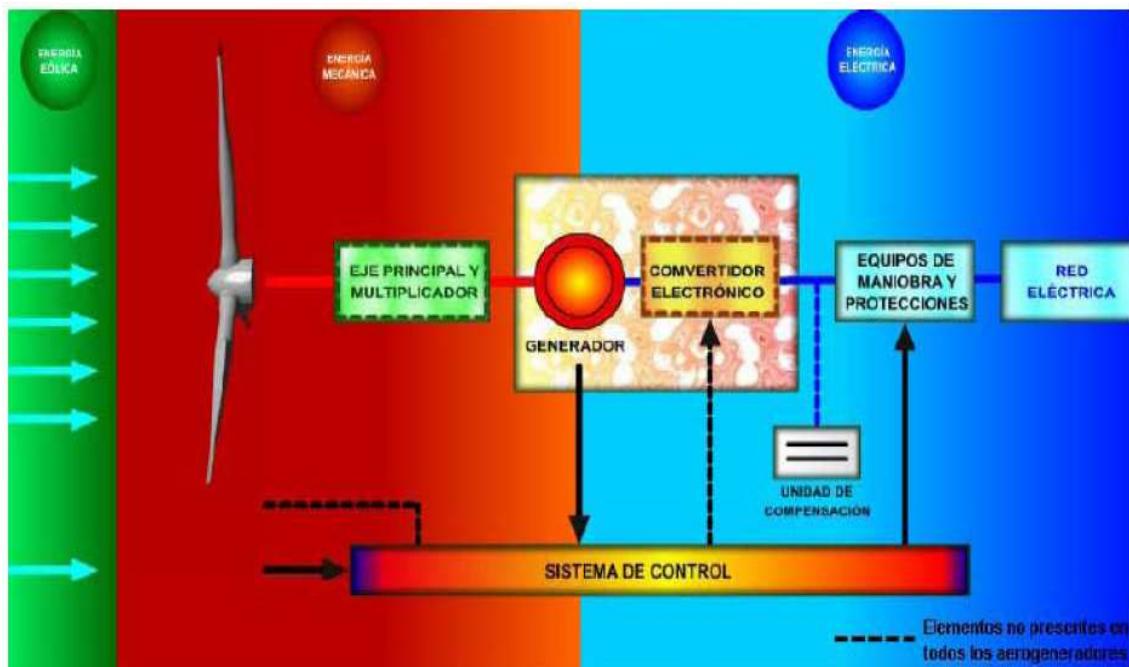
Un aerogenerador o turbina eólica es una máquina capaz de transformar, de forma eficiente, la energía cinética contenida en el viento en energía eléctrica. La energía cinética del viento se convierte en energía mecánica rotacional y este movimiento se transmite mediante una serie de engranajes a un generador que produce la energía eléctrica.

Los aerogeneradores pueden trabajar de manera aislada o agrupados en parques eólicos o plantas de generación eólica, distanciados unos de otros, en función del impacto ambiental y de las turbulencias generadas por el movimiento de las palas.

La corriente eléctrica generada es transmitida mediante cables conductores a un centro de control donde se almacena en acumuladores o se distribuye a los centro de consumo o se evaca hacia la red de transporte de energía eléctrica.

Para que esta energía pueda ser aportada a la red eléctrica, los aerogeneradores deben estar dotados de un sistema de sincronización para que la frecuencia de la corriente generada se mantenga perfectamente sincronizada con la frecuencia de la red.

En España los aerogeneradores se encuentran normalmente en zonas montañosas alejadas de los núcleos de población, en forma de agrupaciones (a veces de gran tamaño). Mientras que en Europa, distinguiéndose un modelo centro-europeo, los aerogeneradores suelen ubicarse en pequeñas agrupaciones en las cercanías de las ciudades.



Conversión de energía en un aerogenerador

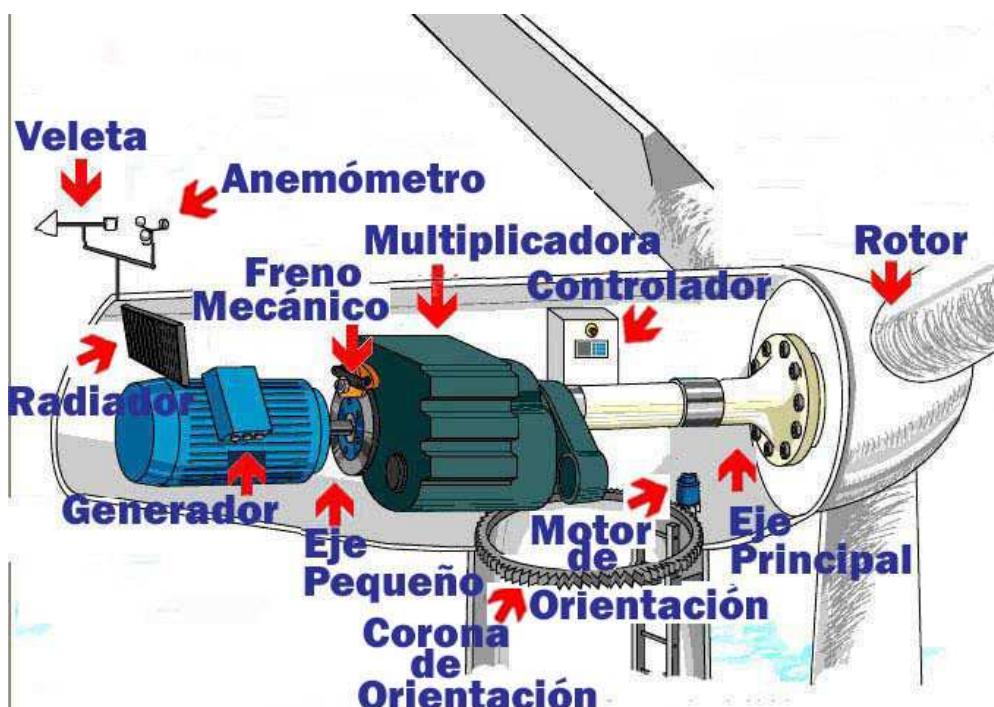
5.1 COMPONENTES PRINCIPALES DE UN AEROGENERADOR

Los componentes principales de un aerogenerador son la torre que soporta la góndola, las aspas y el generador eléctrico. Actualmente la mayoría de los aerogeneradores modernos son de tres palas, orientadas a barlovento, con torre tubular y sistemas de orientación activos para obtener el máximo rendimiento y proteger al generador en caso de vientos fuertes. Aunque estas características se pueden considerar comunes en los aerogeneradores modernos, existen diferencias significativas en aspectos relativos al tipo de generador eléctrico y los sistemas de control del aerogenerador.

Para entender la necesidad que tienen todos los sistemas que componen un moderno aerogenerador es importante conocer el principio de funcionamiento de estos sistemas y el proceso de conversión de energía que se produce en ellos.

Cuando la velocidad del viento que incide sobre un aerogenerador aumenta, lo hacen también las fuerzas que se producen sobre las palas. Estas fuerzas desarrollan par mecánico y esfuerzos sobre los elementos mecánicos del aerogenerador. El par mecánico desarrollado por la turbina, cuando está girando a una determinada velocidad, produce una potencia mecánica que se transmite al generador y se convierte finalmente en energía eléctrica.

En este proceso de conversión de energía intervienen fundamentalmente: el rotor eólico que es elemento que convierte la energía cinética del viento en energía mecánica, el tren de potencia que transmite la potencia mecánica desarrollada por la turbina al generador eléctrico mediante una caja de multiplicación de velocidad, y por último, el generador eléctrico que es el dispositivo encargado de transformar la energía mecánica en eléctrica. Algunos sistemas disponen, entre el generador y la red eléctrica, de convertidores electrónicos cuya función es por una parte controlar la velocidad de giro del generador y por otra acondicionar la energía eléctrica generada.



Componentes de un aerogenerador

A continuación se va a analizar las partes constituyentes de un generador.

5.1.1 Rotor eólico

El rotor es el conjunto de componentes del aerogenerador que giran fuera de la góndola, estos componentes son las palas, el buje y el mecanismo de cambio de paso de la pala. Desde un punto de vista de diseño y fabricación, cada uno de estos componentes se puede considerar como elementos independientes. Sin embargo, en el estudio de su funcionamiento es conveniente considerarlos como partes del rotor eólico o bien como componentes del tren de potencia. Las palas, pertenecen claramente al rotor eólico, sin embargo, en cuanto al buje y al mecanismo de cambio de paso esta pertenencia no es tan clara.

El rotor más utilizado en turbinas eólicas es el rotor tipo hélice cuyo principio de funcionamiento aerodinámico y estructural es similar al de las hélices utilizadas en la tecnología aeronáutica. Este principio es el que se aplica en la mayoría de los motores eólicos de los aerogeneradores de eje horizontal, los más utilizados en la actualidad.

En la mayoría de los casos el rotor está situado a barlovento de la torre, es decir, enfrentado a la dirección del viento. En este caso el aerogenerador debe poseer un dispositivo de orientación, pero tiene la ventaja de que los efectos de cargas de fatiga, sobre las palas del rotor son menores. En el caso de que el rotor esté situado a sotavento, la turbina puede autoorientarse, pero los efectos de cargas de fatiga de las palas del rotor son mayores.

Otro de los parámetros importantes relacionados con el rotor eólico es la distancia libre entre la punta de la pala y la torre (clearance). Esta distancia depende, del ángulo de conicidad, que es el ángulo que forma el eje longitudinal de la pala con respecto al plano normal del eje de giro del rotor, de la deformación elástica de la pala cuando está cargada y del ángulo de inclinación del eje de rotación.

Este ángulo de inclinación aumenta la distancia libre entre la pala y la torre, pero debe ser necesariamente pequeño, ya que reduce el área barrida por el rotor (proyección sobre un plano vertical de la superficie generada por las palas en su movimiento de giro) e introduce una componente vertical de par que tiende a girar la góndola. Sin embargo, si se considera este ángulo en los diseños, ya que se han registrado accidentes en los que una pala ha chocado con la torre. Este tipo de fenómenos se produce normalmente en zonas de terreno complejo donde es probable que aparezcan perfiles inversos de la velocidad del viento que aumentan las cargas aerodinámicas y por lo tanto la deformación elástica justo en el momento que la pala pasa cerca de la torre.

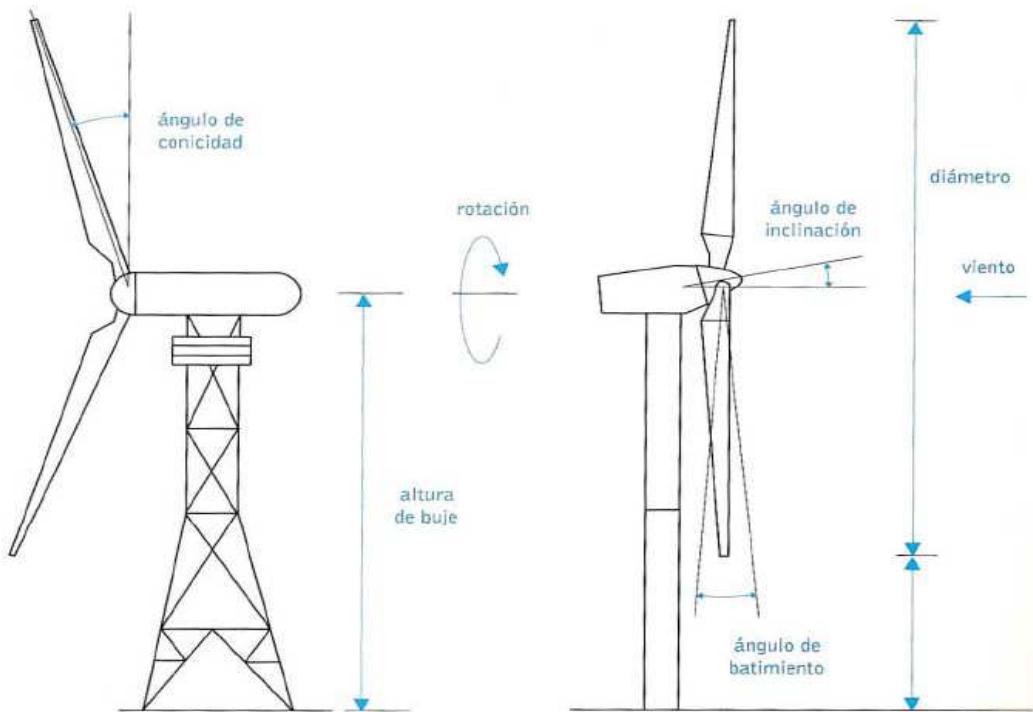
5.1.2 Buje

Otro de los componentes del rotor es el buje, que es el elemento que conecta las palas al eje principal, y éste a su vez a la caja de cambios. El buje puede ser rígido o basculante.

En el buje rígido la pala se atornilla al buje y ésta se fija rígidamente al eje de giro, comportándose las palas como una viga con respecto al sistema de giro, transmitiendo todas las cargas que recibe directamente al tren de potencia. Este tipo de bujes se emplea en máquinas de tres palas donde el rotor está dinámicamente más equilibrado.

En el buje basculante se reduce las cargas que se producen en los bujes rígidos. Estos bujes están conectados al tren de potencia a través de un apoyo que les permite pivotar libremente. Esta pieza permite pequeños movimientos (ángulos menores a un $\pm 10\%$) en dirección perpendicular al rotor con respecto al plano de rotación. La frecuencia de este movimiento es proporcional a la velocidad de giro del aerogenerador. Este tipo de bujes se emplea con frecuencia en rotores de dos palas, ya que el efecto pivote hace que se equilibren las cargas aerodinámicas en cada vuelta.

Si la máquina está controlada por cambio de paso, es decir, controla el ángulo de pala, el buje deberá incorporar unos cojinetes en la raíz de cada pala, que permitan únicamente ese movimiento de cambio de paso, así como el mecanismo correspondiente para poder llevarlo.



Configuración general de turbinas de eje horizontal
A la izquierda, disposición a sotavento y a la derecha, disposición a barlovento

5.1.3 Palas

Las palas son el elemento más importante del aerogenerador, ya que son las que captan la energía y el componente que más problemas de diseño presenta. Además representan el mayor coste de la máquina, alrededor del 30 % de la inversión total.

Debe cumplir con los siguientes objetivos:



1. Maximizar la energía obtenida mediante un diseño aerodinámico apropiado.
2. Ser capaces, mediante un sistema de control adecuado, de limitar la potencia máxima a la nominal de la aeroturbina.
3. Evitar fenómenos de resonancia y amplificación excesiva de la carga dinámica.
4. Resistir las cargas extremas.
5. Evitar deflexiones excesivas. Las palas son como vigas empotradas en el buje que están sometidas a un importante momento flector en su base, debido fundamentalmente a la componente de la fuerza de tumbado. Dicha fuerza dobla la punta de la pala hacia sotavento y en caso en que el rotor está situado a barlovento de la torre, se ha llegado a producir el accidente en el que las palas peguen contra la torre.
6. Minimizar peso y coste sin dejar de tener en cuenta los puntos anteriores.

Atendiendo a los parámetros de diseño, los principales factores a tener en consideración en la elección de las palas son:

5.1.3.1 Número de palas

Se pueden encontrar aerogeneradores de una, dos, tres y hasta seis palas. En general, el uso más extendido para la generación de electricidad es de tres palas, ya que un menor número de palas permite mayores velocidades de giro del rotor, y esto permite que tanto el generador como el multiplicador sean de menor peso y tamaño, lo que conllevaría una reducción considerable de costes. La desventaja de conseguir una mayor velocidad de giro en el rotor es que, el ruido producido es proporcional a la velocidad punta de la pala, por lo que no se deben aumentar excesivamente las velocidades de giro.

Aunque el rendimiento aumenta con el número de palas, esta comprobado que a partir de tres palas este incremento es muy pequeño, por lo que no suele ser económicamente rentable añadir una pala más, puesto que un menor número de palas implica la reducción de los costes de fabricación e instalación.

La opción monopala representa ventajas económicas frente a las demás, pero requieren una mayor velocidad de giro para producir la misma energía de salida. Al tener una sola pala, requiere de un contrapeso en el lado del buje opuesto a la pala para evitar una asimetría de cargas, aunque siempre existirá una asimetría en las fuerzas aerodinámicas que aumentará las cargas de fatiga.

Los diseños bipalas usados ampliamente en Estados Unidos, presenta ventajas en cuanto a costes y peso. Como inconvenientes presentan la necesidad de un diseño más complejo, con un rotor basculante (buje oscilante), que tiene que ser capaz de inclinarse para evitar fuertes sacudidas en la turbina cada vez que una de las palas pasa por la torre. Otros inconvenientes son su mayor impacto visual sobre el paisaje y su mayor sensibilidad a las vibraciones.

La solución tripala es la más desarrollada en Europa, este diseño es más estable y equilibrado desde el punto de vista dinámico y económico más eficaz que los sistemas con mayor número de palas. En cuanto a la producción de potencia, ésta presenta muy pocas oscilaciones durante cada vuelta, lo que permite el uso de bujes más simples y rígidos. El inconveniente de estos rotores suele ser su mayor peso, complejidad y dificultad de instalación.



Los aerogeneradores multipala son más pesados y caros debido al mayor número de palas, pero tienen la ventaja de emitir menos ruido y de tener un diseño relativamente sencillo, ya que siguen conservando similitud con los antiguos molinos multipala usados para bombear agua de los pozos.

5.1.3.2 Materiales de las palas

La dificultad de fabricación del rotor no está en la aerodinámica sino en la construcción y resistencia de los materiales de la pala, puesto que estos deben cumplir con una serie de condiciones como son la rigidez, resistencia, ligereza y un coste mínimo.

Uno de los primeros materiales empleados para su fabricación fueron las aleaciones de acero y aluminio, pero sus problemas de peso y de fatiga, restringió su uso sólo a aerogeneradores muy pequeños.

El material compuesto más utilizado en la mayoría de las modernas palas de rotor de grandes aerogeneradores es la fibra de vidrio con resina de poliéster, debido a que este material cuenta con una gran versatilidad de fabricación y buenas propiedades estructurales y de resistencia a fatiga. Además, también tiene un bajo coeficiente de dilatación y una reducida conductividad térmica, lo que hace que el uso de estos materiales sea idóneo para la protección del sistema frente al rayo.

Otro material más reciente es la fibra de carbono, utilizado como material de refuerzo en tiras por sus buenas propiedades mecánicas, también se caracteriza por su alta resistencia específica pero su precio hace que el uso de estas palas sea antieconómico para grandes aerogeneradores.

Por último, se está investigando en otro tipo de materiales compuestos (composites) de madera, madera-epoxy o madera-fibra epoxy que aunque todavía no han penetrado en el mercado de las palas eólicas, existe un continuado desarrollo en esa área.

Las propiedades mecánicas a tener en cuenta a la hora de seleccionar el mejor material necesario en la fabricación de las palas son el peso específico (g/cm^3), el límite elástico σ (N/mm^2), el modulo de elasticidad E (KN/mm^2) y la resistencia a fatiga (N/mm^2).

5.1.3.3 Geometría de las palas

La aerodinámica de las palas de los aerogeneradores depende en gran medida de su geometría, que se define indicando la distribución de cuerdas, ángulos de torsión, espesores relativos y tipos de perfil a lo largo de su radio.

La distribución de cuerdas y del ángulo de torsión depende en gran medida de las preferencias que el diseñador establezca en las actuaciones de la aeroturbina. Así por ejemplo, palas con una relación de cuerdas mayor, esto es con longitudes de cuerda mayores en la punta, mejora el coeficiente de potencia a carga parcial y aumenta el par de arranque. Sin embargo, este diseño penaliza el funcionamiento aerodinámico de la turbina a plena carga.

Los espesores relativos son más reducidos en la zona de la punta de la pala (12-15 %) y se acercan más al diseño óptimo aerodinámico. Por el contrario, los espesores relativos aumentan en la zona cercana a la raíz. La prioridad de diseño en esta zona es aportar rigidez estructural a la pala, aunque la distribución de espesores no sea la más adecuada desde un punto de vista aerodinámico.

La forma geométrica de la punta de la pala es otro aspecto que se debe considerar en el diseño aerodinámico ya que influye en la potencia generada de la turbina y en la emisión de ruido acústico.

5.1.3.4 Otros parámetros que se deben tener en cuenta a la hora de elegir una pala son:

La longitud de las palas: está en función de la potencia deseada. También fija la frecuencia de rotación máxima, que la hélice no deberá superar para evitar tensiones en las palas debidas a la fuerza centrípeta. Es esencial tener en cuenta la fatiga de las palas y los riesgos de vibraciones, sobre todo para las palas muy largas.

Perfil: es la forma del borde de ataque de la pala contra el viento.

Fuerza de arrastre: o resistencia es la componente de la fuerza aerodinámica experimentada por un perfil cuando el aire incide sobre el mismo en la dirección paralela al de la velocidad del viento respecto al perfil.

Fuerza de sustentación: es la componente de la fuerza aerodinámica experimentada por un perfil cuando el aire incide sobre el mismo en la dirección perpendicular al de la velocidad del viento respecto al perfil.

Calaje: es el ángulo de ataque de la pala contra el viento, que permite no sólo obtener la potencia óptima, sino que puede utilizarse como sistema de regulación.

La anchura de las palas: no interviene en la potencia de la máquina, que solo es función de la superficie barrida, pero si interviene en el par de arranque. Con palas estrechas y finas se consigue una velocidad de rotación más elevada, pero el par de arranque (facilidad para arrancar) es mayor cuanto más ancha sea la pala.

5.1.4 Sistema de regulación de potencia

Para evitar el mal funcionamiento o incluso la destrucción de un aerogenerador cuando esté se encuentra sometido a vientos demasiado violentos, es necesario equipar al aerogenerador con un sistema que permita disminuir los esfuerzos mecánicos a los que puede estar sometido.

Los sistemas de protección y regulación existentes, funcionan con un nivel de automatización que va desde el control manual hasta la automatización completa, siendo los más sencillos los utilizados en aeromotores multipala de bombeo, donde la velocidad del rotor no tiene porque ser constante y donde además el rendimiento no es una prioridad.

Los aerogeneradores cuentan con sistemas de regulación, que tienen por objeto controlar la velocidad de rotación y el par motor en el eje del rotor, evitando las fluctuaciones producidas por la velocidad del viento. Estos sistemas resultan interesantes en el momento que la aeroturbina comienza a dar potencia, una vez que haya superado la velocidad de giro mínima necesaria para vencer sus pérdidas de potencia internas y empiece a producir electricidad.

Con estos sistemas lo que se pretende conseguir es evitar sobrecargar el tren de potencia de la aeroturbina, fundamentalmente por par motor, y también evitar una velocidad de giro excesiva que ocasione sobreesfuerzos centrífugos. Finalmente atendiendo a estas necesidades y a los límites de funcionamiento del generador, generalmente régimen de giro e intensidad. Podemos encontrarnos, básicamente, con sistemas de regulación por entrada en pérdidas de las palas (stall control) o bien con sistemas de paso variable (pitch control).

En el control por pérdida aerodinámica pasiva (stall control), la pala permanece fija y unida rígidamente al buje del rotor, es decir, está fija en su ángulo de paso. Solo se permite, el movimiento de su extremo final, en algunas ocasiones actuando este a modo de freno aerodinámico, aprovechando así las condiciones aerodinámicas de la propia pala.

La regulación se consigue con el adecuado diseño del perfil de la pala que provoca una mayor pérdida aerodinámica a medida que aumenta la velocidad de la circulación del viento alrededor de la misma, consiguiendo con esto variar el rendimiento y la potencia absorbida.

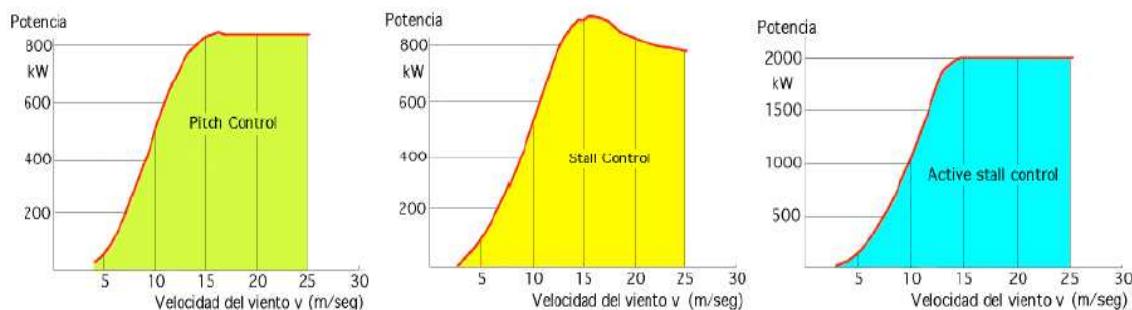
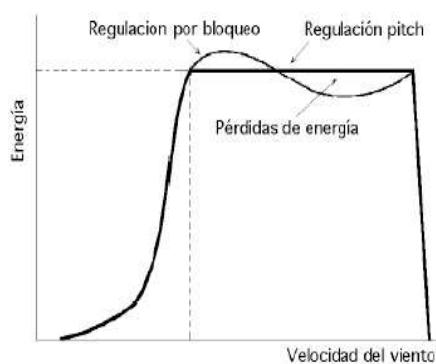
Este método de regulación pasiva se utiliza en aerogeneradores de poca potencia, por lo general en rotores con diámetro menores de 20 m. Al no tener que girar las palas sobre su eje longitudinal, éstas forman con el buje del rotor una pieza única y rígida. La regulación se consigue aumentando o disminuyendo el área útil de captación expuesta al viento. Así, para velocidades de viento mayores que la nominal, el flujo alrededor del perfil de pala se separa de la superficie de la pala, reduciendo así las fuerzas de sustentación, y aumenta el arrastre, evitando que se produzcan potencias superiores a la nominal. La desaceleración más brusca del rotor se consigue mediante la apertura, controlada o automática, de los frenos aerodinámicos situados en cada una de las palas.

Una variante del control stall, es el control por pérdida aerodinámica activa (active stall control) donde las palas son móviles. Para controlar la potencia, a medida que aumenta la velocidad, se disminuye el ángulo de paso, lo que equivale a aumentar el ángulo de ataque y llevar las palas a la zona de pérdida. Las ventajas de este sistema son que se favorece el arranque y que durante la operación estacionaria las cargas son bajas. Sin embargo, al aumentar la velocidad, las cargas crecen rápidamente.

En el control por cambio de paso (pitch control), la pala puede girar sobre sí misma, alrededor de su eje longitudinal, con lo que cambia el ángulo de ataque del flujo de aire entrante para variar las fuerzas impulsoras aerodinámicas y, en consecuencia, la extracción de potencia de la turbina.

Este sistema es más frecuente en aerogeneradores de gran potencia, por lo general mayor de 500 kW y con rotores con diámetro mayores de 20 m, así como en aerogeneradores que trabajan en paralelo con grupos electrógenos (sistemas mixtos eólico-diesel).

En estas máquinas de paso variable existen un conjunto de mecanismos que permiten que las palas modifiquen ese ángulo de ataque del viento incidente sobre ellas para regular la potencia de salida, disminuyendo el rendimiento aerodinámico. La desaceleración del rotor se produce al llevar las palas a situación de bandera, esto es, oponiendo el mínimo perfil a la dirección del viento.



Curvas de potencia para máquinas reguladas por *Pitch*, *Stall* y *Active-Stall*

5.1.5 Sistemas de transmisión

El sistema de transmisión o tren de potencia lo constituyen todos los elementos y componentes de la turbina (el eje lento, el multiplicador de velocidades y el eje de alta velocidad), capaces de transmitir la potencia mecánica al generador eléctrico en las condiciones adecuadas para la generación de electricidad. Además de transmitir la potencia mecánica con el mayor rendimiento posible, sus componentes deben estar diseñados para soportar los esfuerzos de empuje transmitidos por el rotor.

5.1.5.1 Eje lento

El eje lento o de baja velocidad conecta el buje del rotor al multiplicador. Además permite accionar los frenos aerodinámicos, paso variable o controlar los sensores del rotor, gracias a los conductos del sistema hidráulico o eléctrico que contiene.

5.1.5.2 Multiplicador

El multiplicador es el acoplamiento entre el rotor y el generador, y tiene la función de adaptar la baja velocidad de rotación del eje del rotor a las necesariamente más altas del generador eléctrico. Su empleo es necesario en la mayoría de las turbinas de gran potencia, pues se deben limitar las r.p.m del rotor para evitar que las puntas de las palas trabajen a velocidades que comprometan la resistencia de los materiales empleados o induzcan vibraciones perjudiciales. Pero en el caso de las turbinas con una potencia inferior a 10 kW, generalmente, no se usa el multiplicador ya que el rotor está conectado directamente al generador.

Si no se colocara multiplicador en las turbinas de gran potencia, serían necesarios generadores con un número muy elevado de polos, o visto de otra manera, si se pretendiese usar generadores convencionales de 4 o 6 polos sería necesario que el rotor del aerogenerador girase a velocidades muy altas.

El parámetro más importante en el diseño de un multiplicador es su relación de transformación, que es el cociente entre la velocidad de giro rápido y el eje de giro lento. Cuanto menor sea esta relación, menor será el tamaño de este elemento y por tanto, su coste. Así, para reducir esta relación se debe optar por: disminuir la velocidad del generador aumentando el número de polos, o aumentar la velocidad de giro de la turbina en la que el diámetro esté fijado,

Normalmente tienen una relación de transmisión fija entre 1:30 y 1:90, y se dividen habitualmente en tres etapas. Se suelen emplear etapas Epicicloidales y Paralelas.

- Etapa Epicicloidal

Son cajas multiplicadoras de tipo planetario, generalmente más caras y complicadas. Se componen de un solar, varios planetarios, portaplanetarios y corona exterior. La carga se reparte entre los planetarios reduciendo así la carga a transmitir por cada engranaje. Se suele usar en la primera y/o segunda etapa, las de mayor par, y se caracteriza por tener mejor eficiencia que una etapa paralela.

- Etapa Paralela

Son cajas multiplicadoras con engranajes rectos y paralelos con una relación de multiplicación máxima. Suelen usarse para la tercera etapa y también para la segunda dependiendo de la potencia a transmitir. Esta etapa permite que los ejes de entrada y salida no coincidan, y así se emplea el eje hueco de entrada para llevar conducciones eléctricas y/o hidráulicas hasta el buje.

5.1.5.3 El eje de alta velocidad

El acoplamiento de eje rápido es el elemento de unión entre el multiplicador y el generador. Gira normalmente entre 1000 y 1500 r.p.m lo que permite el funcionamiento del generador eléctrico. Suele incluir el disco de freno y el limitador de par, elemento de seguridad ante picos de par por cortocircuitos.

La función de freno mecánico es la de mantener bloqueado el eje de giro durante la puesta en marcha y mantenimiento del aerogenerador, también se puede utilizar en caso de paradas de emergencia si fuera necesario. El freno mecánico también se puede utilizar como freno secundario de apoyo al freno aerodinámico que incorporan las turbinas de cierta potencia.

5.1.6 Góndola

La góndola es el compartimento donde se encuentra el equipo mecánico y eléctrico que permite la transformación de la energía cinética suministrada por el rotor, en energía eléctrica. En su interior está el generador eléctrico, la caja multiplicadora y los sistemas de control, regulación, orientación y frenado.

Se encuentra unida a la torre por una corona dentada para permitir la orientación del rotor al viento, y rotor y las palas por el eje principal que transmitirá la fuerza del viento al multiplicador y al motor sucesivamente. En su parte exterior lleva instalado un anemómetro y una veleta conectados a los sistemas de control de aerogenerador, y unos respiraderos para garantizar la refrigeración del motor.

Se construyen en acero forjado y placas de fibra de vidrio, y suele tener forma troncocónica o cilíndrica para repartir adecuadamente su peso sobre el eje principal. Generalmente posee un microprocesador que permite regular y controlar el ángulo de inclinación de las palas del rotor, así como la posición de éste respecto del viento, para obtener el mayor rendimiento posible.

5.1.7 Torre

La torre del aerogenerador soporta la góndola y el rotor. Su diseño debe ser tal que los modos de vibración que sufra se acoplen adecuadamente a los modos de vibración del rotor. Además, deben ser capaces de tolerar todo el empuje del viento que transmita el sistema de captación y las eventuales vibraciones, y tener una altura suficiente para evitar que turbulencias debidas al suelo (y obstáculos cercanos) afecten a la máquina. Así, se considera a la altura como el parámetro más importante del diseño, ya que cuanto mayor es la altura, mayor es la producción de energía de la turbina, pero a su vez mayor es el coste de la torre y su dificultad de instalación.

Existen varios tipos de torres como los que se describen a continuación:

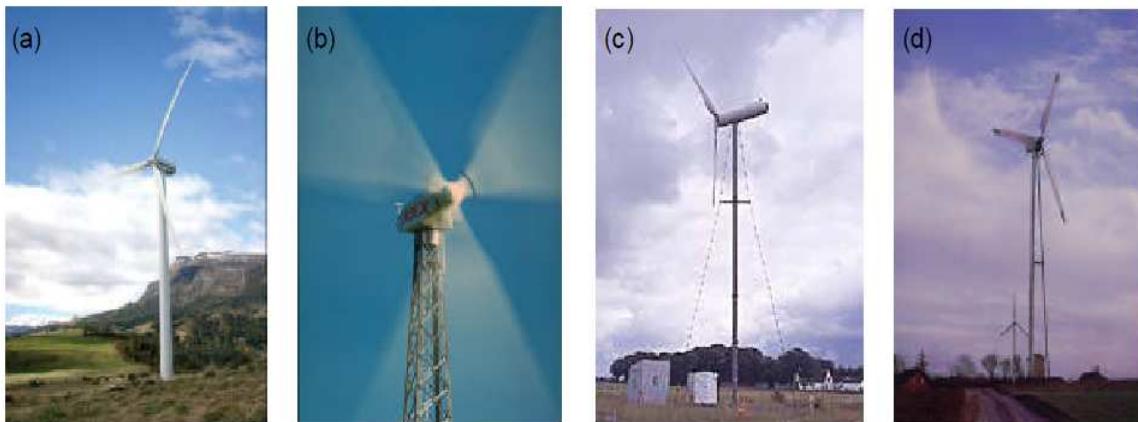
Torre tubular de acero: La más usada en los grandes aerogeneradores, suelen fabricarse en secciones de 20-30 metros con bridas en cada uno de los extremos, y son unidas con pernos en el lugar de instalación. Las torres son tronco-cónicas, es decir con un diámetro creciente hacia la base, con el fin de aumentar su resistencia y al mismo tiempo ahorrar material. Además, tienen la ventaja de ser más seguras para el personal de mantenimiento de las turbinas, ya que pueden usar una escalera interior para acceder a la parte superior de la turbina.

Torre de celosía: Se fabrican con perfiles de acero soldado. Fue la estructura más usada en los primeros aerogeneradores, por su facilidad de montaje y bajo coste. Sin embargo, la necesidad de disponer de torres más altas, que aguanten mejor las vibraciones del viento y que además dispongan de un cierto volumen interior en el que alojar

determinados equipos, ha hecho que junto a su fuerte impacto visual hayan desaparecido prácticamente en el uso de grandes aerogeneradores modernos.

Torre de mástil tensado: Es la más usada en aerogeneradores pequeños, por el ahorro de peso y bajo coste. Están construidos con delgadas torres de mástil sostenidas por cables tensores, siendo este diseño su principal desventaja por la dificultad de acceso a la misma, haciéndola inapropiada para las zonas agrícolas. Por último, este tipo de torres es más propensa a sufrir actos vandálicos, lo que compromete la seguridad del conjunto.

Torre híbrida: Algunas torres están hechas con diferentes combinaciones de las ya mencionadas. Un ejemplo es la torre de tres patas Bonus 95 kW, de la que podría decirse que es un híbrido entre una torre de celosía y una torre tensada con vientos.



Tipos de torre: (a) tubular, (b) celosía, (c) tensada e (d) híbrida

5.1.8 Cimentación

La cimentación del aerogenerador asegura la estabilidad del mismo para todas las condiciones de diseño, y está diseñada para una amplia variedad de terrenos. Debe ser capaz de soportar las cargas gravitacionales provocadas por la torre, la góndola, el transformador y todos los equipos que integran el aerogenerador.

Esta formada por el anclaje y la zapata. El anclaje se diseña como continuación de la torre, a la que se atornilla por medio de una brida interior, de manera que transmite los esfuerzos a la zapata. La zapata, construida de hormigón en masa, es de planta cuadrada, y está reforzada por una armadura de acero. La zapata además debe ser capaz de soportar las solicitudes provocadas por la acción del viento y resistir al vuelco.



5.1.9 Sistema de orientación

El sistema de orientación se encarga de optimizar el aprovechamiento energético del viento, mediante el empleo de dispositivos que giran automáticamente el rotor eólico y la góndola de tal forma que la dirección del viento incidente sea lo más perpendicular posible al plano de giro de las palas.

Este sistema puede ser pasivo (rotores a sotavento) o activo (rotores a barlovento). En el primero las fuerzas aerodinámicas realizan las funciones de orientación. En cambio los rotores situados a barlovento utilizan motores eléctricos o sistemas hidráulicos para efectuar el movimiento del rotor.

El sistema de orientación funciona de la siguiente manera: con la veleta se mide la dirección del viento y se compara con el ángulo de giro de la góndola. Las acciones se realizan en función de la diferencia de ambos valores, si la diferencia es inferior a un determinado valor no se toma ninguna acción de control, si es superior, el tiempo de corrección responde a una función predeterminada. Si la diferencia es muy importante (alrededor de 50 grados), la orientación se efectúa de manera instantánea. El sistema de orientación permanece activo cuando la velocidad del viento supera la velocidad de conexión y es inferior a la velocidad de desconexión.

En aerogeneradores de pequeña potencia, la solución más adecuada es la aleta estabilizadora, la cual situada en la parte posterior del aerogenerador, consigue que si las palas no están bien orientadas, la propia acción del viento sobre la aleta haga que el aerogenerador gire hacia la orientación correcta. Este sistema tiene el inconveniente de efectuar el cambio de orientación de una forma brusca.

Actualmente, la orientación cara al viento de la góndola en los aerogeneradores se realiza mediante una veleta electrónica. Esta veleta que va colocada en la parte superior trasera del aerogenerador sobre un eje perpendicular a él, envía una señal digital al control que será de distinto valor (1,0) según la veleta esté desorientada en un sentido de giro o en el otro, con respecto al eje longitudinal de la góndola. En el momento que el sistema de control recibe dicha señal durante un tiempo mínimo, libera el freno de giro de la góndola, que está compuesto normalmente por varias pinzas hidráulicas de muelles colocadas sobre un disco situado en la parte interior de la góndola y concéntrico al rodamiento de la corona, entonces ordena comenzar el proceso de orientación a un motorreductor que gira sobre la corona dentada. Normalmente la presión del freno hidráulico del sistema de orientación no se libera totalmente con el fin de evitar arrastres no deseados de la góndola con vientos altos.

Es importante hacer mención al sistema de control de enrollado de cables de señal y de potencia que van desde la góndola hasta los cuadros de la base de la torre, ya que debido a sucesivas orientaciones, se pueden alcanzar varias vueltas de enrollado en un mismo sentido, el sistema de control deberá medir esas vueltas y a partir de un valor máximo dar la orden de desenrollado de cables. Si no se alcanza el valor límite de enrollado, a veces se aprovechan los momentos de parada para efectuar el desenrollado. El servomotor alinea la góndola con velocidades en el entorno de 0,5 grados/segundo (1 vuelta cada 12 minutos) para evitar pares giroscópicos elevados.

Otro método muy sencillo es colocar la aeroturbina detrás del soporte, orientándose automáticamente en la dirección del viento como si fuera una veleta (el problema de este método es que detrás de la torre el flujo de aire está perturbado y la fatiga de las estructuras es mayor). Por tanto, éste método sólo se utiliza en pequeñas turbinas.

5.1.10 Generador

El objeto del generador es transformar la energía mecánica proveniente del rotor del aerogenerador en energía eléctrica, la cuál será luego enviada a la red o a algún centro de consumo. En el caso de un parque eólico, la energía eléctrica se evacua hacia la red de transporte de energía eléctrica, lo cual debe hacerse, a la frecuencia y nivel de tensión adecuado. Los diferentes tipos de generadores que existen son:

Las dínamos, generadores de corriente continua, son máquinas eléctricas sencillas que tienen la ventaja de no necesitar sistemas especiales para cargar baterías y generan corriente aún para bajas velocidades de giro. Sin embargo, su uso cada vez es menor, se han ido reemplazando por los generadores de corriente alterna ya que presentan el inconveniente de que necesitan un mantenimiento periódico y son más pesadas y caras que los generadores de corriente alterna de igual potencia, aunque hay que tener en cuenta que son idóneos para los aerogeneradores de muy pequeño tamaño (decenas de vatios).

Los generadores síncronos o alternadores que existen son de velocidad variable, es decir suministran corrientes de frecuencia variables. Por lo tanto, para conectarlos directamente a la red de corriente alterna es preciso utilizar un convertidor de frecuencia como elemento intermedio entre el generador y la red. Esta desventaja se compensa con una mayor eficiencia de la turbina y una mejor compatibilidad con la red. Principalmente, este tipo de generadores se usan en máquinas que alimentan instalaciones autónomas, como en aplicaciones para iluminación, calefacción, etc., y la mayoría utilizan alternadores de imán permanente ya que se trata de la configuración más sencilla y robusta.

El generador asíncrono o de inducción se caracteriza porque usa corriente de la red eléctrica para crear su campo magnético. En principio, este tipo de generador no es capaz de operar sin la red. Sin embargo, sistemas electrónicos pueden engañar a los generadores de inducción por medio de condensadores para cargar el campo, permitiendo así a estos generadores ser utilizados en sistemas de potencias aislados.

5.1.11 Otros componentes de los aerogeneradores

Los aerogeneradores modernos constan de algunas partes más, que no serán analizadas ampliamente.

5.1.11.1 El controlador electrónico

Se encarga de supervisar continuamente las condiciones del aerogenerador, recoge estadísticas de su funcionamiento y controla algunos mecanismos de orientación. También controla un gran número de interruptores, bombas hidráulicas, válvulas y motores dentro de la turbina.

En su aplicación como control de orientación, consigue alinear correctamente, y en dirección perpendicular al viento, las palas de la turbina, consiguiendo por tanto una mayor captación del viento sea cual sea su dirección durante las horas de funcionamiento. Además en caso de cualquier fallo, como un sobrecalentamiento en el multiplicador o en el generador, automáticamente para el aerogenerador y llama al ordenador del operario encargado de la turbina a través de un enlace telefónico mediante módem.

5.1.11.2 El anemómetro y la veleta

Tanto el anemómetro como la veleta se encuentran sobre la góndola. Se utilizan para medir la velocidad y la dirección del viento respectivamente. Las señales electrónicas del anemómetro son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para conectarlo cuando el viento alcanza aproximadamente los 5 m/s. El ordenador parará la máquina automáticamente si la velocidad del viento excede de 25 m/s, con el fin de proteger la turbina y sus componentes. Las señales de la veleta son utilizadas por el controlador electrónico para girar en contra del viento, utilizando el mecanismo de orientación.

5.1.11.3 Sistema de frenos

En cuanto al aprovechamiento de la energía del viento por una turbina, se debe saber que cuando la velocidad del viento es muy fuerte, los sistemas de freno deben activarse para no dañar el equipo. Se desperdiciará la energía cuando la máquina haya superado la necesaria para arrancar y cuando llegue al punto máximo de aprovechamiento para la que fue diseñada, entonces seguirá trabajando a esta velocidad, pero desperdiciará parte de la energía del viento. Así, están generalmente diseñados para rendir al máximo con velocidades que están alrededor de los 15 m/s.

5.1.11.4 Unidad de refrigeración

Debido a la influencia no solo de la temperatura externa de la góndola, sino también a la generación de calor que los propios equipos del aerogenerador generan durante su funcionamiento, la unidad de refrigeración se encarga de enfriar el generador. En la mayoría de turbinas la refrigeración se lleva a cabo mediante encapsulamiento del generador en un conducto, utilizando un gran ventilador para la refrigeración por aire, aunque algunos fabricantes usan generadores refrigerados por agua. Los generadores refrigerados por agua pueden ser construidos de forma más compacta, lo que también les proporciona algunas ventajas en cuanto a rendimiento eléctrico se refiere, aunque precisan de un radiador en la góndola para eliminar el calor del sistema de refrigeración por líquido.

Por otra parte en caso de tormentas y haya una descarga eléctrica producida por un rayo, las aspas estarán hechas de un material no conductor de la electricidad o tendrán un pararrayos que llevará la electricidad a tierra.

5.2 TIPOS DE AEROGENERADORES

En la actualidad existe una gran variedad de modelos de aerogeneradores, dependiendo de las características de los mismos estos se pueden clasificar tanto por la potencia proporcionada, como por el número de palas o incluso por la manera de producir energía eléctrica. Así, según la aplicación y situación se pueden distinguir entre varios criterios:

5.2.1 Por la posición del aerogenerador

5.2.1.1 Aerogeneradores de eje vertical

Los aerogeneradores de eje vertical (o “VAWT”, Vertical Axis Wind Turbine) son apenas capaces de mejorar la eficiencia de una turbina mediana de tipo hélice. La única turbina de eje vertical que ha sido comercialmente fabricada a todos los volúmenes es la máquina Darrieus. Esta debe su nombre al ingeniero francés Georges Darrieus, quien patentó el diseño en 1931. Normalmente se construye con dos o tres palas y no es imprescindible la construcción de una torre. Requiere vientos mínimos de 4 a 5 m/s.

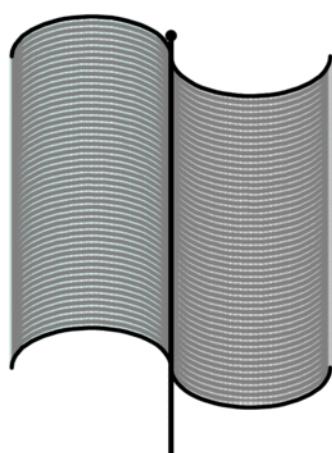
El diferente diseño de Darrieus tenía dos aspas de aluminio, las cuales estaban ensambladas por un tubo metálico por la parte inferior y superior de las aspas. Esto le daba un aspecto de batidora (de ahí otro de sus nombres). Varios modelos de este tipo fueron construidos en los años 80.

El rotor Savonius, es más simple, y consiste en un cilindro hueco partido por la mitad, en el cual sus dos mitades han sido desplazadas para convertirlas en una S. Las partes cóncavas de la S captan el viento, mientras que los reversos presentan una menor resistencia al viento, por lo que girarán en el sentido que menos resistencia ofrezcan.

Debido a la gran resistencia al aire que ofrece este tipo de rotor, sólo puede ser utilizado a bajas velocidades. El uso para generación de energía eléctrica precisaría de multiplicadores de giro que reducirían el rendimiento. Es por tanto útil para aplicaciones de tipo mecánico, como el bombeo de agua.

Dentro del tipo Darrieus se encuentra el Giromill, compuesto normalmente de dos o más palas verticales, unidas al mástil central con soportes horizontales. Combina sobre un mismo eje un rotor Savonius para el arranque y un rotor Darrieus para generar la energía, ya que el Darrieus tiene mejor rendimiento que el Savonius pero arranca mal, y el Savonius se puede poner en funcionamiento con una pequeña brisa.

Los aerogeneradores de eje vertical tienen la ventaja de que funcionan con viento de cualquier dirección, y por tanto no necesitan sistemas de orientación adicionales. Otra ventaja que presentan es que, al tener colocado el generador en la base de la torre, las labores de mantenimiento son más fáciles. El inconveniente principal es que son diseños menos eficientes que los de eje horizontal, lo que se traduce en rotores más grandes y pesados para producir la misma energía.

**Rotores de eje vertical: Darrieus, Savonius y Giromill**

5.2.1.2 Aerogeneradores de eje horizontal

La mayor parte de la tecnología actual se refiere a aerogeneradores de eje horizontal (o “HAWT”, Horizontal Axis Wind Turbines). La razón por la cual todos los aerogeneradores comerciales a la red se construyen actualmente con un rotor tipo hélice de eje horizontal, es que la potencia generada por estos es mayor que la generada por los de eje vertical. El movimiento de rotación se origina por la incidencia del viento sobre unas palas orientadas con un cierto ángulo respecto del aerogenerador. La fuerza del viento se descompone en dos vectores, uno axial que tiende a empujar al aerogenerador y otro tangencial que es el que hace girar el aerogenerador. Por supuesto, la finalidad del rotor es la de convertir el movimiento lineal del viento en energía rotacional que pueda ser utilizada para que funcione el generador. El mismo principio básico es el que se emplea en las modernas turbinas hidráulicas, en las que la corriente de agua es paralela al eje de rotación de los álabes de la turbina.

Entre sus ventajas está el buen aprovechamiento de las corrientes de aire, debido a la altura que alcanza por estar situado encima de la torre. También cuenta con una mejor capacidad para adaptarse a diferentes potencias y presentan una eficacia muy alta. La principal desventaja es su dificultad de transporte, debido a las grandes dimensiones de las torres.

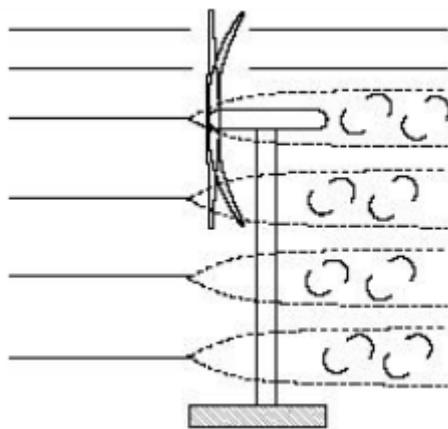
**Aerogeneradores de eje horizontal**

5.2.2 Por la posición del aerogenerador con respecto al viento

5.2.2.1 A barlovento

Las máquinas con rotor a barlovento tienen el rotor de cara al viento. La principal ventaja de los diseños corriente arriba es que se evita el abrigo del viento tras la torre. La gran mayoría de los aerogeneradores tienen este diseño. Por otro lado, también hay algo de abrigo enfrente de la torre, es decir, el viento empieza a desviarse de la torre antes de alcanzarla, incluso si la torre es redonda y lisa. Así pues, cada vez que el rotor pasa por la torre, la potencia del aerogenerador cae ligeramente.

El principal inconveniente de los diseños corriente arriba es que se necesita un rotor más rígido y situado a cierta distancia de la torre. Además, una máquina corriente arriba necesita un mecanismo de orientación para mantener el rotor de cara al viento.



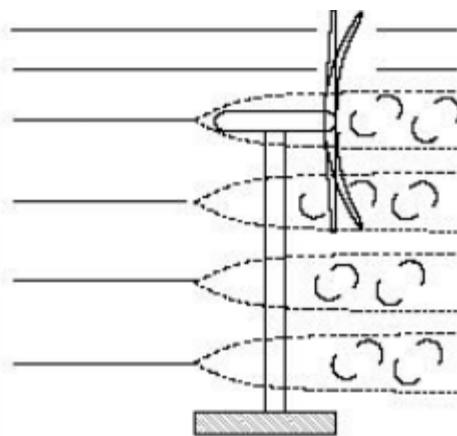
Rotor a barlovento

5.2.2.2 A sotavento

Las máquinas con rotor a sotavento tienen el rotor situado en la cara a sotavento de la torre. La ventaja teórica que tienen es que pueden ser construidos sin un mecanismo de orientación, si el rotor y la góndola tienen un diseño apropiado que hace que la góndola siga al viento pasivamente. Sin embargo, en grandes máquinas ésta es una ventaja algo dudosa, pues se necesitan cables para conducir la corriente fuera del generador. Si la máquina ha estado orientándose de forma pasiva en la misma dirección, durante un largo periodo de tiempo y no dispone de un mecanismo de orientación, los cables pueden llegar a sufrir una torsión excesiva.

Un aspecto más importante es que el rotor puede hacerse más flexible. Esto supone una ventaja tanto en cuestión de peso como de dinámica estructural de la máquina, es decir, las palas se curvarán a altas velocidades del viento, con lo que le quitarán parte de la carga a la torre.

La desventaja básica es la fluctuación de la potencia del viento al pasar el rotor por la sombra de la torre. Esto trae aparejado mayores cargas de fatiga sobre la misma turbina que un sistema a barlovento.



Rotor a sotavento

5.2.3 Según el número de palas

5.2.3.1 Aerogeneradores monopala

Los aerogeneradores monopala pese a ahorrar el coste de más palas, y a que idealmente, se obtendría mayor rendimiento cuanto menor fuera el número de palas. Esta comprobado que tienen muy poco par de arranque, y que presentan los mismos inconvenientes de los aerogeneradores bipala e incluso en mayor medida. Además de una mayor velocidad de giro, y de los problemas de ruido y de intrusión visual, necesitan un contrapeso en el lado del buje opuesto a la pala que equilibre el rotor. Obviamente, esto anula el ahorro de peso comparado con un diseño bipala.

5.2.3.2 Aerogeneradores bipala

Se evita el uso de este tipo de diseños por la poca estabilidad que presentan en grandes aerogeneradores. Un rotor con un número par de palas puede dar problemas de estabilidad en una máquina con una estructura rígida. La razón es que en el preciso instante en que la pala más alta se flexiona hacia atrás, debido a que obtiene la máxima potencia del viento, la pala más baja pasa por la sombra del viento de enfrente de la torre. A pesar de lo anterior, los diseños bipala de aerogeneradores tienen la ventaja de Ahorrar el coste de una pala además de tener menor peso. Sin embargo, suelen tener dificultades para penetrar en el mercado, en parte porque necesitan una mayor velocidad de giro para producir la misma energía de salida. Esto supone una desventaja, tanto en lo que respecta al ruido como en el aspecto visual.

Las máquinas bi y monopala requieren de un diseño más complejo, el rotor tiene que ser capaz de inclinarse, con el fin de evitar fuertes sacudidas en la turbina cada vez que una de las palas pasa por la torre.

Así pues el rotor está montado en el extremo de un eje perpendicular al eje principal, y que gira junto con el eje principal. Esta disposición puede necesitar de amortiguadores adicionales que eviten que las palas del rotor choquen contra la torre.

5.2.3.3 Aerogeneradores tripala

La mayoría de aerogeneradores modernos tienen diseños tripala, con el rotor a barlovento (rotor de cara al viento) al usar motores eléctricos en sus mecanismos de orientación. A este diseño se le suele llamar el clásico “concepto danés”, y tiende a imponerse como estándar gracias a la buena estabilidad y eficiencia de su estructura. La gran mayoría de las turbinas vendidas en los mercados mundiales poseen este tipo de forma. Además de los aerogeneradores tripala, existen también los de 4 aspas y multipala (mayores de 4 palas), que no son tan comerciales.

5.2.4 Segundo la forma de producir energía eléctrica

Se divide en dos: en conexión directa a la red de distribución convencional o de forma aislada.

Las aplicaciones aisladas por medio de pequeña o mediana potencia se utilizan para usos domésticos o agrícolas (iluminación, pequeños electrodomésticos, bombeo, irrigación, etc), incluso en instalaciones industriales para desalación, repetidores aislados de telefonía, TV, instalaciones turísticas y deportivas, etc. En caso de estar condicionadas por un horario o una continuidad, se precisa introducir sistemas de baterías de acumulación o combinaciones con otro tipo de generadores eléctricos (grupos diésel, placas solares fotovoltaicas, centrales minihidráulicas, etc).

También se utilizan aerogeneradores de gran potencia en instalaciones aisladas, desalinización de agua marina, producción de hidrógeno, etc.

La conexión directa a la red viene representada por la utilización de aerogeneradores de potencias grandes (más de 10 ó 100 kW). Aunque en determinados casos, y gracias al apoyo de los Estados a las energías renovables, es factible la conexión de modelos más pequeños, siempre teniendo en cuenta los costes de enganche a la red. La mayor rentabilidad se obtiene a través de agrupaciones de máquinas de potencia conectadas entre si y que vierten su energía conjuntamente a la red eléctrica. Dichos sistemas se denominan parques eólicos.

Se considera que el grado de penetración de la energía eólica en grandes redes de distribución eléctrica, puede alcanzar sin problemas del 15 al 20 % del total, sin especiales precauciones en la calidad del suministro, ni en la estabilidad de la red.

6. INSTALACIÓN ELÉCTRICA

6.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El sistema eléctrico de un parque eólico tiene por objeto la transferencia de la energía eléctrica producida por cada aerogenerador hacia la red de la compañía eléctrica en unas condiciones óptimas, tanto desde el punto de vista del parque como de la compañía.

En los parques eólicos con potencias instaladas de varios megavatios se requieren dos niveles de transformación. El primer nivel lo ocupa el centro de transformación, encargado de elevar la tensión de salida de los aerogeneradores, en este caso de 690 V, hasta la tensión de distribución interna del parque, es decir, hasta una tensión de 20 kV. El segundo nivel esta formado por la Subestación de Intemperie, encargada de elevar la tensión de la red de media tensión interior del parque al de alta tensión, en este caso hasta una tensión de 132 kV.

La generación en el Parque Eólico se realiza en Baja Tensión a 690 V, transformándose en la nacelle de cada aerogenerador a la tensión de 20 kV mediante un transformador de 2.100 kVA, conexión Dyn11. Un interruptor de 25 kA, protege desde el lado de baja tensión cada uno de los aerogeneradores. Un interruptor automático protege de la misma manera el transformador desde el lado de 20 kV.

Los aerogeneradores se agrupan en dos circuitos. Cada circuito cuenta con 5 aerogeneradores y los conectan a la Subestación del Parque Eólico. La Subestación se encarga de transformar la tensión proveniente de los aerogeneradores de 20 kV a 132 kV, tensión necesaria para su posterior alimentación a dos líneas de transporte.

6.2. SISTEMA ELÉCTRICO EN BAJA TENSIÓN (690 V)

Los conductores que forman parte de la instalación de BT en el interior de los aerogeneradores serán todos de aislamiento RV 0,6/1 kV.

El voltaje de esta instalación de BT será de 690 V en la instalación principal y 400 V en la de SSAA, lo cual conllevaría la posibilidad de instalar conductores con aislamiento de 750 V. Se ha optado por el aislamiento RV 0,6/1 kV porque proporciona un mayor margen de seguridad que el aislamiento de 750 V y, aunque supone un mayor coste, esta diferencia es insignificante en referencia con la inversión total del parque.

La conexión entre el generador y el armario de control situado en la góndola se realizará mediante conductores de cobre tipo RV 0,6/1 kV 3 x 240 mm², existiendo cuatro cables de 3 x 240 mm² en paralelo para el estator y cuatro de 3 x 70 mm² en paralelo para el rotor. Por otro lado, la conexión entre el armario de control de potencia y el transformador BT/MT situado en la parte trasera de la góndola se llevará a cabo mediante conductores RV 0,6/1 kV de 240 mm² en cobre.

Dentro de cada aerogenerador existirá una red de fibra óptica de diámetro 200/230 µm, 4 hilos por manguera, utilizada para comunicaciones entre los distintos procesadores del aerogenerador, protegida además contra humedad y roedores.

Todos los receptores de la instalación se conectan a tierra mediante un conductor de puesta a tierra de sección adecuada según REBT.

El factor de potencia a la entrada del transformador de salida será igual a 1 y de eso se encargará la batería de condensadores que se colocará en la cabina del transformador. La batería tendrá que tener sus escalones regulados según la previsión de consumo de reactiva y deberá ser controlada mediante el armario de control del aerogenerador. El diseño de la misma y su instalación vienen dados de fábrica. Se considera fuera del alcance del presente proyecto.

Las protecciones de las instalaciones principales y de SSAA se han colocado en el armario de control del aerogenerador, el cual dispone de un módulo adecuado para dicha función.

6.2.1 Instalación de Servicios Auxiliares

Todos los elementos de Baja Tensión que se instalen tras el transformador de servicios auxiliares contarán con sus correspondientes protecciones magnetotérmicas y diferenciales, de sensibilidad de 300 mA para fuerza y 30 mA de alumbrado.

La potencia del transformador de SSAA es de 100 kVA, suficiente para alimentar a las cargas proyectadas e incluso un aumento de las mismas o de su carga. El transformador se une con el cuadro de SSAA mediante un terno de tres conductores unipolares de cobre.

6.2.1.1 Alumbrado

En el interior de cada aerogenerador, se instalará un mínimo de dos puntos de luz, capaces de proporcionar un nivel de iluminación suficiente para la comprobación y maniobra de los elementos del centro de transformación. El nivel medio será como mínimo de 150 lux.

Las pantallas luminosas estarán colocadas sobre soportes rígidos y dispuestos de tal forma que se mantengan la máxima uniformidad posible en la iluminación. Además, se deberá poder efectuar la sustitución de lámparas sin peligro de contacto con otros elementos de tensión.

Se dispondrá también un punto de luz de emergencia de carácter autónomo que señalizara los accesos al centro de transformación.

6.2.1.2 Fuerza

En el interior de cada aerogenerador, se instalarán varias tomas de corriente II+TT tipo schuko, de 16 A, para servicios auxiliares de la torre. Se colocarán de modo que resulten fácilmente accesibles.

6.2.2 Características de los conductores de Baja Tensión

Los conductores de BT usados serán de cobre electrolítico recocido, de sección 240 mm² y 70 mm², y aislamiento en forma de polietileno reticulado (XLPE), cuyas características físicas, mecánicas, químicas y eléctricas cumplen con la norma vigente UNE 21123-2.

Otras características importantes de este cable son su resistencia a la absorción de agua, su resistencia al frío, a los rayos ultravioleta, a los agentes químicos y a las grasas y aceites.

Las características de este conductor se han extraído de un catálogo del fabricante PRYSMIAN, que hace referencia a este tipo de cables de baja tensión, y más concretamente, al modelo RETENAX FLAM N. A continuación, se mostraran la descripción y normas comunes y luego las características técnicas de este tipo de cable para las dos secciones escogidas.

DESCRIPCIÓN

Tipo.....	RETENAX FLAM N
Tensión nominal	0,6/1 kV
Aislamiento.....	XLPE
Cubierta.....	PVC
Temperatura de servicio	-25 °C – 90 °C
Temperatura max. servicio permanente.....	90 ° C
Temperatura max. en cortocircuito.....	250 ° C

NORMAS

Norma constructiva.....	UNE EN 21123-2
No propagación de la llama	UNE EN 60332-1-2
No propagación del incendio	UNE EN 50266-2-4
Reducida emisión de halógenos.....	UNE EN 50267-2-1

PRYSMIAN RETENAX FLAM N RV 0,6/1 kV 4 x 3 x 240 mm²

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Sección nominal.....	3 x 240 mm ²
Espesor de aislamiento	1,7 mm
Diámetro sobre aislamiento	21,8 mm
Diámetro exterior.....	53,4 mm
Peso total.....	8590 kg/km
Resistencia del conductor a 20 ° C.....	0,0754 Ω/km
Intensidad admisible al aire	468 A
Intensidad admisible enterrado	336 A
Caída de tensión cos φ =1.....	0,17 V/A km
Caída de tensión cos φ =0,8.....	0,22 V/A km

PRYSMIAN RETENAX FLAM N RV 0,6/1 kV 4 x 3 x 70 mm²**CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS**

Sección nominal.....	3 x 70 mm ²
Espesor de aislamiento	1,1 mm
Diámetro sobre aislamiento	12 mm
Diámetro exterior.....	30,5 mm
Peso total.....	2580 kg/km
Resistencia del conductor a 20 ° C.....	0,268 Ω/km
Intensidad admisible al aire	214 A
Intensidad admisible enterrado	170 A
Caída de tensión cos φ =1	0,6 V/A km
Caída de tensión cos φ =0,8	0,56 V/A km

6.3 SISTEMA ELÉCTRICO DE MEDIA TENSIÓN (20 KV)

La red de media tensión estará formada por los conductores aislados reglamentarios para la tensión nominal de funcionamiento de 20 kV.

La red diseñada es de categoría A, según el artículo 2.1 del ITC-LAT 08, por lo tanto el tiempo de desconexión del sistema debe ser inferior a 1 segundo en caso de falta a tierra de cualquier fase, siendo en consecuencia el nivel de aislamiento del cable utilizado de 12/20 kV.

Dado que el tendido de Media Tensión que conecta las turbinas eólicas con la Subestación será subterráneo, el tipo de cable a emplear será de tipo Al Voltalene H Compact 12/20 kV, cable idóneo para instalaciones al aire libre, directamente enterrados, bajo tubo, en galerías, etc.

Así, los conductores a emplear en MT serán TurboWIND Afumex 12/20 kV y Al Voltalene H Compact 12/20 kV, de secciones 3x25+3x10 mm² y 240 mm², respectivamente, de la marca PRYSMIAN y estructura normalizada por Endesa. Estos cables tienen que mantener los criterios de caídas de tensión y pérdidas de potencia. Ningún circuito contará con una pérdida de potencia superior al 2%. Todo conductor podrá soportar la corriente de cortocircuito determinada según cálculos.

En general, la red de Media Tensión discurrirá paralela a los caminos y por detrás de las plataformas de montaje de manera que los aerogeneradores queden situados entre el camino y la zanja. De esta manera se evitan los posibles deterioros de los conductores debido al agua y demás partículas sólidas que se recogen por las cunetas además de permitir una ejecución que no presenta interferencia con la de los viales interiores del parque. Esta canalización estará debidamente señalizada tanto en el exterior como en el interior del terreno.

6.3.1 Centro de Transformación

La generación de energía eléctrica se realiza a una tensión 690 V siendo elevada a 20 kV mediante un transformador elevador situado en la parte trasera de la góndola de cada aerogenerador.

Se dispone de un centro de transformación por cada aerogenerador y se encuentra accesible tanto para tareas de mantenimiento como para reparación en caso de mal funcionamiento. Las celdas para protección del transformador y conexión a la red subterránea de media tensión se dispondrán en la base de la torre de la turbina.

El centro de transformación para conexión de cada generador eléctrico a la red interior de media tensión del parque eólico consta de los siguientes elementos:

- Transformador BT/MT.
- Celda de media tensión.
- Cableado de conexión de baja y media tensión.
- Elementos de protección y material de seguridad.

6.3.1.1 Transformador BT/MT

Los transformadores son los encargados de modificar la energía que reciben del aerogenerador a 690 V y 50 Hz, en 20 kV y 50 Hz para poderla enviar a la Subestación.

El transformador BT/MT será de aislamiento seco encapsulado y aislado con materiales autoextinguibles. El transformador es de tres devanados, puesto que en baja tensión existe un bobinado de 690 V conectado al estator del generador, y otro de 480 V conectado al convertidor de frecuencia que alimenta al rotor. Poserá regulación de tensión en vacío mediante puentes en el primario. Estará dotado de protección contra sobrecargas mediante sondas colocadas en el interior de las bobinas de baja tensión y cableadas hasta un bornero exterior, y desde este hasta el armario de control del aerogenerador, donde el sistema de regulación de la máquina dará orden de disparo a la celda de media tensión si la situación lo requiere.

El transformador será de aislamiento seco por dos razones principales

- La primera de ellas es evitar la instalación de un foso para recogida de aceite, dado además que debe instalarse en una plataforma existente a una altura determinada, con la problemática que ello conllevaría.
- La segunda razón es la posibilidad de desmontar el transformador en caso de una posible avería, de modo que la parte dañada pudiera salir por la puerta de acceso al interior.

Cada transformador se situará en un cubículo específico en la parte trasera de la góndola y será de suministro conjunto con el aerogenerador. Para protección contra contactos directos, el transformador se encuentra dentro de una malla metálica conectada al conductor de tierra. Además, la apertura de la citada malla para acceso al transformador, se encuentra enclavada con la posición de puesta a tierra del seccionador situado en la posición de protección de la celda de media tensión. Además para una mayor protección los neutros de baja tensión y el chasis del transformador se conectarán al conductor de puesta a tierra.

Las características principales del transformador son:

Tipo.....	Trifásico, seco encapsulado
Relación de transformación	6,6 - 34,4 kV / 690 - 480 V
Potencia nominal	2100 kVA
Frecuencia.....	50 Hz
Grupo de conexión.....	Dyn11
Clase de aislamiento	F
Nivel de aislamiento	24 kV
Peso (aprox.)	< 5000 kg
Tensión de cortocircuito	4,5 %

6.3.1.2 Celda de media tensión

La función que desempeñan estos componentes es vital en el centro de transformación, ya que se encargan de proteger al transformador y aerogenerador en caso de falta, aislandolos del resto de la línea de 20 kV y permiten la adición de energía del aerogenerador a la red de media tensión.

Las cabinas elegidas para la protección y mando en media tensión en el interior de los aerogeneradores pertenecen al fabricante MESA (Manufacturas Eléctricas S.A.) y son del tipo DVCAS. Estas cabinas están blindadas con aislamiento y corte en SF6. La ejecución es de tipo modular, con una función asignada a cada uno de los módulos. Cada una de las funciones dispone de su propia envolvente metálica, de modo que toda la apertura y el embarrado están contenidos en una cuba de acero inoxidable, hermética y rellena de gas SF6, sin que sea necesaria ninguna reposición de gas a lo largo de la vida prevista del equipo, siendo inmunes los equipos frente a la humedad.

La envolvente metálica de cada módulo presenta una rigidez mecánica tal que asegure el perfecto funcionamiento de todas las partes móviles alojadas en el interior así como para protección contra daños mecánicos desde el exterior. Las superficies externas de la carcasa están protegidas contra la corrosión de manera efectiva mediante galvanizado. Estos módulos tienen la ventaja de ocupar menos espacio de instalación permitiendo así su extracción a través de la puerta de la torre del aerogenerador en caso de sustitución, ya que permiten su paso a través de puertas con solo 600 mm de anchura.

El mecanismo de operación del interruptor automático es accesible desde el exterior de la cuba de SF6. Los transformadores de tensión son de tipo inductivo, apantallados, enchufables e independientes de la cuba de SF6. Los transformadores de intensidad son de tipo toroidal y están situados también fuera de la cuba de SF6.

Las características de las celdas escogidas son:

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS Y CONSTRUCTIVAS GENERALES

Tensión nominal	36 kV
Gas aislamiento	SF6
Nivel de aislamiento a frecuencia industrial 50 Hz	70 kV
Nivel de aislamiento a onda de choque tipo rayo	170 kV
Intensidad nominal embarrado principal	630 A
Intensidad nominal de corta duración.....	20/3 kA/s
Intensidad nominal de corte de cortocircuito	20 kA
Intensidad de cortocircuito, valor cresta	50 kA
Resistencia frente a arcos internos IAC AFL	20 kA/1s
Grado de protección, compartimento AT	IP 67
Grado de protección, compartimento BT y mandos.....	IP 3X
Presión nominal del gas, relativa a 20 ° C	0,3 bar
Temperaturas	-25 – 40 °C

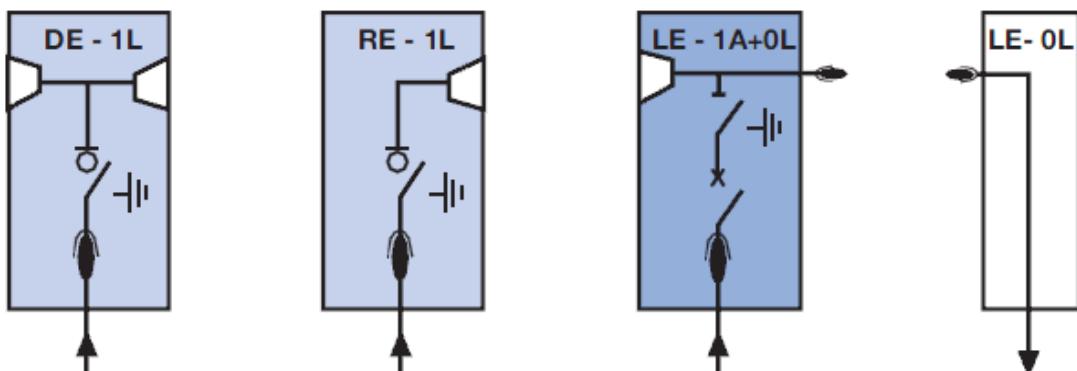
Las unidades modulares funcionales a emplear en el parque, según la nomenclatura aportada por MESA son:

- OL: Salida de la línea hacia el aerogenerador posterior
- 1L: Entrada de línea desde el aerogenerador anterior
- 1A: Protección del transformador

La designación según la aparenta y conectividad son:

- 1A: Interruptor automático
- 1L: Interruptor-seccionador de 3 posiciones
- OT: Remonte a barras, con seccionador de p.a.t
- OL: Remonte rígido a barras
- NE: No extensible
- LE: Extensible por la izquierda
- RE: Extensible por la derecha
- DE: Extensible por ambos lados

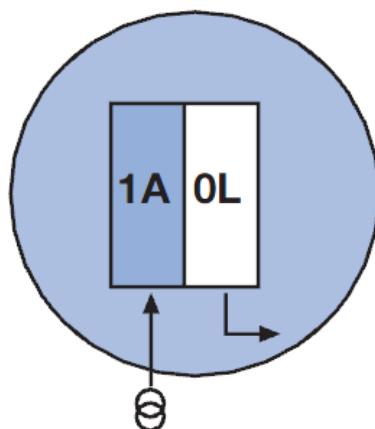
Entre las unidades funcionales y dependiendo de su conectividad, existen diferentes variantes según la ejecución, a continuación se muestran unas ejecuciones estándar.



Los grupos funcionales que recomienda MESA y que se van a emplear en este proyecto son:

DVCAS-36 KV NE 1A+0L

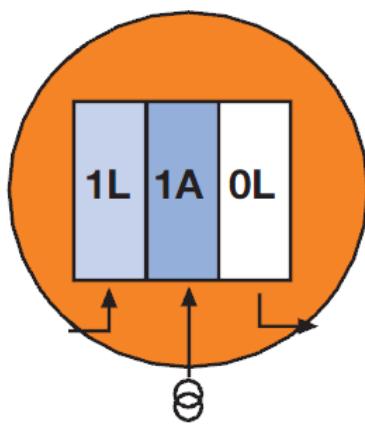
Este grupo funcional contiene una protección de transformador y una salida de línea. Este modelo va a ser empleado en los aerogeneradores conectados al principio de cada línea subterránea. La entrada de línea desde el o los aerogeneradores anteriores, debe realizarse mediante interruptor-seccionador de tres posiciones (1L), según recomendaciones de MESA, ya que esto facilitaría las labores de explotación y mantenimiento del parque.



Representacion del DVCAS-36 kV NE-1A+0L

DVCAS-36KV NE 1L+1A+0L

Este grupo funcional contiene protección de transformador, salida de línea y entrada de línea. Este modelo se va a emplear en el resto de los aerogeneradores, ya que servirá tanto para conectar aerogeneradores entre sí y dar continuidad a la línea de 20 kV, como para conectar el último aerogenerador de cada circuito con la Subestación.



Representacion del DVCAS-36 kV NE-1L+1A+0L

Todas las cabinas de media tensión incluyen una serie de funciones de protección:

- Protección de fase (Relé de protección VIP-35)
- Protección de tierra (Relé de protección VIP-35)
- Detección de paso de falta

Para la conexión de los cables de media tensión a las celdas se emplean los conectores atornillables en “T” y los pasatapas, que son los encargados de dejar pasar la corriente desde el exterior al interior de la cuba de SF6, manteniendo el aislamiento de los conductores a tierra.

6.3.1.3 Cableado de conexión de Media Tensión.

El fabricante elegido es PRYSMIAN y, entre los dos modelos de cable para MT que ofrece, se ha elegido dos modelos el cable TurboWIND Afumex 12/20 kV para la conexión que va desde transformador colocado en la góndola hasta las celdas de protección, y el cable Al Voltalene H Compact 12/20 kV para conectar los aerogeneradores entre sí y para conectar el último aerogenerador de un circuito con la Subestación.

Los cables serán unipolares ya que así se facilita el manejo y operación de los mismos a la hora de realizar empalmes, tendidos, etc. La sección de los cables será de 3x25+3x10 mm² para el cable TurboWIND Afumex y de 3 x 1 x 240 mm² para el cable Al Voltalene H Compact.

El cable que conecta el transformador con las celdas de protección tiene que soportar esfuerzos mecánicos dado que ha de soportar torsiones continuas y su propio peso en muchos tramos. Así, el cable elegido es una solución de máxima calidad ya que cuenta con una elevada resistencia mecánica y reducido peso, y además presenta un contorno triangular y una larga vida útil.

Por otro lado el cable que va desde las celdas de protección hasta la Subestación, es un cable constituido por polietileno químicamente reticulado. Dicho aislamiento es un material termoestable que presenta buena rigidez dieléctrica, bajo factor de pérdidas y una excelente resistencia al aislamiento.

El cable **TurboWIND Afumex 12/20 kV** tiene las siguientes características:

- Reducción de peso
- Cable flexible
- No propagación de la llama UNE EN 60332-1-2, IEC 60332-1-2
- No propagación del incendio UNE EN 50266-2-4, IEC 60332-3
- Baja emisión de humos opacos UNE EN 61034-2, IEC 61034-2
- Libre de halógenos UNE EN 50267-2-1, IEC 60754-2
- Muy baja emisión de gases corrosivos UNE EN 50267-2-3, IEC 60754-2
- Resistencia a la absorción de agua
- Resistencia al frío
- Resistencia a los rayos ultravioleta
- Resistencia a los agentes químicos

- Resistencia a las grasas y aceites
- Resistencia a la abrasión
- Resistencia a los golpes
- Servicios móviles
- Resistencia a los roedores

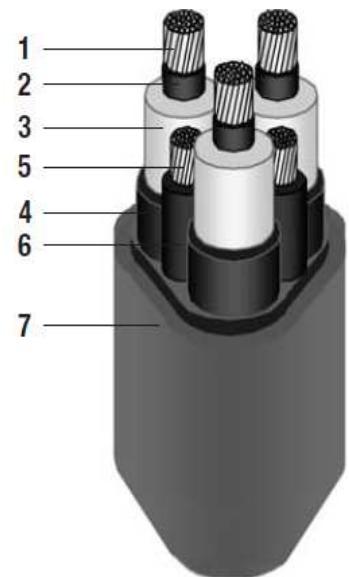
La estructura del cable está formada por los siguientes componentes:

CONDUCTOR (1)

Metal: Cobre estañado (no estañado si se requiere)

Flexibilidad: Flexible clase 5 según UNE EN 60228 (IEC 60228).

Temperatura máxima en el conductor: 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.



SEMICONDUCTORA INTERNA (2)

Cinta y capa de mezcla semiconductora extruida.

AISLAMIENTO (3).

Goma EPR (etileno propileno).

SEMICONDUCTORA EXTERNA (4)

Capa de mezcla semiconductora extruida.



Metal: Cobre estañado (no estañado si se requiere)

Flexibilidad: Flexible clase 5 según UNE EN 60228 (IEC 60228).

CUBIERTA SEMICONDUCTORA (6)

Cinta y capa de mezcla semiconductora extruida.

CUBIERTA (7)

Material: Mezcla Afumex LSOH, libre de halógenos.

Color: Rojo.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Diámetro aislamiento	19,1 mm
Diámetro exterior.....	53,4 mm
Peso aproximado.....	3,2 kg/km
Reactancia de fase.....	0,127 Ω/km
Capacidad de fase	0,202 μF/km
Resistencia a 20 ° C	0,795 Ω/km
Int. Máx. al aire a 40 ° C	110 A
Tensión de impulsos	120 kV
Temperatura máxima	90 ° C
Temperatura máxima de cortocircuito	250 ° C
Temperatura mínima de servicio	-40 ° C
Máxima torsión.....	± 108 °/m
Tracción máxima	5 dcN/mm ² de Cu

El cable **Al Voltalene H Compact 12/20 kV** está formada por los siguientes componentes:

CONDUCTOR (1)

Cuerda redonda compacta de hilos de aluminio según UNE EN 60228.

SEMICONDUCTORA INTERNA (2)

Capa extrusionada de material semiconductor.

AISLAMIENTO (3).

Polietileno reticulado, (XLPE).

SEMICONDUCTORA EXTERNA (4)

Capa extrusionada de material semiconductor separable en frío.

PANTALLA METÁLICA (5)

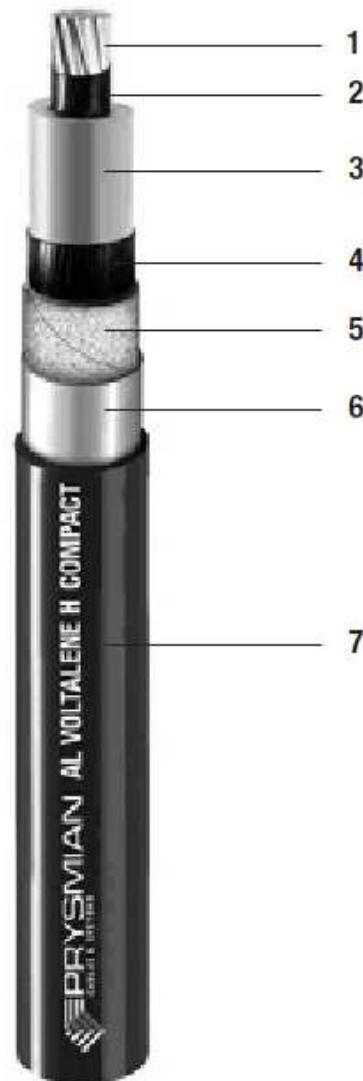
Cinta de aluminio de 0,2 mm de espesor, corrugada, solapada y aplicada longitudinalmente.

PROTECCIÓN LONGITUDINAL CONTRA EL AGUA (6)

Cinta hinchante semiconductor.

CUBIERTA EXTERIOR (7)

Poliolefina termoplástico, Z1 Vemex. (Color rojo)



CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES

Diámetro aislamiento	28,2 mm
Espesor aislamiento	4,3 mm
Diámetro exterior	36 mm
Espesor cubierta.....	2 mm
Peso aproximado.....	1430 kg/km
Radio de curvatura estático (posición final)	540 mm
Radio de curvatura dinámico (durante tendido)	720 mm
Diámetro cuerda.....	17,9 mm
Diámetro semiconductor interno	19,3 mm
Diámetro sobre aislamiento	30,2 mm

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Tensión nominal simple, Uo.....	12 kV
Tensión nominal entre fases, U	20 kV
Tensión máxima entre fases, Um.....	24 kV
Tensión a impulsos, Up	125 Kv
Temp. Máx. admisible en servicio permanente	90 ° C
Temp. Máx. admisible en régimen de cc	250 ° C
Int. Máx. admisible directamente enterrado	345 A
Int. Máx de cc durante 1 s.....	22560 A
Int. Máx. de cc en la pantalla durante 1 s	2990 A
Resistencia a 20 ° C	0,125 Ω/km
Resistencia máx. a 105 ° C.....	0,161 Ω/km
Reactancia inductiva.....	0,106 Ω/km
Capacidad	0,306 μF/km

6.3.1.4 Condiciones de ejecución del tendido

El conductor será presentado en bobinas de madera, y para un adecuado tendido es indispensable la adecuada manipulación de estas bobinas, de forma que no crea daños indeseables al conductor que puedan ocasionar averías en la línea subterránea; para realizar una adecuada manipulación de estas bobinas, será imprescindibles sistemas adecuados de transporte, así como de elevación (evitando hacer rodar las bobinas en largos trechos) y, por supuesto, que permitan una adecuada salida del cable de estas bobinas.

Para el tendido, el cable se desenrollará por la parte superior de la bobina, evitando que se produzcan curvaturas demasiado pronunciadas por irregularidades en el tiro.

Se evitará el roce del cable con aristas y con el propio terreno, utilizando carretes metálicos para facilitar el recorrido y reducir el esfuerzo.

Por ningún concepto se apalancará el cable durante el tendido para forzarlo a ceñirse a las curvas del trayecto.

Para esta gama de cables, Voltalene, que se ha elegido, es aconsejable que el radio de curvatura durante la operación del tendido no sea inferior a 481 mm, valor que se ha sido calculado en la memoria de cálculos.

Esto es, porque un excesivo doblez del conductor, somete a éste a esfuerzos de flexión que pueden provocar deformaciones permanentes del cable con formación de oquedades en los dieléctricos, y la rotura o pérdida de la sección de las pantallas de cobre.

Los esfuerzos de tracción no deben aplicarse a los revestimientos de protección, sino a los conductores de aluminio, recomendándose que las solicitudes no superen los 3 kg/ mm² de sección de conductor. Con lo que este esfuerzo máximo para la sección escogida será:

$$3 \text{ kg/mm}^2 \times 240 \text{ mm}^2 = 720 \text{ mm}^2$$

En caso de empalmes o terminales del cable, se utilizarán materiales adecuados del mismo modelo y fabricante del cable, que permita conservar las características físicas del cable. En estos empalmes es necesario mantener la continuidad de las pantallas, así como de elaborar deflectores de campo adecuados en los terminales, a fin de evitar solicitudes eléctricas excesivas localizadas; durante el montaje de estos accesorios es de fundamental importancia eliminar la capa semiconductora aplicada sobre el aislamiento, siendo dicha operación de fácil labor para este tipo de cables fabricados en triple extrusión, además de limpiar cuidadosamente la superficie del aislamiento para eliminar toda traza de material semiconductor.

La temperatura del cable (y no la del ambiente) durante la operación de tendido, en toda su longitud y durante todo el tiempo de la instalación, en que está sometido a curvaturas y enderezamientos, no debe ser inferior a 0 °C.

6.3.1.5 Elementos de protección y material de seguridad.

Con el fin de contribuir a la seguridad en las maniobras, a la prevención y extinción de incendios y a la información sobre posibles riesgos eléctricos derivados de la manipulación incorrecta de los aparatos, se instalarán los siguientes equipos en todos los centros de transformación de los aerogeneradores.

- Guantes aislantes de 20 kV
- Pétiga de salvamento
- Banqueta aislante interior 24 kV
- Cartel de primeros auxilios
- Carteles de riesgo eléctrico en la puerta de entrada de cada aerogenerador y sobre los compartimentos accesibles de la celda de media tensión.
- Extintor contra incendios, clase 89B.

Hay que señalar que toda la instalación de baja tensión en el aerogenerador es de suministro conjunto con el mismo, por lo que no aparecerá como tal en el presupuesto de instalaciones eléctricas.

6.4 SUBESTACIÓN 20/132 KV

Dentro del sistema eléctrico, una subestación tiene la finalidad de transformar unos valores de tensión a otros niveles de tensión más idóneos, ya sea para el transporte a largas distancias o para distribuirla a los diferentes centros de consumo.

La energía eléctrica que se obtiene procede de los dos circuitos del Parque Eólico, cada circuito cuenta con cinco aerogeneradores de 2 MW y 100 m de altura sumando así una potencia total de 20 MW. La tensión que entra a la Subestación después de una previa transformación en la góndola de cada aerogenerador es de 20 kV, dado que esta tensión es insuficiente para su correcto transporte es necesario elevarla en este caso a 132 kV.

Las dos líneas de transporte de 132 kV que parten de la Subestación, son propiedad de ERZ-Endesa, y han sido desarrolladas para evacuar la energía generada por el Parque Eólico.

En la Subestación se pueden distinguir dos partes totalmente diferenciadas, una de ellas es la parte que se encuentra en la intemperie, que se corresponde con la parte de alta tensión de 132 kV, desde donde se evacúa toda la potencia hacia la red de transporte. La otra parte es la aparamenta para el nivel de media tensión, instalada en celdas blindadas, a excepción de las autoválvulas y del seccionador hacia la batería de condensadores.

6.4.1 Principales elementos que componen la Subestación.

POSICIÓN 20 KV

Número de posiciones 2

Protecciones línea de entrada:

Seccionador	2
Interruptor disyuntor	2
Transformador de tensión 20000: $\sqrt{3}$ /110 $\sqrt{3}$ V	6
Transformador de intensidad 600/5 A	6
Relé de sobreintensidad	6
Relé de sobretensión	6
Relé de subtensión	6

Número de transformadores 20/132 kV 1x30 MVA

Protección transformador lado 20 kV:

Seccionador	1
Interruptor disyuntor	1
Autoválvula de óxido metálico ZS	3
Transformador de tensión 20000: $\sqrt{3}$ /110: $\sqrt{3}$ V	3
Transformador de intensidad 1200/5 A	3
Relé de sobreintensidad	3
Relé de sobretensión	3
Relé de subtensión	3

Relé de diferencial	3
Embarrado	Simple
Batería de condensadores	2
Protección:	
Seccionador	1
Interruptor disyuntor	1
Transformador de tensión 20000: $\sqrt{3}$ /110: $\sqrt{3}$ V	3
Transformador de intensidad 1200/5 A	3
Relé de sobreintensidad	3
Relé de sobretensión	3
Relé de subtensión	3

SERVICIOS AUXILIARES

Número de transformadores 20000/400 V 1x50 kVA

Protección:

Seccionador	1
Interruptor disyuntor	1
Transformador de tensión 20000: $\sqrt{3}$ /110: $\sqrt{3}$ V	3
Transformador de intensidad 1200/5 A	3
Relé de sobreintensidad	3
Relé de sobretensión	3
Relé de subtensión	3

POSICIÓN 132 KV

Número de posiciones 2

Protecciones línea de salida:

Seccionador giratorio de doble apertura lateral	4
Interruptor disyuntor	4
Autowálvula de óxido metálico ZS	6
Transformador de tensión 132000: $\sqrt{3}$ /110: $\sqrt{3}$ V	6
Transformador de intensidad 600/5 A	6
Relé de sobreintensidad	6
Relé de sobretensión	6
Relé de subtensión	6

Número de transformadores 132/20 kV 1x30 MVA

Protección transformador lado 132 kV:

Seccionador giratorio de doble apertura lateral	2
Interruptor disyuntor	1
Autowálvula de óxido metálico ZS	3
Transformador de tensión 132000: $\sqrt{3}$ /110: $\sqrt{3}$ V	3

Transformador de intensidad 600/5 A	3
Relé de sobreintensidad	3
Relé de sobretensión	3
Relé de subtensión	3
Relé de diferencial	3
 Embarrado	
Doble juego de barras	

Acoplamiento embarrado:

Seccionador giratorio de doble apertura lateral	2
Interruptor disyuntor	1
Transformador de tensión 132000: $\sqrt{3}$ /110: $\sqrt{3}$ V ...	3
Transformador de intensidad 1200/5 A	3
Relé de sobreintensidad	3
Relé de sobretensión	3
Relé de subtensión	3

6.4.2 Características de los elementos de la subestación

6.4.2.1 Aparamenta de maniobra y corte

Estos aparatos están destinados a garantizar un servicio continuo en condiciones normales de explotación, permitiendo la maniobra tanto para el aislamiento de circuitos donde se desea realizar trabajos de mantenimiento como para la conexión de circuitos alternativos, así como proteger las instalaciones y personas en casos de accidentes eléctricos de diversa índole.

6.4.2.1.1 Seccionadores

La misión de este aparato es la de unir o separar de una forma visible diferentes elementos, componentes o tramos de una instalación o circuito. El seccionador debe maniobrar en vacío, es decir la interrupción del circuito debe hacerse libre de corrientes. No obstante, deben ser capaces de soportar corrientes nominales, sobreintensidades y corrientes de cortocircuito durante un tiempo especificado. Estos aparatos van a asegurar que los tramos de circuito aislados se hallen libres de tensión para que se puedan tocar sin peligro por parte del operario.

Los seccionadores tienen formas constructivas muy variadas y según su modo de accionamiento, se distinguen entre:

- Seccionadores de cuchillas giratorias: se aplican en media tensión, tanto en exterior como en interior.
- Seccionadores de cuchillas deslizantes: requieren menor espacio dado que en sus maniobras las cuchillas se desplazan longitudinalmente, por lo que son adecuados para locales reducidos o estrechos.
- Seccionadores de columnas giratorias: se utilizan en intemperie y para tensiones de servicio superiores a 30 kV. Se pueden distinguir dos construcciones diferentes:

- Seccionador de columna giratoria central: presenta una interrupción doble. Pueden estar dotados de puesta a tierra y enclavamiento para evitar falsas maniobras. Suelen aplicarse a redes con tensiones de servicio entre los 45 y 400KV, oscilando la corriente nominal entre los valores de 630A y 1.250A.
- Seccionador de dos columnas giratorias: dispone de dos columnas en lugar de tres como el modelo de columna giratoria central, siendo estas dos columnas giratorias y portadoras de cuchillas solidarias que giran hacia el mismo costado. Se aplican en redes con tensiones de servicio de hasta 110KV y corrientes nominales comprendidas entre los 800A y 2.000A. Pueden estar equipados con puesta a tierra y enclavamiento.
- Seccionadores de pantógrafo: Su aplicación es exclusivamente de intemperie. Unen líneas aéreas con sistemas de barras a diferentes alturas. El contacto se establece entre las líneas y la columna del seccionador. Se utilizan en redes con tensiones de servicio entre 132 y 400 kV y corriente entre 800 A y 1.600 A.

Seccionadores elegidos:

- **Seccionador 20 kV (incluido en la celda de M.T.):**

El seccionador estará acompañado de un interruptor. La celda que lo contiene será del tipo CBGS-1, y permitirá comunicar el embarrado del conjunto de celdas con los cables, cortar la corriente asignada, seccionar esta unión o poner a tierra simultáneamente los tres bornes de los cables de MT.

Características eléctricas (Según CEI-298)

Tensión nominal	24 kV
Tensión de ensayo a frecuencia industrial 50 Hz	50 kV
Tensión de ensayo a onda de choque tipo rayo	125 kV
Intensidad nominal en barras	2500 A
Intensidad nominal en las derivaciones	630 A
Intensidad de cortocircuito, 3 segundos	31.5 kA
Intensidad de cortocircuito, valor cresta.....	63 kA
Intensidad en arco interno 0,5 sg	25 kA

- **Seccionador 132 kV**

Seccionador giratorio de doble apertura lateral (MESA)

El seccionador del modelo SG3C son de 3 columnas, con la central giratoria, siendo las bornas de conexión cilíndricas o rectangulares respectivamente, y la apertura doble lateral. Las partes conductoras son de cobre electrolítico y los contactos reciben el tratamiento superficial adecuado para cada intensidad. El contacto es puntual con gran presión de conexión y efecto autolimpiante con las maniobras.

Los aisladores son de porcelana, esmaltados en marrón, dimensionados según CEI-273 y líneas de fuga conforme a los niveles fijados en CEI-815. Bajo demanda pueden suministrarse los seccionadores con diferentes aisladores.

Características eléctricas

Referencia.....	SG3C-145/1250
Tensión nominal	145 kV
Intensidad nominal	1250 A

Tensión de ensayo a tierra y entre polos

A frecuencia industrial bajo lluvia.....	275 kV
A impulso.	650 kV

Tensión de ensayo sobre la distancia de seccionamiento

A frecuencia industrial bajo lluvia.....	315 kV
A impulso.	750 kV
Intensidad de corta duración (Valor eficaz)	31.5 kA
Valor cresta de la intensidad.....	80 kA
Tipo aislador	C4-650

6.4.2.1.2 Disyuntores

Los interruptores automáticos o disyuntores son aparatos capaces de maniobrar y soportar corrientes de carga nominal, sobreintensidades y cortocircuitos durante un tiempo determinado. El accionamiento de estos interruptores puede ser manual o mediante relés de maniobra y protección.

Los parámetros más importantes que definen un disyuntor son:

- Calibre o corriente nominal: Corriente de trabajo para la cual está diseñado el dispositivo.
- Tensión de trabajo: Tensión para la cual está diseñado el disyuntor.
- Poder de corte: Intensidad máxima que el disyuntor puede interrumpir. Con mayores intensidades se pueden producir fenómenos de arco voltaico, fusión y soldadura de materiales que impedirían la apertura del circuito.
- Poder de cierre: Intensidad máxima que puede circular por el dispositivo en el momento de cierre sin que éste sufra daños por choque eléctrico.
- Número de polos: Número máximo de conductores que se pueden conectar al interruptor automático.

Tipos de disyuntores:

Según el medio eléctrico en el cual se encuentran los contactos, los tipos empleados para los disyuntores son los siguientes:

1. En aceite: aprovecha la energía desprendida por el mismo arco para apagarlo. La separación de los contactos se hace en baño de aceite, lo cual tiene dos ventajas para aumentar el poder de corte:

- a) La rigidez dieléctrica del aceite es mayor que la del aire a presión atmosférica.
- b) El arco descompone el aceite, generando hidrógeno, que es un medio refrigerante superior al aire.
2. En SF6 (hexafluoruro de azufre): es el reemplazo del interruptor en aceite, desde hace unos años. El SF6 se manda a una presión de 2 o 3 kg/cm² sobre el arco, generalmente a lo largo del eje del arco, para adelgazarlo y luego apagarlo. Este tipo de disyuntor es totalmente hermético para mantener la presión, no es tóxico, ocupa poco espacio (ideal en subestaciones compactas) y además no es ruidoso.
 3. De soplo de aire: tiene un funcionamiento similar al de SF6. Se manda aire comprimido a 15 kg/cm² de presión sobre el arco, generalmente a lo largo del eje del arco, para adelgazarlo y luego apagarlo. Como la presión es elevada necesita mayores precauciones para evitar escapes de aire.
 4. En vacío: están limitados a la tensión de 30 kV. Los contactos se separan en una cámara donde se ha hecho el vacío. De esta manera, se trata de evitar el nacimiento del arco (no hay gas que se ionice). Aunque esto no se logra totalmente, se disminuye mucho la duración del arco, la energía producida por el arco y la distancia a la que tienen que separarse los contactos.

Disyuntores elegidos:

- **Disyuntor 20 kV (incluido en la celda de M.T.):**

Incorpora en su interior un embarrado superior de cobre, y una derivación con un interruptor automático de corte y un seccionador de tres posiciones en serie con él. La puesta a tierra de los cables de acometida se realizará a través del interruptor automático.

Tensión asignada	24 kV
Intensidad cortocircuito, 3 seg.....	31.5 kA
Intensidad cortocircuito, valor cresta	63 kA
Intensidad de arco interno 0,5 seg	25 kA

- **Disyuntor 132 kV**

Los tres polos del interruptor LTB D se puede montar en soportes individuales o en un soporte común. El resorte de apertura está conectado a un extremo de la barra de tracción y el mecanismo de operación al otro extremo. Cada polo del interruptor constituye una unidad sellada, que incluye la unidad de interrupción, el puesto de porcelana aislante y la caja del mecanismo.

Dado que la capacidad de interrupción depende de la densidad del gas SF6, el interruptor LTB D cuenta con un monitor de densidad de gas común para los tres polos. El monitor de densidad consiste en un interruptor de presión con compensación de temperatura .

Características eléctricas

Referencia.....	LTB D (ABB)
Tensión nominal	145 kV
Intensidad nominal de servicio	3150 A
Intensidad nominal de cortocircuito	40 kA
Intensidad de cierre (valor cresta)	100 kA
Duración de cortocircuito	3 sg
Tiempo de cierre.....	40 ms
Tiempo de apertura.....	20 ms
Tiempo de corte	40 ms
Tiempo muerto	300 ms
Tensión de ensayo a frecuencia industrial:	
1 min seco.....	275 kV
1 min mojado	275 kV
Tensión de ensayo a impulso tipo rayo	650 kA

6.4.2.2 Aparamenta de protección y medida

6.4.2.2.1 Autoválvulas

Las autoválvulas o pararrayos son dispositivos destinados a absorber las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas, por maniobras o por otras causas que, en otro caso, se descargarían sobre aisladores o perforando el aislamiento, ocasionando interrupciones en el sistema eléctrico y, en muchos casos, desperfectos en los generadores, transformadores, etc.

Existen dos tipos de autoválvulas:

Autoválvulas de carburo de silicio: utilizan válvulas de resistencias no lineales de carburo de silicio en serie con una estructura de explosores, a través de los cuales se descargan las sobretensiones y en los que se limitan y se cortan la corriente subsiguiente. La misión de los explosores es, pues, la de disminuir la tensión aplicada a las resistencias de carburo de silicio, impedir el paso de corrientes de fuga a valores de tensión de servicio y cortar el paso de la corriente subsiguiente que se produce de una descarga.

Autoválvulas de óxidos metálicos: disponen de unos elementos valvulares extremadamente no lineales. Cuando se presenta una sobretensión y la corriente que circula por la autoválvula aumenta, la resistencia de las válvulas disminuye drásticamente, por lo que se absorben perfectamente la corriente de descarga sin que aumente la tensión entre bornes del pararrayos. Cuando la corriente de descarga disminuye hasta los valores de corriente subsiguiente, las resistencias de óxidos metálicos aumentan su valor, volviendo a conducir a tierra unos poco miliamperios, por lo que se puede decir en ese momento que la sobretensión se ha extinguido.

Autoválvulas elegidas:

Las autoválvulas escogidas son de oxido metálico tipo ZS de la marca INAEL, las cuales han sido diseñadas para su utilización en grandes subestaciones o en áreas donde la protección es lo primordial y se requiera una gran capacidad, tanto para soportar altos valores energéticos, como para evacuar las altas presiones que puedan producirse. Como su tensión se encuentra entre en 3 y 240 kV, tienen una tapa superior metálica.

Las características que definen una autoválvula son:

- Tensión nominal: es el valor máximo de la tensión en condiciones normales de explotación, a frecuencia industrial admisible entre los bornes del pararrayos.
- Corriente de descarga: onda de corriente evacuada por el pararrayos después de un cebado.
- Corriente subsiguiente: es la corriente suministrada por la red y evacuada por la autoválvula después del paso de la corriente de descarga.
- Tensión residual: tensión que aparece entre los bornes de un pararrayos durante el paso de la corriente de descarga.
- Tensión de cebado a frecuencia industrial: es el valor eficaz de la mínima tensión a frecuencia industrial que, aplicada entre bornes del pararrayos, provoca el cebado de todos los explosores serie.
- Tensión de cebado a la onda de choque: es el valor de cresta de la máxima tensión que es alcanzada antes del paso de la corriente de descarga.
- Nivel de protección a las ondas de choque: es fijado numéricamente por el valor máximo de: la tensión de cebado sobre frente de onda dividido por 1,15, la tensión de cebado con onda de ensayo tipo rayo 1,2/50 y la tensión residual para una intensidad de descarga dada.

• Autoválvula 20 kV**Características eléctricas**

Referencia.....	8110D0001J021
Tensión nominal	20 kV
Tensión máxima	24 kV
Tensión asignada (Ur)	21 kV
Tensión continua (Uc)	17 kV
Peso neto.....	517 kg
Equivalente al frente de onda	51,5 kV
Máxima sobretensión de maniobra.....	39,6 kV
Tensión residual máxima (cresta), a corriente de 8/20 μ s de 10 kA	51 kV
Capacidad para evacuar presión	80 kA

- Autoválvula 132 kV

Características eléctricas

Referencia.....	8110D0001J120
Tensión nominal	132 kV
Tensión máxima	145 kV
Tensión asignada (Ur)	120 kV
Tensión continua (Uc)	98 kV
Peso neto.....	1392 kg
Equivalente al frente de onda	273 kV
Máxima sobretensión de maniobra.....	224 kV
Tensión residual máxima (cresta), a corriente de 8/20 μ s de 10 kA	271 kV
Capacidad para evacuar presión	80 kA

6.4.2.2 Transformadores de medida y protección

Los transformadores de medida y protección están destinados a alimentar instrumentos como contadores, relés y otros aparatos análogos. De esta manera, se evita la conexión directa entre los instrumentos y los circuitos de alta tensión, que sería peligroso para los operarios y requeriría cuadros de instrumentos con aislamiento especial.

Se consigue además una separación galvánica de los elementos pertenecientes a los cuadros de mando, medida y protección con las consiguientes ventajas en cuanto a seguridad de las personas y del equipo se refiere.

Hay dos clases de transformadores de medida y protección:

Transformadores de tensión: la tensión secundaria en condiciones nominales es prácticamente proporcional a la tensión primaria y desfasada con relación a la misma un ángulo próximo a cero, para un sentido apropiado de las conexiones.

Transformadores de intensidad: la intensidad secundaria en condiciones nominales es prácticamente proporcional a la intensidad primaria y desfasada con relación a la misma un ángulo próximo a cero, para un sentido apropiado de las conexiones.

TRANSFORMADOR DE TENSIÓN

El primario de un transformador de tensión, se conecta a los bornes, entre los cuales se desea medir la tensión y el secundario se conecta a los circuitos de tensión de uno o varios aparatos de medida conectados en paralelo. Se fabrican normalmente con núcleo rectangular y los secundarios (si hay más de uno) se bobinan sobre el mismo núcleo. No existe por lo tanto independencia entre ellos, a diferencia de lo que ocurre en los transformadores de intensidad, y la carga de un secundario influye en la precisión del otro.

Los transformadores de tensión son los que más se parecen a los transformadores de potencia, y pueden estar destinados a medir la tensión entre fases o entre fase y tierra.

Transformadores de tensión elegidos:

- **Transformador de tensión 20 kV (incluido en la celda de M.T.):**

Características eléctricas

Fabricante	RITZ
Tipo.....	VES 24
Um.....	24 kV
Tensión de ensayo	50/50/125 kV
Tensión primaria asignada (Upn)	20000/ $\sqrt{3}$ V
Tensión secundaria asignada (Usn)	110/ $\sqrt{3}$ V
Tensión secundaria asignada del arrollamiento (s) de pta a tierra.....	110/ $\sqrt{3}$ V
Potencia nominal en clase de precisión (IEC) 0,5.....	50 VA
Intensidad límite térmica secundaria	6 A
Intensidad límite térmica con 1,9xUn/8h	6 A
Frecuencia nominal.....	50 Hz
Peso.....	27 kg

- **Transformador de tensión 132 kV (ABB)**

Características eléctricas

Tipo.....	EMF
Máxima tensión de la red.....	145 kV
Prueba de tensión de c.a 1 minuto húmedo/seco.....	275/275 kV
Impulso de descarga 1,2/50 μ s	650 kV
Tensión de prueba RIV.....	92 kV
Nivel RIV máximo	2500 μ V
Factor tensión	1,5 ó 1,9
Peso neto incluido aceite	570 kg
Aceite.....	80 kg
Distancia de fuga	3625 mm
Distancia de contorno	1200 mm
Distancia de fuga protegida	1400 mm

TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD

El primario de un transformador de intensidad consta de una o varias espiras, que se conectan en serie, con el circuito cuya intensidad se desea medir. El secundario alimenta los circuitos de intensidad de uno o varios aparatos de medida, conectados en serie.

El arrollamiento primario puede tener una, dos o cuatro secciones, permitiendo una, dos o tres intensidades primarias nominales, mediante el adecuado acoplamiento de las mismas.

No existe influencia de un secundario sobre el otro, ya que puede haber uno o varios arrollamientos secundarios, bobinados cada uno sobre su circuito magnético.

Transformadores de intensidad elegidos:

- **Transformador de intensidad 20 kV (incluido en la celda de M.T.):**

Características eléctricas

Fabricante	RITZ
Tipo.....	ASS 24
Um.....	24 kV
Tensión de ensayo	50/125 kV
Intensidad primaria asignada (Ipn)	< 2500 A
Intensidad secundaria asignada (Isn).....	1/5 A
Intensidad térmica de corta duración asignada (Ith).....	máx 100 kA
Valor de cresta de la intensidad admisible	2,5x Ith
Frecuencia nominal.....	50/60 Hz
Peso.....	28 kg

- **Transformador de intensidad 132 kV (ABB)**

Características eléctricas

Tipo.....	tanque IMB
Máxima tensión de la red (Um).....	145 kV
Prueba de tensión de c.a 1 minuto húmedo/seco.....	275/275 kV
Impulso de descarga 1,2/50 μ s	650 kV
Tensión de prueba RIV.....	92 kV
Nivel RIV máximo	2500 μ V
Número de espiras	2
Corriente nominal	1200 A
Corriente con refrigerador	1500 A
Máxima corriente de c.c 1 sg.....	40 kA
Máxima corriente de c.c 3 sg.....	40 kA
Máxima corriente dinámica	100 kA

6.4.2.3 Relés

Los relés de protección son derivados de los relés de medición, los cuales por su funcionamiento rápido y automático, hacen posible la agrupación. La tarea de los relés de protección es coordinar los distintos dispositivos de protección y maniobra para conseguir esa selectividad de las protecciones a la hora de actuar.

Los relés de protección deben responder a diversas exigencias:

- Consumo propio reducido.
- Sensibilidad.
- Capacidad de soportar cortocircuitos sin deformarse.
- Exactitud de los valores de funcionamiento.
- Indicación de los valores de funcionamiento mediante señales ópticas.
- Posibilidad de transmisión de los valores medidos para la indicación a distancia.

El funcionamiento general de los relés de protección es tal que, al sobrepasar o descender por debajo de un valor de la magnitud de acción que ellos vigilan, hace dispararse al interruptor de potencia.

Según su funcionamiento los relés de protección pueden ser de:

- Sobreintensidad.
- Mínima y máxima tensión.
- Vigilancia de contactos a tierra.
- Diferenciales.
- Distancia.

A continuación, se detalla algunos relés con sus correspondientes números identificativos.

- Relé de mínima tensión (27): actúa cuando la tensión disminuye a un valor que pudiera ser peligroso para los receptores y que persiste durante cierto tiempo.
- Relé térmico para máquina, aparato o transformadores (49): funciona cuando la temperatura de una máquina, aparato o transformador excede de un valor fijado.
- Relé instantáneo de sobreintensidad (50): funciona instantáneamente con un valor excesivo de la intensidad o con un valor excesivo de velocidad de aumento de intensidad.
- Relé de sobreintensidad de tiempo de c.a (51): tiene una característica de tiempo inversa o definida, que funciona cuando la intensidad de un circuito de c.a sobrepasa un valor dado.
- Relé de sobretensión (59): tiene la misión de evitar la elevación de la tensión a valores superiores al máximo previsible.
- Relé de presión de gas, líquido o vacío (63): también llamado relé de buchholz, funciona con un valor dado de presión del líquido o gas, para un determinada velocidad de variación de la presión.
- Relé de selección o transferencia del control automático (83): funciona para elegir automáticamente entre ciertas fuentes de alimentación o condiciones en un equipo, efectúa automáticamente una operación de transferencia.

Relés elegidos:

Relés utilizados en las dos líneas de salida de 132 kV:

27 - Relé de subtensión
50/51 - Relé de sobreintensidad
59 - Relé de sobretensión

Relés utilizados en la unión de barras del embarrado 132 kV:

27 - Relé de subtensión
50/51 - Relé de sobreintensidad
59 - Relé de sobretensión

Relés utilizados en las líneas de los transformadores:

- 59 - Relé de sobretensión
- 27 - Relé de subtensión
- 50/51 - Relé de sobreintensidad
- 87 - Relé diferencial
- 49 - Protección térmica
- 63 - Relé Bouchholz

Relés utilizados en las entradas de 20 kV:

- 59 - Relé de sobretensión
- 27 - Relé de subtensión
- 50/51 - Relé de sobreintensidad

Relés utilizados para la protección de las baterías de condensadores:

- 59 - Relé de sobretensión
- 27 - Relé de subtensión
- 50/51 - Relé de sobreintensidad

6.4.2.4 Celdas de potencia

Estas celdas estarán colocadas en una zona interior, protegidas de agentes externos. Las celdas de potencia elegidas serán del fabricante MESA y del tipo CGBS 1.

Las celdas blindadas con aislamiento en gas SF6 tipo CGBS, han sido diseñadas para su instalación en subestaciones de compañías eléctricas e industria.

La utilización del gas SF6 como medio de aislamiento confiere a estos equipos las siguientes ventajas:

- Menos espacio de instalación
- Protección frente a la contaminación, polvo, insectos, contactos accidentales, etc.
- Elevado grado de disponibilidad

Otras características particulares de este tipo de celdas son:

- Baja presión de trabajo (0,3 bares de presión relativa), lo que implica máxima fiabilidad y disponibilidad.
- Alto grado de compartimentación para evitar la propagación y extensión de la avería, en caso de accidente.
- Posibilidad de ampliación o modificación de un juego de barras, manteniendo en servicio el segundo juego de barras.
- Fácil y cómoda sustitución de cualquier componente.
- Posibilidad de ampliación de celdas sin corte de suministro.
- Práctica ausencia de mantenimiento derivada del total blindaje de los componentes.
- Envoltorios metálicos de acero inoxidable.

- Posibilidad de instalación contra la pared (separación de 200 ó 300 mm para eventual salida de gases).
- Los mecanismos de accionamiento pueden ser eléctricos o manuales.

Características eléctricas y mecánicas.

Tensión nominal	24 kV
Tensión de ensayo a frecuencia industrial 50 Hz	50 kV
Tensión de ensayo a onda de choque tipo rayo	125 kV
Gas aislamiento	SF6
Presión nominal del gas, relativa a 20 ° C	0,3 bar
Presión de operación relativa media del sist. de operación	1,1 bar
Intensidad nominal de barras.....	1600 A
Intensidad nominal derivaciones	630 A
Resistencia a corrientes de corta duración, 1 sg	31.5 kA
Resistencia a corrientes de corta duración, valor cresta	80 kA
Resistencia arcos internos, 0,5 sg	25 kA
Grado de protección componentes de alta tensión	IP65
Grado de protección cubículo de baja tensión.....	IP30
Valor máximo de temperatura	40 °C
Valor medio de temperatura máximo en 24 horas.....	35 °C
Valor mínimo de temperatura	-5° C

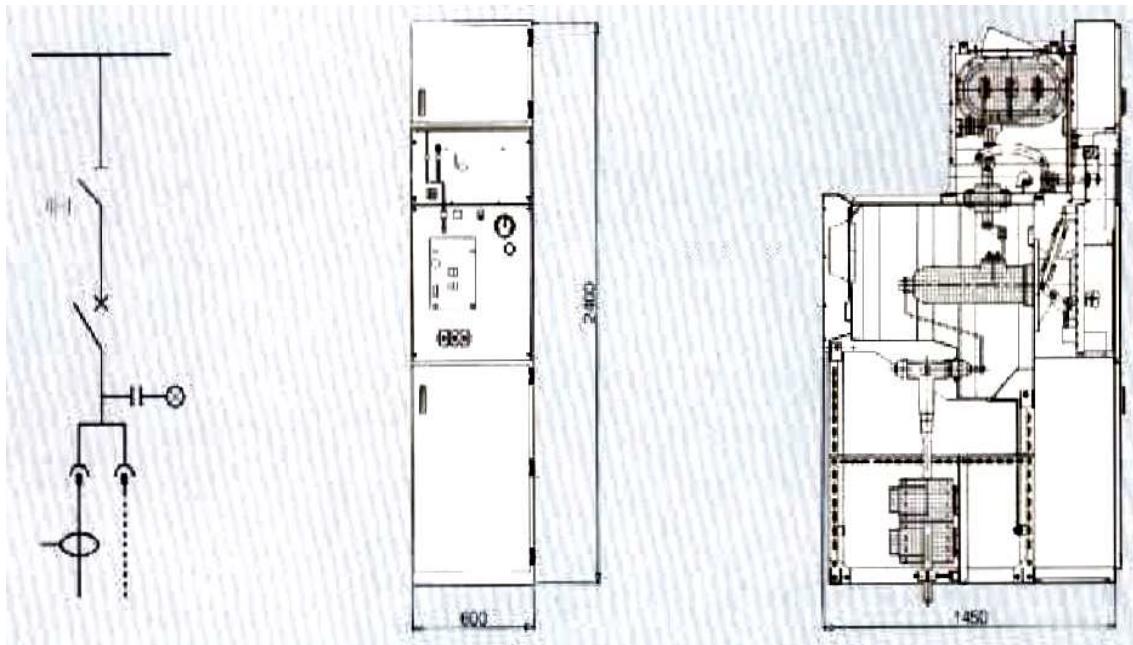
Dimensiones

Alto	2400 mm
Largo.....	600 mm
Fondo.....	1450 mm
Peso aproximado por celda.....	800 kg
Normas	CEI-298/694/517/529/56

Cuenta con una amplia gama de unidades funcionales combinables como:

- Interruptor automático
- Interruptor seccionador
- Seccionador
- Interruptor seccionador con fusibles
- Medida
- Acoplamiento

Estructura



6.4.2.5 Conductor de alta tensión

Un conductor eléctrico es aquel material, que ofrece poca resistencia al paso de la corriente. Este puede ser de alambre, es decir, un solo hilo o un cable formado por varios hilos o alambres retorcidos entre sí.

Para el transporte de energía eléctrica, así como para cualquier instalación de uso doméstico o industrial, los mejores conductores son el oro y la plata, pero debido a su elevado precio, los materiales empleados habitualmente son el cobre, o el aluminio; metal que si bien tiene una conductividad eléctrica del orden del 60% inferior es, sin embargo, un material tres veces más ligero, por lo que su empleo está más indicado en líneas aéreas de transmisión de energía eléctrica en las redes de alta tensión.

Para la selección de un conductor se debe tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Consideraciones eléctricas: tamaño (capacidad de corriente), tipo y espesor de la aislación, nivel de tensión (baja, media o alta), capacidad dieléctrica, resistencia de aislación, factor de potencia.
- Consideraciones térmicas: compatibilidad con el ambiente, dilatación de la aislación, resistencia térmica.
- Consideraciones mecánicas: flexibilidad, tipo de chaqueta exterior, armado, resistencia impacto, abrasión, contaminación.
- Consideraciones químicas: aceites, llamas, ozono, luz solar, ácidos.

Conductores elegidos:

- **Conductor 132 kV**

Conductor Aluminio-Acero ACSR según UNE EN 50182

Conductor	LA 280 HAWK
Código	242-ALI/39-STIA
Sección Aluminio	241,6 mm ²
Sección Acero.....	39,5 mm ²
Sección total	281,1 mm ²
Nº alambres Aluminio	26
Nº alambre Acero	7
Diámetro alambre Aluminio.....	3,44 mm
Diámetro alambre Acero	2,68 mm
Diámetro Alma	8,04 mm
Diámetro Conductor	21,8 mm
Masa por unidad de longitud	976,2 kg/km
Resistencia a la tracción asignada	8845 kg
Resistencia en c.c.....	0,1195 Ω/km

6.4.2.6 Aisladores

Como los conductores de alta tensión aéreos se emplean casi siempre sin aislamiento propio, es decir, desnudos. Es necesario un elemento intermedio, denominado aislador, de buenas propiedades dieléctricas, que aíslle totalmente los conductores de los apoyos que soportan la línea. La unión de los conductores a los aisladores y de los aisladores a los apoyos se efectúa por medio de piezas metálicas denominadas herrajes.

La misión fundamental del aislador es evitar el paso de la corriente del conductor al apoyo. Este paso de corriente puede producirse por cualquiera de las causas que se citan a continuación:

- a. Por conductividad de masa a través de la masa del aislador, como corriente de fuga.
- b. Por conductividad superficial, contorneando la parte exterior del aislador por aumento de su conductividad debido a la formación de una capa de humedad, de polvo o de sales depositadas sobre la superficie del aislador.
- c. Por perforación de la masa del aislador, que depende del espesor del mismo, aunque no varía linealmente con el mismo dependiendo igualmente de la calidad y contextura molecular del aislante. Es del mayor interés descubrir dichos defectos mediante ultrasonidos, rayos X, luz polarizada, etc.
- d. Por descarga disruptiva a través del aire, formándose un arco entre el conductor y el soporte a través del aire. Depende de las condiciones atmosféricas a que se encuentre sometida.

El actual Reglamento español indica que los aisladores utilizados en las líneas aéreas podrán ser de porcelana, vidrio u otro material de características adecuadas a su función.



- Porcelana: es una pasta de arcilla, caolín, cuarzo o alúmina se le da forma, y por horneado se obtiene una cerámica de uso eléctrico. En alta tensión, los aisladores son de dos, tres o más piezas unidas con yeso.
- Esteatita: se utiliza cuando los aisladores han de soportar grandes esfuerzos mecánicos, ya que su resistencia mecánica es el doble que la de la porcelana y sus propiedades aislantes son también son mejores. El inconveniente es su elevado coste.
- Vidrio: es un vidrio cálcico alcalino, obtenido por un procedimiento especial mediante enfriamiento brusco durante el proceso de fusión, de esta forma se obtiene un vidrio duro de elevada resistencia mecánica y con buena estabilidad para los cambios de temperatura.
- Sintéticos: también llamados aisladores de silicona, poliméricos o compuestos. Estos materiales trabajan tanto a tracción como a compresión. Tiene la ventaja frente al vidrio y a la porcelana, de su reducido peso, limitación de descargas parciales sobre la superficie del dieléctrico, y a la resistencia a los ataques vandálicos. Su uso está generalizando en instalaciones interiores de alta tensión.

Los aisladores pueden clasificarse según diferentes criterios:

Según su constitución:

- Aislador simple: es el constituido por una sola pieza de porcelana, esteatita o vidrio.
- Aislador compuesto: es el formado por dos o más aisladores simples unidos entre sí de forma permanente.

Según su aplicación:

- Aislador soporte: es el destinado a mantener un conductor en una parte de su periferia, alejada de una masa conductora.
- Aislador pasante: es el provisto de un orificio que lo atraviesa y en el que introduce el conductor.

Según su lugar de instalación:

- Aislador para servicio al interior: es el empleado en lugares resguardados de la lluvia.
- Aislador para servicio al exterior: es el utilizado en lugares no resguardados de la lluvia.

Según su forma y características especiales:

- Aislador acoplable: permite el acoplamiento de una serie de elementos, hasta obtener el grado de aislamiento deseado. El acoplamiento puede ser rígido o articulado.
- Aislador no acoplable: es el que no está construido con otros elementos similares.



Según su instalación en el apoyo o estructura:

- Aislador rígido: van sujetos sin ningún grado de libertad mediante el herraje de la fijación a la cruceta de la torre. También se les denomina aislador de apoyo.
- Aislador de columna: es el constituido por dos o más elementos acoplables, unido en acoplamiento rígido. Se utiliza en subestaciones y en torres fin de línea.
- Aislador suspendido: la fijación del conductor se realiza suspendiéndolo del aislador mediante herrajes adecuados. Son los más empleados en líneas de alta tensión. Los tipos de aisladores suspendidos son: caperuza-vástago, motor y bastón.

Aisladores elegidos:

El tipo de aislador elegido es de columna.

Carga rotura mecánica	100 KN
Modelo catálogo	E-100-146
Clase IEC.....	U100BL

Datos dimensionales

Paso.....	146 mm
Diámetro	255 mm
Línea de fuga	315 mm.
Unión normalizada IEC 120.....	16A

Valores eléctricos

Tensión soportada a frecuencia industrial en seco	70 kV
Tensión soportada a frecuencia industrial bajo lluvia	40 kV
Tensión soportada a impulso de choque en seco.....	100 kV
Tensión de perforación en aceite	130 kV

Modelo estándar de tensiones soportadas

• Nivel 132 kV (11 aisladores)

Tensión soportada a frecuencia industrial en seco	530 kV
Tensión soportada a frecuencia industrial bajo lluvia	375 kV
Tensión soportada a impulso tipo rayo 1,2/50 μ s	830 kV

• Nivel 20 kV (3 aisladores)

Tensión soportada a frecuencia industrial en seco	180 kV
Tensión soportada a frecuencia industrial bajo lluvia	110 kV
Tensión soportada a impulso tipo rayo 1,2/50 μ s	270 kV

6.4.2.7 Servicios Auxiliares

Los servicios auxiliares están compuestos por:

- Transformador de Servicios Auxiliares
- Armario de Servicios Auxiliares
- Cuadro de Alumbrado y Fuerza

Desde el armario de Servicios Auxiliares se alimenta en corriente alterna el cuadro de alumbrado y fuerza; y el armario que contienen los cargadores de las baterías que alimentan las barras de corriente continua.

La tensión de los servicios auxiliares en corriente alterna es de 230 V, 50 Hz, y la de corriente continua de 110 V.

6.4.2.7.1 Transformador de Servicios Auxiliares

El transformador elegido para los servicios auxiliares será un transformador trifásico reductor de tensión con neutro accesible en el secundario, de potencia 50 kVA y refrigeración natural de aceite, con una tensión primaria de 20 kV y una tensión secundaria de 420 V, el fabricante será COTRADIS.

Estos transformadores cumplen las siguientes características:

- Transformadores trifásicos, 50 Hz para instalación en interior o exterior.
- Herméticos de llenado integral.
- Sumergidos en Aceite mineral de acuerdo a la norma IEC 60296.
- Refrigeración ONAN.
- Color azul oscuro, de acuerdo a la norma UNE 21428.

Los datos y valores mostrados corresponden a las Condiciones Normales de Funcionamiento referenciadas en la norma IEC 60076-1.

Estos son sus parámetros eléctricos:

Potencia	50 kVA
Tensión nominal primaria.....	20 kV
Tensión nominal secundaria (en vacío)	400 V
Grupo de conexión	Dyn 11
Perdidas ensayo en vacío.....	145 W
Perdidas a plena carga	1100 W
Impedancia de cortocircuito a 75 ° C	4 %
Nivel de potencia acústica	50 dB
Rendimiento (Carga al 100 %, cos φ = 1)	97,57 %
Rendimiento (Carga al 100 %, cos φ = 0.8)	96,98 %
Rendimiento (Carga al 75 %, cos φ = 1)	98,00 %
Rendimiento (Carga al 75 %, cos φ = 0.8)	97,52 %
Caída de tensión (Carga al 100 %, cos φ = 1)	2,26 %
Caída de tensión (Carga al 100 %, cos φ = 0.8)	3,77 %
Peso total	435 kg

Volumen aceite 105 l

Ensayo de tensión aplicada a frecuencia industrial

Tensión primaria más elevada para el material 24 kV

Tensión aplicada a frecuencia industrial (50 Hz durante 1 min.).. 50 kV

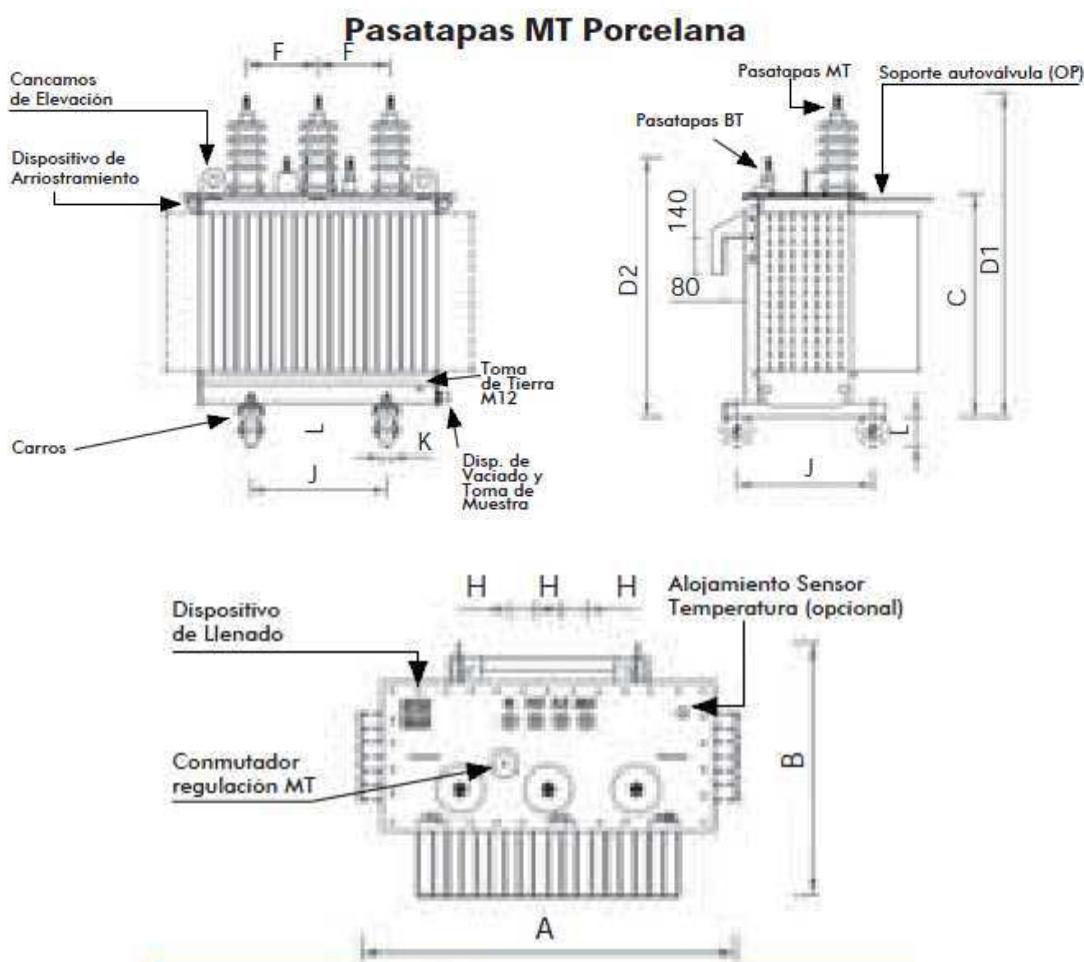
Ensayo impulso tipo rayo u onda de choque

Tensión más elevada para el material (nivel de aislamiento)..... 24 kV

Tensión soportada asignada de Impulso tipo rayo (1.2 / 50 μ s) ... 125 kV

Dimensiones [mm]

A (Largo)	888
B (Ancho)	704
C (Alto a tapa)	810
D1 (Alto a MT con Porcelana MT)	1195
D3 (Alto a MT Borna enchufable MT)	899
D2 (Alto a BT con Palas)	960
F (Separación MT)	275
H (Separación entre BT).....	80
J (Distancia entre ruedas)	520
K (Ancho rueda)	40
\varnothing (Diámetro rueda).....	125
L (Rueda).....	110



6.4.2.7.2 Cuadro de Baja Tensión

El Cuadro de Baja Tensión es donde comienza la instalación de corriente alterna en baja tensión y donde acomete la salida del transformador. Es el encargado de alimentar el armario de servicios auxiliares.

EL cuadro elegido es un Cuadro de Baja Tensión Optimizado (CBTO), modelo C de la marca ORMAZABAL y cuenta con hasta 8 salidas tamaño 2.

Presenta las siguientes características:

Características Técnicas

Tensión asignada	440 V
Intensidad asignada	1600 A
Tensión soportada a frecuencia industrial	
En partes activa	2,5 kV
En partes activas y masa	10 kV
Tensión soportada a impulso tipo rayo	20 kV
Intensidad de cortocircuito (1seg).....	25 kA
Grado de protección.....	IP 2X, IK 08

Características físicas

Ancho [mm].....	1000
Alto [mm]	1500
Fondo [mm]	300

6.4.2.7.3 Armario de servicios auxiliares

En este armario es donde empieza la distribución hacia los Servicios Auxiliares de la subestación.

Este cuadro contará con una protección común mediante un interruptor automático de corte omnípolar. Posteriormente, cada circuito estará protegido mediante los magnetotérmicos adecuados a cada suministro. Para decidir la sección a emplear en cada circuito y la protección que necesitan se tendrán en cuenta:

- Intensidad y condiciones en las cuales se produce.
- Corriente de cortocircuito: valor y duración.
- Caída de tensión admisible.

Este armario alimentara a los siguientes suministros:

- Cuadro de fuerza y alumbrado
- Sistema contra incendios: detector de humos, detector térmico, sirena, etc.
- Ventiladores
- Los dos cargadores de baterías de los cuales disponen los servicios auxiliares.

6.4.2.7.4 Cuadro de fuerza y alumbrado

A este cuadro llegarán diferentes circuitos provenientes tanto del armario de servicios auxiliares como de los servicios en corriente continua de los que dispone la subestación. Dichos circuitos están diferenciados y protegidos mediante los magnetotérmicos adecuados a las necesidades.

Provenientes del armario de servicios auxiliares distinguiremos:

- Fuerza interior de edificio de continua: Se dispondrá de una red de tomas de fuerza en el interior del edificio de continua para la conexión de herramientas, ventiladores o cualquier otra necesidad.
- Alumbrado interior del edificio de continua: El alumbrado interior del edificio de continua estará convenientemente planificado para satisfacer todas las necesidades.
- Fuerza interior trifásica del edificio de continua: Se dispondrán de tomas trifásicas en el interior para conectar dispositivos que requieran de alimentación trifásica.
- Alumbrado exterior del edificio de continua: El alumbrado exterior estará previsto para iluminar los pórticos y el exterior del parque.
- Alumbrado emergencia interior del edificio de continua: El edificio dispondrá de puntos de luz suficientes para permitir el acceso a cualquier punto.
- Alumbrado emergencia exterior del edificio de continua: Funcionará de la misma forma que el interior.

Provenientes del equipo de corriente continua distinguiremos:

- Alumbrado de socorro: En caso de que no haya suministro eléctrico, existirá el alumbrado de socorro que está alimentado en corriente continua.

6.4.2.7.5 Armario de Corriente Continua

En este armario estarán ubicados los dos cargadores-rectificadores de baterías que darán suministro eléctrico en corriente continua.

Con el fin de permitir el crecimiento de la instalación, se elige un modulo de alimentación capaz de suministrar permanente una intensidad de 7 A durante el tiempo de emergencia.

La alimentación tendrá las siguientes características:

Tensión

Tensión nominal Un: 125 V

Tensión máxima: 1,1 Un = 137,5 V

Tensión mínima: 0,85 Un = 106,25 V

Batería

92 elementos de placas de Ni-Cd abiertos

Tensión de carga por elemento 1,495 V

Tensión de descarga por elemento 1,15 V

Capacidad nominal, en régimen de 5 h: 100 Ah

Rectificador

Alimentación: 3 x 400; 50 Hz

Intensidad nominal a la salida: 30 A

Tensión de carga en flotación: $1,4 \times 92 = 128,8$ V

Tensión de carga rápida: $1,495 \times 92 = 137,5$ V

Sistema de fuente conmutada, peso y volumen reducidos

6.4.2.8 Batería de condensadores

La finalidad de la batería de condensadores es compensar la energía reactiva demandada por la carga. También reduce las perdidas de la red y aumenta la tensión en el punto de instalación.

Las baterías de condensadores son indispensables para una correcta gestión técnica y económica del sistema eléctrico optimizando su explotación.

Sus ventajas técnicas son:

- Ayudan al control de la tensión a lo largo del sistema de transporte y distribución
- Descargan tanto las líneas como los transformadores
- Reducen el nivel de pérdidas a lo largo de todo el sistema

Sus ventajas económicas son:

- Reducen el coste de la energía mediante la disminución de energía reactiva consumida
- Reduce el coste oculto que representan las pérdidas en líneas de transporte y distribución
- Permite una mejor optimización de las instalaciones

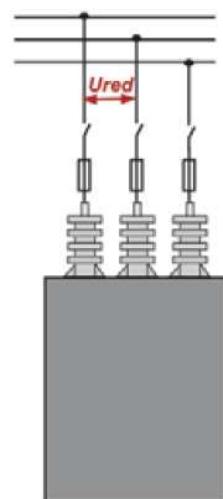
Existen diferentes tipos de configuraciones de baterías en MT. Estos dependen del tipo de condensador utilizado, y sobretodo de los parámetros eléctricos de la instalación.

• Baterías con condensadores trifásicos

Estos equipos son muy útiles para instalaciones industriales, dado que son capaces de alojar pequeñas y medianas potencias en unas dimensiones reducidas. La tensión de servicio máxima es de 11 kV y la potencia máxima de 1,4 MVAR.

Las aplicaciones más habituales son:

- Compensación de motores
- Compensación de transformadores
- Baterías automáticas

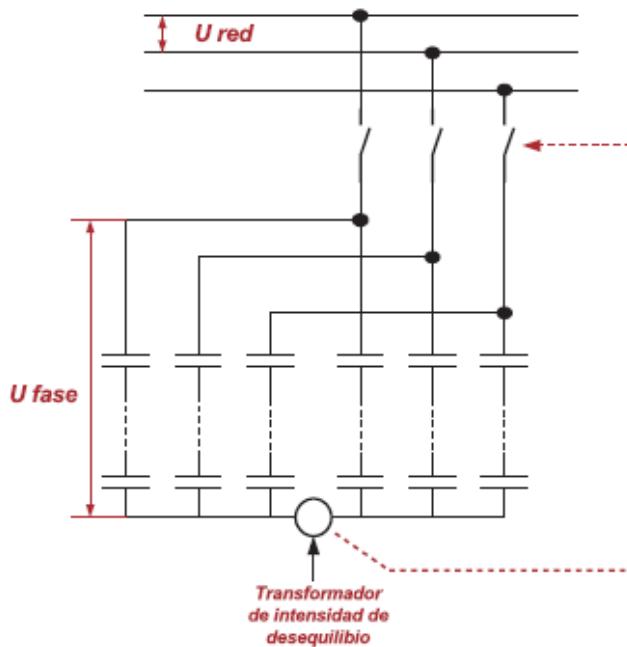


- Baterías con condensadores monofásicos conectados en doble estrella**

Es la configuración más utilizada en medianas y grandes potencias. La doble estrella está formada por dos estrellas unidas por un neutro común. En el neutro se conecta un transformador de corriente para la detección de corrientes de defecto de condensadores.

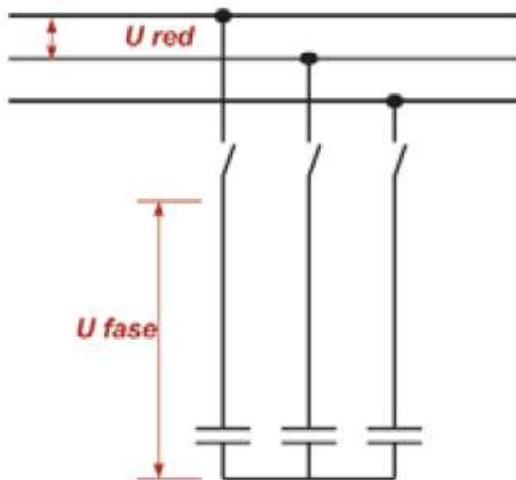
Normalmente esta configuración se utiliza en:

- Redes con tensiones de servicio mayores de 11 kV
- Redes con tensiones menores de 11 kV y potencias mayores de 1,6 MVAR



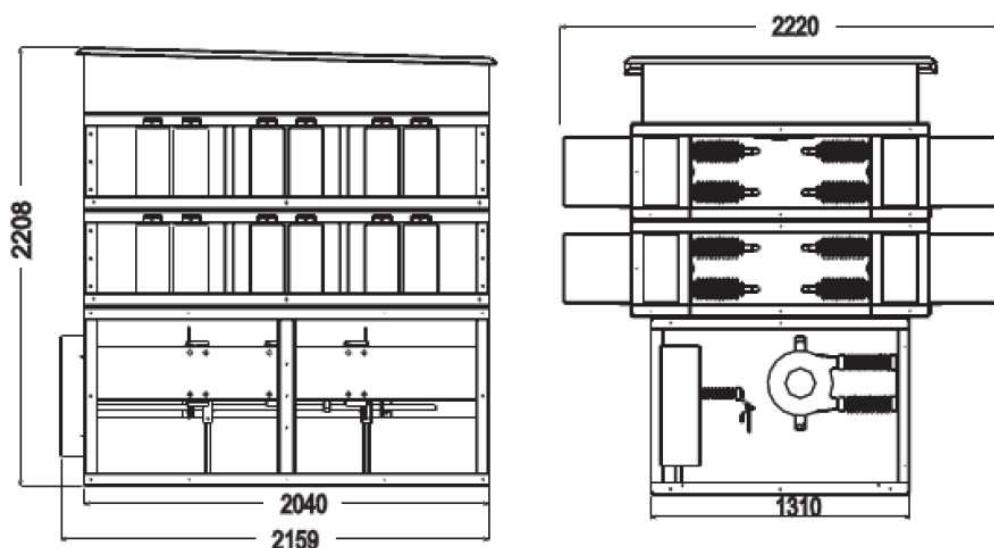
- Batería con condensadores monofásicos conectados en estrella**

La aplicación de esta configuración queda únicamente reservada a pequeñas potencias de batería, que por nivel de tensión de trabajo, no pueden ser resueltas con condensadores trifásicos.



Batería de condensadores elegidas:**Batería de condensadores monofásicos conectados en doble estrella (CIRCUTOR)**

Tipo.....	Cabina
Serie.....	CIRKAP-C
Forma de compensación	Fija
Tipo CIRKAP-C.....	CMF24 GP
Grado de protección.....	IP 23
Nivel de aislamiento	24 kV
Configuración condensadores	monofásicos doble estrella

CMF-GP**Condensadores monofásicos**

Número condensadores.....	12
Tipo.....	CHV-M 600 / 12,1
Potencia Reactiva	60 kVAr
Peso.....	81 kg
Dimensiones	350 x 175 x 1215 mm

6.4.2.9 Transformador MT/AT

El transformador es el elemento fundamental de la Subestación, puesto que es el encargado de elevar la tensión proveniente de los dos circuitos provenientes del Parque Eólico hasta la tensión de 132 kV, para su posterior evacuación a las líneas de transporte.

En esta Subestación utilizaremos un transformador de 30 MVA, para asegurar la continuidad de la Subestación en el caso de que se quiera aumentar la potencia del Parque Eólico.

Este transformador estará ubicado a la intemperie y tendrá aislamiento de aceite. Según las normas de la compañía ERZ-ENDESA, el neutro de 132 kV debe estar puesto a tierra, y el neutro de 20 kV debe estar aislado.

Características generales:

Potencia.....	30 MVA
Tensión nominal primaria.....	20 kV
Tensión nominal secundaria	132 kV
Frecuencia.....	50 Hz
Tensión de cortocircuito (Ucc)	12 %
Regulació	± 8 x 1 %
Nivel de ruido	65 db
Potencia ONAN	30 MVA
Potencia ONAF.....	32 MVA
Variación de tensión	± 8 %
Variación de frecuencia	± 1 %
Grupo de conexión	Dyn 11
Peso líquido aislante	16000 kg
Peso total.....	64000 kg



Transformador ABB 30MVA

7. RED DE PUESTA A TIERRA

El sistema de puesta a tierra debe estar hecho de tal manera que, cualquier punto accesible del interior o exterior de la instalación donde las personas puedan circular o permanecer, éstas queden sometidas como máximo a las tensiones de paso y contacto, durante cualquier defecto eléctrico que se pueda producir.

Para conseguir esta protección se debe unir a masa terrestre todos los puntos de la instalación eléctrica, a través de una conexión de baja resistencia, sin fusible ni protección alguna.

7.1 RED DE PUESTA A TIERRA DE LOS AEROGENERADORES

En la cimentación de cada aerogenerador se realiza una red de tierras a la que se conecta la armadura de la zapata, de manera que cumpliendo las especificaciones del fabricante del aerogenerador se obtenga una resistencia de puesta a tierra igual o inferior a 10 ohmios, limitando las tensiones de defecto a tierra que puedan producirse en la instalación. En todo caso, para valores ligeramente superiores se tomarán las medidas oportunas para rebajar este valor.

De este modo, se instalará una única red de puesta a tierra para todo el conjunto del aerogenerador, tanto para las masas metálicas, como para la puesta a tierra de los neutros de generador y transformador. Además, se colocarán 8 picas de cobre de 2 m de longitud y 14,6 mm de diámetro por cada aerogenerador del parque eólico, unidas mediante soldadura aluminotérmica a la ferralla de la cimentación.

La malla general de puesta a tierra del parque eólico se realizará con cable de cobre desnudo de 50 mm² de sección, y enlazará los sistemas de puesta a tierra de los centros de transformación de cada aerogenerador, de forma que toda la infraestructura eléctrica forme un conjunto equipotencial. El conductor de la red de tierra irá enterrado acompañando a los cables de potencia de la red de Media Tensión en la misma zanja.

Una vez realizada la cimentación de la zapata del aerogenerador y cubierta por una capa de tierra, se instalará un anillo exterior de 9 m de diámetro, con conductor de 50 mm² soldado a cada una de las picas anteriormente mencionadas que estarán colocadas en cuatro cuadrantes diametralmente opuestos. A dos lados opuestos de la cimentación se instalarán dos picas de acero cobreado de 2 m de longitud y 14,6 mm de diámetro. Estas picas se conectarán mediante dos rabillos de cable de cobre de 50 mm² de sección con el anillo antes mencionado, mediante soldadura aluminotérmica.

En el interior de la torre se instalarán dos terminales de toma de tierra, consistentes en dos pletinas de cobre de 200 mm de longitud, situadas una de ellas al lado del cuadro de control y la otra al lado de la celda de media tensión. Todas las conexiones de los elementos de la torre, equipos, etc., se realizarán sobre estos terminales de toma de tierra mediante cable de cobre desnudo de 50 mm², solidarios con la torre y situados en la base de la misma. Los pequeños angulares necesarios para la sujeción de las pletinas serán instalados por el fabricante de las torres.

Las pantallas de los cables unipolares se conectarán a tierra en ambos extremos de cada tramo, uniéndolas a la pletina de cobre situada en la celda de media tensión. De esta forma, en el caso de un defecto a masa lejano, se evitará la transmisión de sobretensiones peligrosas.

Los elementos del aerogenerador a conectar en la instalación de puesta a tierra son:

- Cables que bajan por la torre conectando las masas del generador y del bastidor así como los cables de tierra del armario de BT situado en la góndola.
- Cable de tierra del armario eléctrico de BT situado en la base del aerogenerador.
- Cable de tierra de las celdas de MT situadas en la base del aerogenerador.
- Neutro del lado de 690 V en el transformador BT/MT
- Cuatro puntos en la base de la torre, unidos a través del anillo interior.
- Conexión a tierra de las autoválvulas descargadoras situadas en la entrada de tensión de MT, si es que hubiera.
- Cualquier parte metálica en el interior de la torre del aerogenerador que pueda adquirir un nivel de tensión peligroso respecto a la propia torre.
- La arqueta de conexión de cables de MT en el caso de disponer de partes metálicas.

Se realizarán mediciones de tensiones de paso y contacto en los accesos a cada torre para comprobar que se encuentran por debajo de las admisibles en cada caso, teniendo en cuenta lo prescrito en la ITC MIE-RAT 13 del Reglamento sobre Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación. En caso de no cumplirse con alguno de los valores, se estudiarán las mejoras de tierra necesarias.

7.2 RED DE PUESTA A TIERRA DE LA SUBESTACIÓN

Para realizar la red de tierras, se enterrará una malla básica de electrodos de cobre desnudo de sección mínima 95 mm², paralelos en dirección longitudinal y transversal al recinto, formando retículas prácticamente uniformes en contacto con el terreno natural, colocadas a 80 cm por debajo de nivel de terreno explanado de la plataforma, para permitir el control de los gradientes superficiales y garantizar que las tensiones de paso y contacto permanecerán en los límites marcados por la MIE RAT 13.

Se deberán tener en cuenta las prescripciones siguientes:

- Todas las conexiones de malla a cruces y derivaciones deberán ser realizadas mediante soldadura aluminotérmica.
- Las puestas a tierra de aparatos y estructuras se realizarán sacando un bucle de la malla de tierra con lo que las conexiones a la malla serán siempre dobles.

Las conexiones en bucle se realizarán mediante una pieza especial en bronce con salida para varilla/cable, efectuándose la conexión a pie de estructura, soporte o aparato.

Para la puesta a tierra de los aparatos montados sobre soportes se partirá de dicha pieza especial para bucle, con varilla/cable de cobre, montada sobre portavarrillas o grapa fijados al soporte, efectuando la conexión mediante terminales con tornillería inoxidable.

La red de tierras aéreas, se diseñará y ejecutará de tal manera que esté protegida toda la subestación contra sobretensiones de origen atmosférico.

Una vez esté la instalación terminada, se medirán las tensiones de paso, contacto y la resistencia máxima de la red para confirmar que dichos valores están de acuerdo a las normas mencionadas, emitiéndose el correspondiente informe.

8. OBRA CIVIL AEROGENERADORES

A continuación se describen brevemente las obras a ejecutar para resolver el acceso a los aerogeneradores tanto para fase de construcción y puesta en marcha como para su mantenimiento y posterior desmantelamiento.

8.1 CAMINO DE ACCESO

8.1.1 Composición de viales

El máximo peso soportado por los mismos corresponde a la grúa de 500 tn. Dispone de 8 ejes, con lo que el reparto de toneladas por eje da una presión de 40 kgs/cm², que es lo que debe ser capaz de aguantar el vial. Si bien el peso de la grúa es a priori el elemento más desfavorable para dimensionar el vial, la experiencia indica que el mayor deterioro del mismo sucede por el continuo paso de los camiones cargados con los diferentes elementos de la máquina, sobre todo en el transporte de la nacelle, cuyo peso total junto con el equipo de transporte es de casi 100 toneladas.

El relleno a emplear dependerá del terreno que se encuentre en cada caso. Por ello, será necesario un estudio geológico en cada uno de los parques. A continuación, se da una composición genérica que podrá estar expuesta a variaciones en función del resultado obtenido en el estudio geológico.

- **Material seleccionado + 40 cm zahorra artificial**

En principio bastará con limpiar las primeras capas del suelo “blando” hasta llegar a una capa de material compacto. Una vez llegado a este punto deberá acondicionarse con zahorra artificial. Si el terreno es muy blando y no se puede llegar a encontrar suelo compacto, deberá llenarse con 40 o 50 cm de balasto bien compactado más zahorra artificial.

La zahorra artificial es una mezcla de áridos, total o parcialmente machacados, en la que la granulometría del conjunto de los elementos que la componen es de tipo continuo. La compactación de este material deberá hacerse por diferentes capas y siempre con agua. En caso de tener dificultades para obtener este material seleccionado, otra posibilidad podrá ser: 30 cm balasto (1 tongada, 1 compactación) + 30 cm todo uno (1 tongada, 1 compactación).

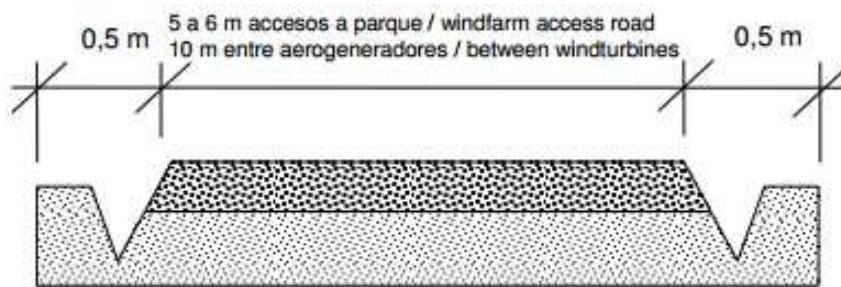
8.1.2 Anchura de viales

La anchura mínima del vial de acceso a parque debe ser de 5 a 6 m útiles. En aquellas curvas cerradas y en pendiente (típica curva de 180° que se da en nuestros viales) el ancho de vial se ampliará a 8 m útiles.

La anchura mínima del vial entre aerogeneradores debe ser de 10 m útiles. En aquellas curvas cerradas y en pendiente (típica curva de 180° que se da en nuestros viales) el ancho de vial se ampliará a 12 m útiles.

Los últimos 50 cm previos a las cunetas no son válidos para soportar pesos por el peligro de cesión del terreno. Por ello la grúa y el transporte de la nacelle bajo ningún concepto deben pisar estos límites. Además, en zona de curva, la cuneta del interior de la curva deberá ser entubada o no haberla.

En caso de parques de accesos largos, las áreas de cruce se repartirán aproximadamente cada 5 km, con una longitud de 35 m y un ancho de 4 m a 5 m.



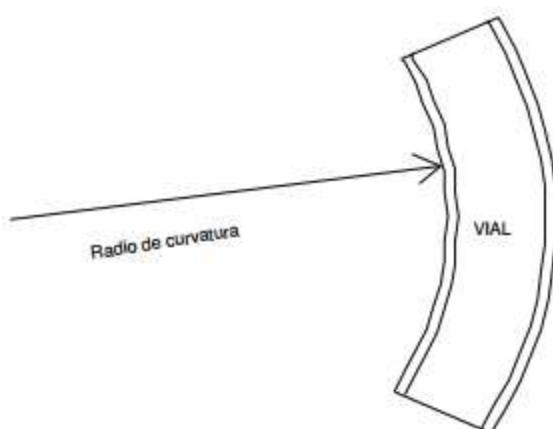
Corte de vial

8.1.3 Radios de giro

Los radios de las curvas vendrán determinados necesariamente por la longitud de las palas a transportar. Debido a su longitud, anchura y peso, las palas deben ir asentadas sobre la plataforma en sus 2 extremos y en el centro (no tenemos posibilidad de llevarlas en voladizo y menos si queremos transportarlas de 3 en 3), con la que la longitud del convoy de transporte (tractora + remolque) nos da un total de 48 m.

Además, cuanto más cerrado sea el radio de giro, mayor habrá de ser el ancho de vial (diferencia entre radio exterior e interior) en la curva. El radio de giro será el radio interior de la curva. Teniendo en cuenta estos factores, el radio de giro mínimo en el interior de la curva deberá ser de 32 m sea cual sea la torre, ya que ninguno de los tramos de las torres es mayor en longitud al de las palas.

Estos radios de giro son para un ancho de vial en curva de 8 m (radio exterior – radio interior = 8 m) en los accesos al parque, manteniéndose el mismo radio de giro en los viales entre aerogeneradores (10 m). Aquellas curvas cuyos radios se hagan inferiores a los especificados, deberán de estar provistas de un ancho de vial superior al especificado y acorde al paso de los vehículos empleados en cada uno de los casos. En estos casos el ejecutor de la obra civil será responsable de los anchos de vial construidos.

**Radio de curvatura mínimo**

8.1.4 Pendientes máximas

- **Accesos al parque**

Las pendientes máximas que son capaces de soportar los transportes son del 10%, llegando hasta un 12% en casos muy concretos. Habitualmente en los parques, este problema es el más difícil y costoso de solucionar, con lo que se recalca la importancia de respetar los radios mínimos de las curvas.

En las curvas cerradas esta pendiente deberá ser aún menor, con un máximo del 7%. En todos los casos, son preferibles rectas con desniveles del 10 % - 12 % que curvas con el 7%.

- **Viales entre aerogeneradores**

En los viales entre aerogeneradores, la pendiente máxima es del 7%, y la pendiente máxima en lateral es del 0 %. No cumplir estos requisitos puede causar el volcado de la grúa.

- **Para todos los viales**

Los peralte no son necesarios. En el caso en el que el ejecutor del vial lo considere como medio para ayudar a la evacuación de agua, deberá ser el mínimo posible; los ejes traseros de los transportes llevan una pequeña autodirección y el peralte hace que esta ayuda a los giros quede anulada.

Conviene suprimir los cambios de rasante bruscos en todo lo posible. Las grúas, palas y ciertos tramos de torres son muy largas y pueden quedarse sin tracción en el centro de los mismos.



En ningún caso un cambio de rasante con longitud menor o igual a 16 m podrá tener un desnivel de más de 30 cm. Esta restricción también se puede expresar en función de kV definida en la norma 3.1-IC de carreteras "Características Geométricas. Trazado": parámetro de la parábola (tipo de acuerdo utilizado en el trazado en alzado de carreteras) medido en metros, y que representa la longitud de curva por unidad de variación de pendiente. También es el radio de curvatura en el vértice de dicha parábola. El factor kV obligatoriamente será mayor o igual a 106 aunque sería deseable valores superiores a 380.

Debido a las dimensiones de ciertos componentes, nos vemos obligados a transportarlos en equipos de transporte muy específicos a muy poca altura del suelo (15 cm), con lo que el vial deberá estar lo mas liso posible, eliminándose, en la medida de lo posible, salientes como piedras, rocas, etc..., que pudieran dañar la plataforma de la nacelle o los tramos de torre y dificultar el transporte.

Aunque estos equipos de transporte tienen cierto margen de maniobra en cuanto a la altura (pueden llegar hasta los 90 cm del suelo), esta referencia se debe tomar sólo para casos puntuales, ya que, debido a los pesos de estos componentes y sus dimensiones, existe un peligro alto, y más fuera de carretera, de vuelco o accidente.

8.1.5 Drenaje

Los evacuaderos de aguas que se coloquen atravesando los viales deberán ser hormigonados previamente a su relleno. La experiencia nos dice que el paso continuado de los transportes sobre un relleno directo con el propio material excavado crea un gran socavón en el terreno.

Los viales deben ser capaces de evacuar el agua de lluvia. Para ello se recomienda que estén convenientemente saneados.

8.1.6 Vehículos de transporte

Los vehículos de transporte empleados para subir a monte los diferentes elementos de la máquina deberán disponer de autodirección en el eje trasero. En todos los casos será completamente necesario el empleo de cabezas tractoras de doble o triple tracción.

8.2 PLATAFORMAS

En las plataformas lo que se pretende es conseguir el apoyo correcto de la grúa. La composición de la plataforma constará de un buen compactado con una base resistente debajo. Las dimensiones de las plataformas del parque tendrán unas dimensiones de 40x40 metros. Se considera plataforma desde el borde de la cimentación.

La pendiente lateral de la plataforma no podrá ser nunca superior al 0,5%. Para el montaje del rotor en el suelo se debe disponer de una superficie de terreno llano y con base, sin vegetación prominente, de 80x50m, que según la orografía del terreno puede exigir obra civil. Debido a la altura de las torres y los pesos a soportar, nos vemos obligados a trabajar con grúas de celosía. Esto implica que debemos tener un espacio en recto (3m), da igual la dirección, para el montaje de todos los tramos de la celosía con

una grúa auxiliar y que esta pueda trabajar junto a la pluma, a ser posible junto al camino de acceso para aprovechar éste para la grúa auxiliar. La longitud de este tramo dependerá de las alturas de las torres. La compactación de la plataforma es tan importante como la de los viales. La grúa rara vez se coloca correctamente a la primera maniobra y si no está bien compactada se hundirá. Además, esta plataforma debe ser capaz de aguantar un peso mínimo total de 500 toneladas, que es el peso de la grúa con sus contrapesos y la unidad de carga mayor (nacelle). En todas las plataformas, hay que habilitar un espacio para el acopio de material (tramos de torre, palas, nacelle, rotor...). Este espacio tendrá que estar alrededor de la plataforma de la grúa.

Esta superficie tiene que ser llana y con la superficie compactada, y consistirá en bandas de 5m de anchura alrededor de la plataforma y la cimentación. Si se aprovecha parte del vial como parte de la plataforma, debe dejar sitio para el paso de los transportes especiales, debiendo tener como mínimo una anchura de 45m. La cota de la plataforma nunca debe ser inferior a la cota de la virola de cimentación. Las grúas del mercado existentes no van sobradas de longitud de pluma. Si la cota de la plataforma es superior a la de la virola, eso favorece el montaje, siempre y cuando no sea excesiva.

La porción de terreno situada entre el final de la plataforma y la virola de cimentación deberá estar llana para permitir que otras grúas más pequeñas puedan realizar las labores de montaje, si bien no se requiere el grado de compactación de la propia plataforma.

Habitualmente la grúa de 500 toneladas se posiciona en la plataforma, el tubo estaciona paralelamente a ella y la grúa de retención en la trasera del tubo. Como se puede apreciar, el propio vial se puede usar como apoyo al montaje.

Cuando la instalación de los aerogeneradores y el resto de elementos está ya concluida, se procede a la recuperación de zonas afectadas, reponiendo la tierra vegetal y procediendo a una siembra de especies vegetales que se adecuen a esa zona, tal y como se describe en los programa de restauración ambiental incluidos en los proyectos constructivos.

En la fase de funcionamiento, todos los viales existentes se utilizan únicamente para el acceso de los servicios de mantenimiento y vigilancia ambiental.



8.3 ZANJAS

Las zanjas son una de las partes más importantes del movimiento de tierras en la construcción del parque eólico. En ellas irán ubicadas las canalizaciones en cuyo interior se encontrarán las líneas de media tensión del parque.

Los cables aislados se instalarán directamente enterrados en zanjas, las cuales discurrirán pegadas a los caminos de acceso, siempre que sea posible, facilitando las labores de tendido y minimizando la afección sobre el terreno.

Los conductores se alojarán en zanjas de 1,20 m de profundidad mínima y una anchura de 0,60 m para facilitar las operaciones de apertura y tendido de conductores. El lecho de la zanja debe ser liso y estar libre de aristas vivas, cantos, piedras, etc. En el mismo se colocará una capa de arena de mina o de río lavada, limpia y suelta, exenta de sustancias orgánicas, arcilla o partículas terrosas. El tamaño del grano estará comprendido entre 0,2 y 3 mm para un espesor de capa de 10 cm, sobre la que se depositarán los cables correspondientes al circuito de 20 kV a instalar.

Por encima del cable irá otra capa de arena de idénticas características con un espesor mínimo de 20 cm. Si se empleara tierra procedente de la misma zanja habría que cribarla. Sobre ésta se colocará una protección mecánica de placa cubrecables, losetas de hormigón, rasillas o ladrillos colocados transversalmente sobre el trazado del cable. Las dos capas de arena cubrirán la anchura total de la zanja. A continuación se tenderá una capa de tierra procedente de la excavación, de 30 cm de espesor, apisonada por medios manuales. Se cuidará que esta capa de tierra esté exenta de piedras o cascotes. Sobre esta capa de tierra se tenderá un tritubo de polietileno de 40 mm de diámetro que contendrá los cables de control, tubo que a su vez se protegerá con placa cerámica a una distancia mínima del suelo de 50 cm. A 30 cm por encima de los cables de control se colocará una cinta de señalización como advertencia de la presencia de cables eléctricos.

Por último se terminará de llenar la zanja con tierra procedente de la excavación, debiendo utilizar para su apisonado y compactación medios mecánicos.

8.4 CIMENTACIÓN DE AEROGENERADORES

El diseño de la cimentación de un aerogenerador es principalmente función de sus dimensiones y de las características geotécnicas del terreno. La comprobación crítica es la de vuelco, que se puede producir cuando el aerogenerador soporta vientos extremos (por ejemplo un huracán o incluso una gran tormenta de viento) y debido al efecto de éste sobre las palas, nacelle y torre produzca unos esfuerzos tales que arranquen toda la estructura.

Hay que comprobar que no se superan las tensiones máximas admisibles en el terreno, según se considere terreno normal (3 kg/cm^3) o terreno flojo (2 kg/cm^3). También requiere especial cuidado el diseño de detalle de la unión entre la virola de la base de la torre y la cimentación, debiendo asegurarse una buena transmisión de los esfuerzos de la camisa de la virola hasta las parrillas de armadura.

A continuación se definen los datos principales de las cimentaciones estándar para el aerogenerador G87 – 2.0 MW con torre IEC IIA de 100 m. Las dimensiones y materiales de las zapatas fueron sacadas de la ficha técnica del aerogenerador G87- 2 MW.

La cimentación del aerogenerador en este proyecto será cuadrada y tendrá unas dimensiones de 16 x 16 metros. Además contará con un canto exterior y central de 1,6 m. Estará compuesta de una estructura mallada muy consistente de ferralla sobre un piso de hormigón de limpieza HM-20 de 25,6 m³ de volumen. El hormigón de limpieza sirve para no manchar el enrejado y para tener una nivelación perfecta del terreno. Después se dispone de la parrilla inferior, y se colocan una serie de placas de mármol para que el enrejado apoye perfectamente y este un poco levantado. Todo esto se cubre con hormigón estructural HA-30 hasta una altura aproximada de 1,6 metros ocupando un volumen de 418 m³.

El próximo paso es la colocación de la virola, para nivelar apoyamos en tres patas en la plataforma inferior y otros tres puntos de apoyo para la correcta nivelación. El diámetro de la virola será de 4,038 metros.

Una vez vertido el hormigón se coloca la placa superior de acero. La armadura de acero será B 500 S y pesará 44100 kg.

Una vez llegado a este punto comienza la instalación de los cables de puesta a tierra y el drenaje de la plataforma. Para la instalación de los cables de puesta a tierra.

9. OBRA CIVIL SUBESTACIÓN 20/132 KV

Para llevar a cabo la subestación, hacen faltar una serie de obras previas en el terreno para poder adecuarlo a las características que debe tener un terreno en el cual se va a disponer una subestación eléctrica.

En primer lugar hay que realizar una explanación y nivelación del terreno, para que toda la instalación este al mismo nivel y que ningún aparato que se ponga sobre el terreno quede inclinado por culpa del desnivel del terreno. Después hay que crear las vías de acceso necesarias para que todas las maquinas puedan entrar en la zona a trabajar.

Para el tendido de cables de alimentación y control desde el edificio de control hasta los distintos elementos se construirán zanjas. Serán zanjas de 80 centímetros de ancho y 120 centímetros de profundidad. Las zanjas irán tapadas por bloques de hormigón. También hay que realizar excavación en el terreno para poder insertar los aparatos tales como transformador, pórticos, etc. en sus lugares correspondientes y que resistan la acción del viento y agua. Un paso importante es el hormigonado de los elementos. La aparmienta irá colocada sobre soportes metálicos anclados al suelo mediante el hormigón.

Para evitar que personas ajenas a la subestación puedan entrar en el recinto, se cercará con una valla metálica de 2,5 metros de altura. Cubrirá la superficie de 102 x 82 metros, excepto el tramo en el que se encuentra el edificio de control.

9.1 CERRAMIENTO

El cerramiento exterior estará realizado mediante malla electrosoldada galvanizada en caliente de 2.5 m de altura, cosida a postes de acero galvanizado. La sujeción de los postes al suelo se realizará mediante dados de concreto, rematándose el espacio entre dados con un bordillo prefabricado.

La valla se rematará con tres filas de alambre galvanizado de espino, fijados sobre las prolongaciones de postes en bayoneta.

Se instalará una puerta de 5 metros de ancho, para el acceso de vehículos. Esta puerta será realizada con perfiles galvanizados en caliente y malla electrosoldada, de tal manera que se mantenga una continuidad con el vallado.

9.2 DRENAJES

Mediante la red de drenajes se evacuará el agua de lluvia hacia el punto de entrega, que se determinará *in situ*, al no haber actualmente urbanización ni infraestructura de evacuación de aguas alguna en la zona en la que se ubica la parcela de la subestación. Se construirá una cuneta de hormigón por el exterior del cerramiento de la subestación, evacuando igualmente al punto de menor cota.

El posible agua que penetre en los canales de cables del parque se eliminará a través de pequeños conductos situados en la base de los mismos cada 2 m aproximadamente, que evacuarán hacia un tubo dren que también discurrirá bajo los canales de cables, y se enlazará con la red general.

Los viales se construirán con pendientes hacia las zonas perimetrales. Las bajantes de los canalones del edificio morirán en unas arquetas construidas en la acera. Desde estas arquetas se evacuará el agua mediante tubos hacia el depósito de agua de alimentación a la Subestación.

9.3 CIMENTACIÓN APARAMENTA

La profundidad de las cimentaciones dependerá de las características del suelo y se determinará dicha profundidad en función de un estudio geotécnico.

Como norma general, la cimentación correspondiente a los elementos de intemperie (pórtico de amarre de línea, interruptor, seccionador, transformadores de medida, autoválvulas...) se resolverá con zapatas aisladas de hormigón en masa. En líneas generales su realización se llevará a cabo en dos fases. En la primera de ellas se excavará, encofrará y hormigonará hasta la cota apropiada, dejando embebidos los pernos de anclaje, a los que se atornillarán los soportes metálicos de los diferentes aparatos. También en esa primera fase, y en aquellas cimentaciones que así lo requieran, se dejarán instalados los tubos previstos para el paso de cables eléctricos y del cable de puesta a tierra.

En la segunda fase de hormigonado, se alcanzará la cota de coronación y se realizará el acabado en forma de punta de diamante. Como medida de seguridad, se entibarán los taludes de la caja de cimentación en los puntos en que se muestre necesario para evitar el derrumbe de tierras. También se procederá al achique de agua que pueda aparecer en el transcurso de la excavación.

Una vez efectuadas las cimentaciones se realizará el relleno de la sobreexcavación mediante tierras clasificadas (zahorras naturales). Para terminar el recinto irá acabado con una capa de grava de 10 cm de espesor.

9.4 BANCADA DE TRANSFORMADORES

Se construirá un foso para cada transformador. Este foso tendrá como misión la recogida del posible aceite que se derrame del transformador y su conducción hacia el depósito de recogida. Como sistema apagafuegos se utilizarán losetas de hormigón armado normalizadas dispuesta en el cubeto sobre unos apoyos.

El transformador de potencia apoyará sobre carriles embebidos en vigas armadas, contenidas en el propio foso del transformador, de modo que el foso queda dividido en tres cuerpos. Su construcción se realizará en hormigón armado, con carriles de acero, y tubos de acero inoxidable para el paso de líquidos entre cada uno de los cuerpos y salida hacia el depósito.

Las vías de los transformadores se prolongarán hasta el vial, de forma que se pueda efectuar la maniobra de descarga desde la plataforma de transporte, colocación de ruedas, giro mediante grúa y posicionado de los transformadores en un emplazamiento mediante arrastre con trácteles o similar.

Para evitar la propagación de incendios entre los transformadores de potencia, se colocarán muros cortafuegos de hormigón armado.

9.5 DEPÓSITO DE RECOGIDA DE ACEITE

Se instalará un depósito de recogida de aceite que estará conectado al foso mediante tuberías de acero inoxidable. Su misión será recoger el aceite en caso de avería de dicha máquina, evitando así el vertido por el terreno y cumpliendo con la protección del medio ambiente. El depósito de recogida de aceite tendrá una capacidad de un 30% superior al volumen de aceite del transformador.

El depósito se realizará en hormigón armado. Tendrá una boca de acceso y una escalera de pates para permitir el acceso de personal. Será estanco, y se sellará convenientemente por dentro y por fuera, mediante la aplicación de dos manos cruzadas de pintura impermeabilizante.

La unión de hormigones entre la base y las paredes se realizará mediante juntas de neopreno o similar, de tal manera que se consiga una estanqueidad perfecta.



9.6 CANALIZACIONES ELÉCTRICAS

Se construirán todas las canalizaciones eléctricas necesarias para el tendido de los correspondientes cables de potencia y control. Estas canalizaciones estarán formadas por zanjas, arquetas y tubos, enlazando los distintos elementos de la instalación para su correcto control y funcionamiento.

Las zanjas se construirán con bloques de concreto prefabricado, colocados sobre un relleno filtrante en el que se dispondrá un conjunto de tubos porosos que constituirán parte de la red de drenaje, a través de la cual se evacuará cualquier filtración manteniéndose las canalizaciones libres de agua.

9.7 EDIFICIO DE CELDAS Y CONTROL

Se instalará un edificio formado con aislamiento térmico, realizándose *in situ* la cimentación y solera para el asiento de los equipos interiores del edificio, así como la organización de las canalizaciones necesarias para el tendido de los cables de potencia y control.

Este edificio tiene una dimensión de 15 x 9 m, y dentro de él estarán ubicadas las celdas de MT (20 kV), las celdas de protección, control, comunicación, servicios auxiliares, y demás aparatos necesarios para el correcto funcionamiento de la Subestación.

Exteriormente el edificio irá rematado con una acera perimetral de 1,10 m anchura. Para el acceso exterior se instalará una puerta metálica de dimensiones adecuadas para el paso de los equipos a montar.

Por otra parte, el edificio deberá de cumplir la normativa existente en cuanto a prevención de incendios (resistencia al fuego adecuada de sus materiales, diseño de vías de evacuación, puertas con barra antipánico, etc.). Además, las salas se dotarán de ventilación calculada adecuadamente según los equipos a instalar, y las salas de mando y control tendrán un sistema de aire acondicionado y climatización.

La puesta a tierra del edificio se realizará con un anillo interior conectado a la red de tierras de la Subestación, que enlaza con el exterior en la zona del acceso la puerta metálica, estando conectados todos los equipos y las masas metálicas del edificio mediante soldaduras aluminotérmicas, grapas y terminales de puesta a tierra.

10. RESUMEN DE PRESUPUESTO

Capítulo	Importe
1 Aerogeneradores	22.000.000,00
2 Instalación eléctrica	
2.1 Conductores	255.725,76
2.2 Transformadores	1.017.520,27
2.3 Subestación 20/132 kV	
2.3.1 Aparamenta MT	309.810,00
2.3.2 Aparamenta AT	742.130,00
2.3.3 Servicios Auxiliares	27.500,00
Total 2.3 Subestación 20/132 kV	1.079.440,00
Total 2 Instalación eléctrica	2.352.686,03
3 Red de Tierra .	24.652,47
4 Obra civil	
4.1 O. C. Aerogeneradores .	989.766,34
4.2 O.C.Subestación .	151.563,83
Total 4 Obra civil:	1.141.330,17
Presupuesto de ejecución material	25.518.668,67
3% de gastos generales	765.560,06
6% de beneficio industrial	1.531.120,12
Suma	27.815.348,85
18% IVA	5.006.762,79
Presupuesto de ejecución por contrata	32.822.111,64

Asciende el presupuesto de ejecución por contrata a la expresada cantidad de TREINTA Y DOS MILLONES OCHOCIENTOS VEINTIDOS MIL CIENTO ONCE EUROS CON SESENTA Y CUATRO CÉNTIMOS.



11. CONCLUSIÓN

Con todo lo anteriormente expuesto y demás documentos que se acompañen en este proyecto, se da por finalizado el proyecto de instalación de Parque Eólico de 20 MW, situado en el municipio de La Muela.

FDO: MARLON VILLALVA QUINCHIMBA

En Zaragoza a 15 de Noviembre de 2012

ESCUELA DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA UNIVERSIDAD DE ZARAGOZA



**Escuela de
Ingeniería y Arquitectura
Universidad Zaragoza**

**PROYECTO FIN DE CARRERA
ESPECIALIDAD: ELECTRICIDAD**

CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS PARQUE EÓLICO DE 20 MVA CON EVACUACIÓN A 132 KV

**AUTOR: MARLON VILLALVA QUINCHIMBA
TUTOR: ÁNGEL SANTILLÁN LÁZARO
DICIEMBRE 2012**

ÍNDICE

1. Cálculo de la potencia instalada	3
1.1 Potencia nominal del parque.....	3
1.2 Potencia máxima	3
1.3 Potencia media del parque.....	3
1.4 Energía anual del parque	3
1.5. Ratio de producción.....	4
1.6 Cuadro resumen	4
2. Producción prevista	4
2.1 Número y potencia de los aerogeneradores	4
2.2 Régimen de vientos del emplazamiento	5
2.2.1 Distribución de Weibull.....	5
2.3 Curva del aerogenerador.....	9
2.4 Potencia media de cada aerogenerador.....	10
2.5 Rendimientos	11
2.6 Resultados.....	12
2.7 Cuadro resultados del parque	13
3. Cálculos eléctricos de Media Tensión	14
3.1 Cálculo de la sección del conductor empleado en la red de Media Tensión	14
3.1.1 Cálculo de la intensidad máxima admisible en régimen continuo	14
3.1.2 Cálculo según la caída de tensión.....	16
3.1.3 Cálculo según las pérdidas de potencia	17
3.1.4 Cortocircuito admisible	17
3.2 Radio de curvatura de los cables para su tendido.....	18
4. Cálculo eléctricos Subestación 20/132 kV	19
4.1 Intensidades en Alta Tensión.....	19
4.2 Intensidades en Media Tensión	19
4.3 Hilos de guarda.....	20
4.4 Autoválvulas	21
4.5 Aisladores	23
4.6 Batería de condensadores	24
4.7 Cálculo mecánico	24
4.7.1 Cargas actuales sobre los cables de las líneas aéreas	24
4.7.1.1 Acción del peso propio	25
4.7.1.2 Acción del hielo.....	25
4.7.1.3 Acción del viento.....	26
4.7.1.4 Acción de la temperatura.....	27
4.7.1.5 Acción de la elasticidad.....	28
4.7.2 Ecuación del cambio de estado.....	28
4.7.3 Tracción máxima admisible.....	29
4.7.4 Flechas máximas	30
4.7.5 Cálculo de tracción y flecha máxima	31
4.8 Distancias de seguridad	34
4.8.1 Pasillos y zonas de protección	34
4.8.1.1 Altura mínima sobre el terreno de los elementos en tensión sobre los pasillos	34
4.8.1.2 Zonas de protección contra contactos accidentales en el interior del recinto de la instalación	35



4.8.1.3 Zonas de protección contra contactos accidentales desde el exterior del recinto de la instalación	35
4.8.2 Distancia de los conductores al terreno	36
4.8.3 Distancia de los conductores entre sí, y éstos a los apoyos	36
4.8.4 Distancia mínima entre los conductores y sus accesorios	37
4.8.5 Distancias y normas de seguridad para instalación interior	37
4.8.5.1 Inaccesibilidad	37
4.8.5.2 Pasos y accesos	38
5. Cálculo de cortocircuito.....	38
5.1 Introducción.....	38
5.2 Características de los elementos	40
5.3 Cálculo de impedancias de cortocircuito.....	40
5.4 Cálculo de corrientes de cortocircuito	42
5.4.1 Cortocircuito Agua abajo	42
5.4.2 Cortocircuito Agua arriba	44
6. Cálculos y justificación de la red de puesta a tierra	46
6.1 Red de puesta a tierra de los aerogeneradores	46
6.2 Red de puesta a tierra de la Subestación.....	47
6.2.1 Resistividad del terreno	47
6.2.2 Resistividad superficial.....	47
6.2.3 Tiempo de duración del defecto	47
6.2.4 Determinación de las intensidades de defecto para el cálculo de las tensiones de paso y contacto.....	47
6.2.5 Geometría de la red de tierras.....	48
6.2.6 Resistencia de la red de tierras	48
6.2.7 Tensiones de paso y contacto	50

1. CÁLCULO DE LA POTENCIA INSTALADA

1.1 POTENCIA NOMINAL DEL PARQUE

El Parque Eólico consta de aerogeneradores Gamesa G-87 de 2 MW de potencia nominal cada uno, dispuestos en una fila. La potencia nominal del parque viene determinada por la expresión siguiente:

$$P_{n_p} = P_n \times N = 2 \text{ MW} \times 10 = \mathbf{20 \text{ MW}}$$

Siendo:

P_{n_p} : Potencia nominal del parque.

P_n : Potencia nominal del aerogenerador.

N: Número de aerogeneradores.

1.2 POTENCIA MÁXIMA

Es la potencia dada por los 10 aerogeneradores, en condiciones de Rendimiento total, contemplando el rendimiento total (RTOTAL), calculado en el apartado 2.5.

$$P_{\text{máx}} = P_{n_p} \times RTOTAL = 20 \text{ MW} \times 0,9312 = \mathbf{18,624 \text{ MW}}$$

1.3 POTENCIA MEDIA DEL PARQUE

Para hallar la potencia media del parque, hay que multiplicar la Potencia media de cada aerogenerador, calculada en el posterior apartado 2.4, por el número de aerogeneradores del parque.

$$P_{\text{med}} = P_{\text{media_aerog}} \times N = 341,41 \text{ kW} \times 10 = \mathbf{3.414,1 \text{ kW} \rightarrow 3,41 \text{ MW}}$$

1.4 ENERGÍA ANUAL DEL PARQUE

Es la energía que nos dará todas las máquinas del parque en un año, con las condiciones de viento del lugar y teniendo en cuenta todos los tipos de pérdidas.

Se obtiene por el producto de las Horas Equivalentes Eólicas, calculada en el posterior apartado 2.6, y la potencia nominal del parque.

$$E_{ap} = Hee \times P_{n_p} = 1.392,5 \text{ Horas} \times 20 \text{ MW} = \mathbf{27.850 \text{ MWH/año}}$$



1.5. RATIO DE PRODUCCIÓN

El Ratio de producción o, también llamado, Factor de utilización es la relación existente entre la energía producida y la máxima energía posible de generar en el parque. Nos indica la eficiencia total del parque teniendo en cuenta tanto los diferentes rendimientos como la adecuación de los aerogeneradores a las condiciones de viento de la zona.

$$RP = Eap / (Pn_p \times h/año) = 27.850 \text{ MWH/año} / (20 \times 8760 \text{ h/año}) = 0,159$$

1.6 CUADRO RESUMEN

Cálculo de la potencia instalada		
Potencia nominal del parque	Pn_p	20 MW
Potencia máxima	P_máx	18,624 MW
Potencia media del parque	P_med	3,41 MW
Energía anual del parque	Eap	27.850 MWH/año
Ratio de producción	RP	0,159

Cuadro resumen. Cálculo de la potencia instalada

2. PRODUCCIÓN PREDICTIVA

La producción será dependiente de varios factores principales, que son:

- Número y potencia de los aerogeneradores a instalar.
- Régimen de vientos del emplazamiento.
- Curva de potencia del aerogenerador.
- Rendimientos de utilización, rendimientos eléctricos y disposición topográfica.

Calcularemos la producción teniendo en cuenta estos factores.

2.1 NÚMERO Y POTENCIA DE LOS AEROGENERADORES

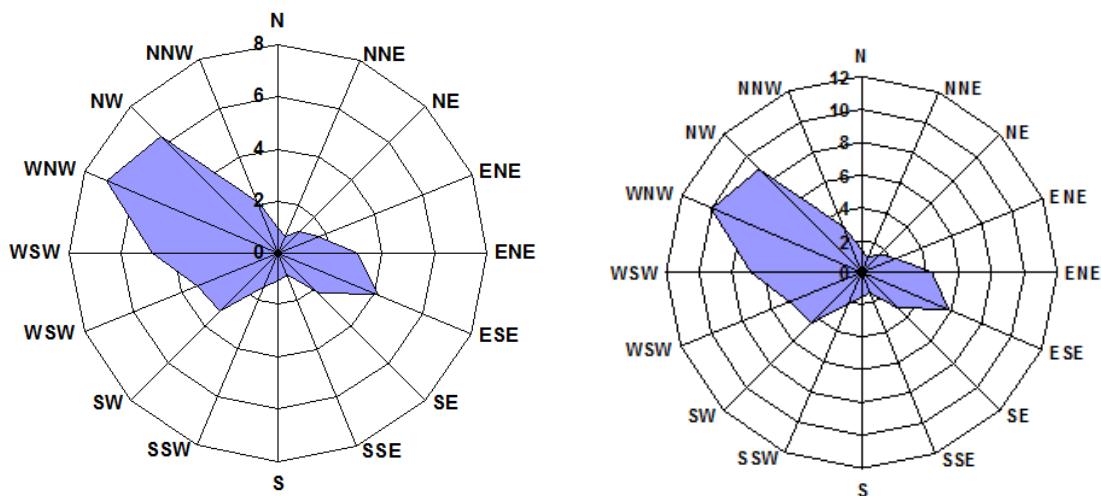
El Parque eólico contará con 10 aerogeneradores G-87 2 MW de potencia nominal cada uno, dispuestos en una fila. Por tanto, la potencia nominal del parque (Pn_p) tiene un valor de 20 MW.

2.2 RÉGIMEN DE VIENTOS DEL EMPLAZAMIENTO

Debido a que este proyecto es meramente académico no se va a poder disponer de la medición in-situ, así que se ha optado por acudir al Instituto Nacional de Meteorología para obtener un estudio de vientos de la zona del aeropuerto de Zaragoza.

La velocidad media de los años 2010 y 2011 es de 4,69 m/s, a una altura de 10 m, que es la altura donde fueron tomados los datos. Como la altura de la torre es de 100 m, los datos de velocidad fueron corregidos a esta altura dando como resultado una velocidad media de 6,62 m/s.

Por otro lado, de las gráficas de rosa de vientos siguientes se puede apreciar que la dirección predominante del viento se da en la dirección oeste noroeste (WNW), donde los vientos llegan a alcanzar velocidades medias de 7,1 m/s y 10 m/s a las alturas de 10 m y 100 m, respectivamente.



Rosa de vientos a 10 m y 100 m

Dado que la velocidad media y la rosa de vientos están ampliamente explicadas en la memoria, en este apartado nos centraremos más en la Distribución de Weibull.

2.2.1 Distribución de Weibull

La distribución de la velocidad del viento que vamos a usar es la denominada Ley de Weibull, que es una función de densidad de probabilidad que nos permite conocer la energía media disponible, así como otros factores tales como la potencia recuperable, el factor de irregularidad, o para estimar la probabilidad de que la velocidad esté comprendida dentro de un intervalo de velocidades dado.

A partir de la distribución de Weibull también podemos deducir de las mediciones de una zona los valores relativos a otra distinta o una altura distinta.



La ley de distribución (densidad de probabilidad) de Weibull se expresa por medio de la siguiente expresión.

$$p(V) = \frac{k}{c} \times \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \times e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k}$$

Siendo:

c: Factor de escala (m/s);

k: Factor de forma (adimensional).

Para hallar los valores de “c” y “k” no se tendrá en cuenta las calmas.

A continuación, se ordenarán los intervalos de velocidad (V_i) conocidas las frecuencias acumuladas (p_i) para cada intervalo, con el fin de hallar los parámetros “c” y “k” por el método de ajustes mínimos cuadrados a partir de la ecuación:

$$p_i = p(V \leq V_i) = 1 - e^{-\left(\frac{V_i}{c}\right)^k}$$

$$\ln(1 - p_i) = -\left(\frac{V_i}{c}\right)^k$$

$$\ln[-\ln(1 - p_i)] = -k \ln c + k \ln V_i$$

Esta última ecuación representa una recta de la forma:

$$y_i = a + bx$$

Donde:

$$y_i = \ln[-\ln(1 - p_i)]$$

$$x_i = \ln V_i$$

$$a = -k \ln c$$

$$b = k$$

A continuación se muestra una tabla donde se recoge la frecuencia de las velocidades de viento, la frecuencia acumulada y los pares de puntos (x_i, y_i) para cada intervalo de velocidades.

Velocidad (m/s)	Frecuencias (%)	Frecuencias (tanto por uno)	Frecuencia acumulada (p_i)	$x_i = \ln V_i$	$y_i = \ln [-\ln(1-p_i)]$
1 ≤ v < 2	16,4248	0,1642	0,1642	0,0000	-1,7180
2 ≤ v < 3	12,3428	0,1234	0,2877	0,6931	-1,0811
3 ≤ v < 4	13,2908	0,1329	0,4206	1,0986	-0,6056
4 ≤ v < 5	13,5229	0,1352	0,5558	1,3863	-0,2089
5 ≤ v < 6	10,8532	0,1085	0,6643	1,6094	0,0877
6 ≤ v < 7	7,7578	0,0776	0,7419	1,7918	0,3034
7 ≤ v < 8	7,2741	0,0727	0,8147	1,9459	0,5221
8 ≤ v < 9	5,6104	0,0561	0,8708	2,0794	0,7160
9 ≤ v < 10	4,7204	0,0472	0,9180	2,1972	0,9166
10 ≤ v < 11	3,3856	0,0339	0,9518	2,3026	1,1095
11 ≤ v < 12	2,5537	0,0255	0,9774	2,3979	1,3319
12 ≤ v < 13	1,1608	0,0116	0,9890	2,4849	1,5057
13 ≤ v < 14	0,4256	0,0043	0,9932	2,5649	1,6085
14 ≤ v < 15	0,4837	0,0048	0,9981	2,6391	1,8322
15 ≤ v < 16	0,1354	0,0014	0,9994	2,7081	2,0085
16 ≤ v < 17	0,0000	0,0000	0,9994	2,7726	2,0085
17 ≤ v < 18	0,0387	0,0004	0,9998	2,8332	2,1460
18 ≤ v < 19	0,0000	0,0000	0,9998	2,8904	2,1460
19 ≤ v < 20	0,0000	0,0000	0,9998	2,9444	2,1460
20 ≤ v < 21	0,0000	0,0000	0,9998	2,9957	2,1460
21 ≤ v < 22	0,0000	0,0000	0,9998	3,0445	2,1460
22 ≤ v < 23	0,0193	0,0002	1,0000	3,0910	
23 ≤ v < 24	0,0000	0,0000	1,0000	3,1355	
24 ≤ v < 25	0,0000	0,0000	1,0000	3,1781	
v ≥ 25	0,0000	0,0000	1,0000	3,2189	

Frecuencia, frecuencia acumulada, (x_i, y_i)

A partir de la anterior tabla, tomando los valores de x_i e y_i , hacemos la gráfica para obtener la recta de regresión que se ajusta a la misma.

La recta de regresión mostrada en la gráfica se determina a partir de la ecuación:

$$y = a + bx$$

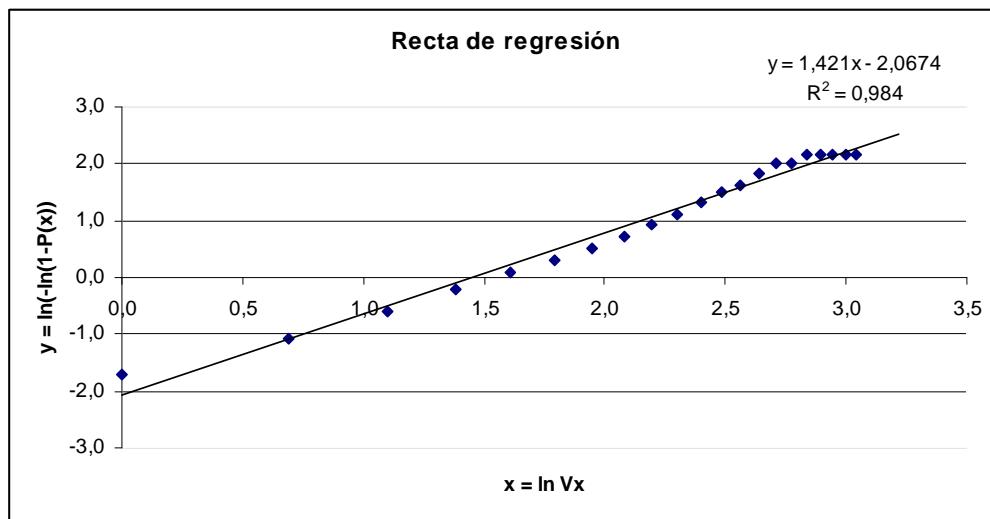
Siendo:

$$b = \left[\frac{\sum x_i \times y_i - y \times \sum x_i}{\sum x_i^2 - x \sum x_i} \right] = 1,421$$

$$a = y - b \times x = -2,0674$$

Obteniendo finalmente:

$$y = 1,421x - 2,0674$$



Recta de regresión para el cálculo de c y k

Una vez ajustada la recta de regresión a la nube de observaciones es importante disponer de una medida que mida la bondad del ajuste realizado y que permita decidir si el ajuste lineal es suficiente o deben buscar modelos alternativos. Como medida de bondad del ajuste se utiliza el coeficiente de determinación (R^2), que nos indica el grado de dependencia entre las variables X e Y, y se define como:

$$R^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}{\sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2} = 0,984$$

En nuestro caso nos sale un coeficiente de determinación del 98,4 %, lo que implica que la distribución de Weibull se ajusta muy bien a los datos obtenidos.

Con la ecuación de la recta anteriormente calculada, ya se puede empezar a calcular los valores de c y k:

$$y = 1,421x - 2,0674$$

Donde:

$$k = b \rightarrow k = 1,421$$

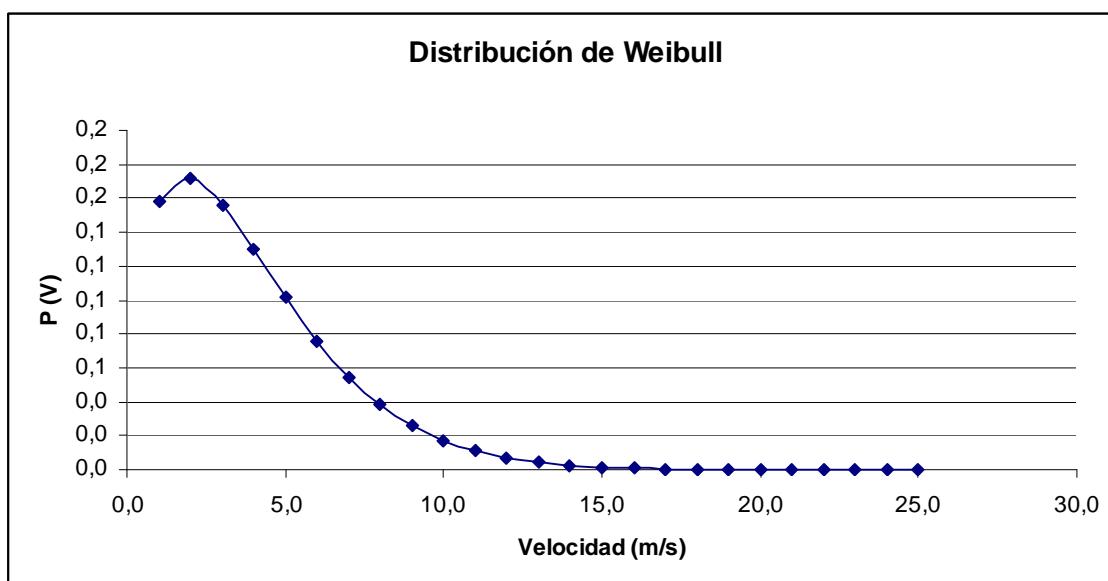
$$a = -k \ln c \rightarrow c = e^{\frac{a}{-k}} = e^{\frac{-2,0674}{-1,421}} = 4,284$$

Finalmente, la ley de distribución de Weibull tendrá la siguiente forma:

$$p(V) = \frac{k}{c} \times \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \times e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} = \frac{1,421}{4,284} \times \left(\frac{V}{4,284}\right)^{1,421-1} \times e^{-\left(\frac{V}{4,284}\right)^{1,421}}$$

$$p(V) = 0,332 \times \left(\frac{V}{4,284}\right)^{0,421} \times e^{-\left(\frac{V}{4,284}\right)^{1,421}}$$

A partir de esta última formula la gráfica de distribución de Weibull será:

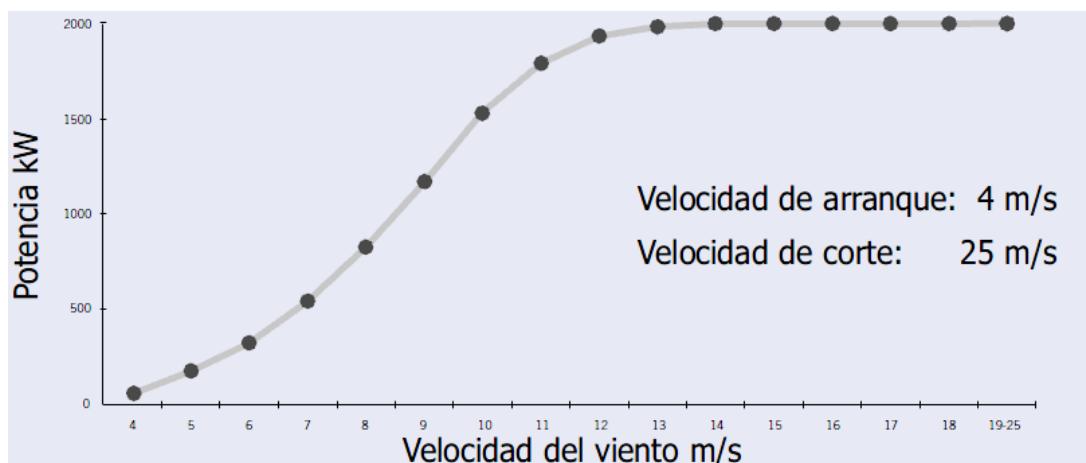


Distribución de Weibull

2.3 CURVA DEL AEROGENERADOR

Los datos del fabricante del aerogenerador GAMESA G-87 2 MW, nos proporcionan la curva de potencia, correspondiente a la relación existente entre la potencia y la velocidad para unas condiciones estándares:

- Densidad del aire = 1,225 Kg/m³.
- Temperatura ambiente = 15 °C.
- Palas del rotor limpias.
- Flujo de aire horizontal no perturbado.



Curva de potencia G87 – 2.0 MW

2.4 POTENCIA MEDIA DE CADA AEROGENERADOR

La potencia media de nuestro aerogenerador, en las condiciones de viento estudiadas en el punto de instalación es el resultado de multiplicar la curva de frecuencias de viento por la curva de potencia del aerogenerador.

Velocidad (m/s)	Frecuencias (%)	Frecuencias (tanto por uno)	Potencia (kW)	Frecuencia (tanto por uno) x Potencia (kW)
1	16,4248	0,1642	0	0,0000
2	12,3428	0,1234	0	0,0000
3	13,2908	0,1329	0	0,0000
4	13,5229	0,1352	79	10,6831
5	10,8532	0,1085	181	19,6442
6	7,7578	0,0776	335	25,9886
7	7,2741	0,0727	550	40,0077
8	5,6104	0,0561	832	46,6783
9	4,7204	0,0472	1175	55,4653
10	3,3856	0,0339	1530	51,7992
11	2,5537	0,0255	1816	46,3749
12	1,1608	0,0116	1963	22,7858
13	0,4256	0,0043	1988	8,4612
14	0,4837	0,0048	1996	9,6537
15	0,1354	0,0014	1999	2,7071
16	0,0000	0,0000	2000	0,0000
17	0,0387	0,0004	2000	0,7738
18	0,0000	0,0000	2000	0,0000
19	0,0000	0,0000	2000	0,0000
20	0,0000	0,0000	2000	0,0000
21	0,0000	0,0000	2000	0,0000
22	0,0193	0,0002	2000	0,3869
23	0,0000	0,0000	2000	0,0000
24	0,0000	0,0000	2000	0,0000
25	0,0000	0,0000	2000	0,0000
	100,0000	1,0000		341,4099

Potencia media de cada aerogenerador

2.5 RENDIMIENTOS

El rendimiento total (RTOTAL) es el producto del: factor de utilización (Fu), factor estela o sombra (Fs), y el rendimiento eléctrico (Re); todos ellos descritos a continuación:

- Factor de utilización

Es la definición de disponibilidad de los aerogeneradores. Una forma de ajustar el factor de disponibilidad o de utilización es calculando el cociente entre las horas de producción (T_p) con respecto al número de horas de viento (T_v), descontando las horas en las que la red está fuera de servicio (T_{fr}) y en las que se produce una parada justificada (T_{pj}).

$$Fu = \frac{T_p}{T_v - T_{fr} - T_{pj}}$$

Nosotros adoptaremos un factor de utilización estándar utilizado en la mayoría de instalaciones eólicas: 0,96.

- Factor estela o sombra

Es el efecto que se produce al recibir los aerogeneradores el viento que viene desviado por otros aerogeneradores situados por delante en la dirección del viento. El factor de estela o sombra caracteriza la pérdida de potencia/energía del viento que recibe un aerogenerador provocada por la estela o sombra de aerogeneradores situados aguas arriba.

Dado que nuestro Parque Eólico solo consta de una fila de aerogeneradores, este efecto no se considerará ya que delante de esta fila no habrá ningún aerogenerador. Por lo que utilizaremos un factor de estela de 1.

- Rendimiento eléctrico

Es el rendimiento que nos proporcionan todos los equipos eléctricos, generador, convertidores, filtros, cables de potencia y transformador. El rendimiento eléctrico estipulado está en 0,97.

Con todo ello nos disponemos a calcular el rendimiento total:

$$\text{RTOTAL} = Fu \times Fs \times Re = 0,96 \times 1 \times 0,97 = \mathbf{0,9312}$$



2.6 RESULTADOS

- Horas equivalentes eólica

Es el número de horas que a producción nominal del parque, nos da la energía que podremos producir en un año en este parque.

$$Hee = (P_{med_aerog} \times h \times R_{total}) / P_n = (341,41 \text{ kW} \times 8760 \text{ h} \times 0,9312) / 2.000 \text{ kW} =$$

$$\mathbf{Hee = 1.392,5 \text{ h}}$$

- Energía anual del aerogenerador

Es la energía que nos dará el aerogenerador en un año, con las condiciones de viento del lugar:

$$Eag = P_n \times Hee = 2 \text{ MW} \times 1.392,5 \text{ h/año} = \mathbf{2.785 \text{ MWh/año}}$$

- Energía anual del parque

Es la energía que nos darán todas las máquinas en un año, con las condiciones de viento del lugar:

$$Eap = P_n \times Hee = 20 \text{ MW} \times 1.392,5 \text{ h/año} = \mathbf{27.850 \text{ MWh/año}}$$

2.7 CUADRO RESULTADOS DEL PARQUE

Resultados del Parque Eólico			
Aerogenerador G-87 2 MW			
Datos	Fórmula	Valor	Unidad
Horas del año (H)		8.760	H
Número de aerogeneradores (N)		10	
Potencia nominal del aerogenerador (Pn)		2	MW
Potencia nominal del parque (Pn_p)	$Pn_p = Pn \times N$	20	MW
Potencia media del aerogenerador (P_media_aerog)		341,41	kW
Potencia media del parque (P_med)	$P_{med} = P_{media_aerog} \times N$	3,41	MW
Factor de utilización (Fu)		0,96	
Estela o Sombra (Fs)		1	
Rendimiento eléctrico (Re)		0,97	
Rendimiento total (RTOTAL)	$RTOTAL = Fu \times Fs \times Re$	0,9312	
Energía anual de un aerogenerador (Eag)	$Eag = Pn \times Hee$	2.785	MWh /año
Energía anual del parque (Eap)	$Eap = Pn_p \times Hee$	27.850	MWh /año
Ratio de producción (RP)	$RP = Eap / (Pn_p \times h/año)$	0,159	
Horas equivalentes eólicas (Hee)	$Hee = (P_{med_aerog} \times h \times Rtotal) / Pn$	1.392,50	H

Cuadro resumen

3. CÁLCULOS ELÉCTRICOS DE MEDIA TENSIÓN

En el cálculo eléctrico de la línea deben quedar claramente especificadas las intensidades máximas, caídas de tensión y pérdidas de potencia.

3.1 CÁLCULO DE LA SECCIÓN DEL CONDUCTOR EMPLEADO EN LA RED DE MEDIA TENSIÓN

Este apartado tiene como finalidad decidir cuál va a ser la sección de los cables empleados en la red de media tensión: desde el transformador colocado en la góndola hasta las celdas de protección, y el cable que va desde las celdas de protección hasta la Subestación.

Los criterios que se van a seguir son los siguientes:

- Intensidad máxima admisible en régimen continuo
- Caída de tensión ($\Delta U \leq 2\%$)
- Pérdidas de potencia ($\Delta P \leq 2\%$)

Si después de optar por una sección de acuerdo a estos criterios, este valor fuese insuficiente para soportar la I_{cc_total} , la elección final se verá ampliada de modo que satisfaga esta última condición.

3.1.1 Cálculo de la intensidad máxima admisible en régimen continuo

Se va hallar la corriente en régimen permanente que deberá ser soportada por los cables. De este modo, para calcular esta intensidad se usara la siguiente expresión:

$$I_{aerogenerador} = \frac{P}{\sqrt{3}xU_x \cos \varphi} = \frac{2x10^6}{\sqrt{3}x20x10^3 x1} = 57,74 \text{ A}$$

Con este valor y consultando la Intensidad máxima admisible para el cable TurboWIND Afumex de la marca PRYSMIAN, en el apartado de tensión nominal de 12/20 kV se puede afirmar que es necesaria una sección máxima de $3x25+3x10$ mm², que nos garantiza una intensidad en régimen permanente máxima de 110 A.

Para calcular la intensidad que va desde las celdas de protección hasta la subestación, hay que considerar que se tiene dos circuitos de líneas subterráneas compuestas por 5 aerogeneradores, para ello se usará la siguiente expresión:

$$I_{línea} = I_{aerogenerador} \times 5 = 288,68 \text{ A}$$

Una vez calculada la $I_{línea}$ y consultando la Intensidad máxima admisible para el cable Al Voltalene H Compact de la marca PRYSMIAN, en la configuración de una terna de cables enterrados a 1 m de profundidad, temperatura de terreno 25 °C y resistividad térmica 1,5 K·m/W se puede afirmar que es necesaria una sección máxima de 240 mm², que nos garantiza una intensidad en régimen permanente máxima de 345 A.

La corriente máxima que soportan los cables según su sección, se ve afectada por los factores de corrección de la “ITC-LAT-06 Líneas subterráneas con cables aislados”. En ella se dice que para cables directamente enterrados, afectan los siguientes factores:

- **Corrección por resistividad térmica del terreno**

Debido a las precipitaciones de frecuencia media, el terreno donde se encuentra instalado el parque eólico puede calificarse de “Seco” (resistividad térmica del terreno = 1 K·m/W), por lo que el factor de corrección obtenido de la tabla inferior para cables de 240 mm² en el interior de tubos enterrados es 1,18.

Tipo de instalación	Sección del conductor mm²	Resistividad térmica del terreno, K.m/W						
		0,8	0,9	1	1,5	2	2,5	3
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,2	1,16	1	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,26	1,16	1	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1	0,89	0,8	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1	0,88	0,8	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1	0,88	0,8	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1	0,88	0,8	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1	0,88	0,8	0,73
	300	1,3	1,24	1,19	1	0,88	0,8	0,73
	400	1,3	1,24	1,19	1	0,88	0,79	0,73

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

- **Corrección por profundidad de la instalación**

Para esta corrección hay que considerar que la profundidad de la zanja debe ser mayor de 1,2 metros por lo que según la siguiente tabla se ha escogido una profundidad de 1,25 metros dando un factor de corrección de 0,98.

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección	
	$\leq 185 \text{ mm}^2$	$> 185 \text{ mm}^2$
0,5	1,06	1,09
0,6	1,04	1,07
0,8	1,02	1,03
1	1	1
1,25	0,98	0,98
1,5	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94
2	0,95	0,93
2,5	0,93	0,91
3	0,92	0,89

Factores de corrección para profundidades de la instalación distintas de 1m

Por lo que la corriente máxima no debe ser superior a:

$$I_{\max} = 288,68 \times 1,18 \times 0,98 = 333.83 \text{ A}$$

Por lo que, haciendo referencia a la siguiente tabla perteneciente a la ITC-LAT 06, seleccionamos la sección más adecuada para la corriente máxima que soporta el conductor. En este caso, elegimos un conductor XLPE (Polietileno reticulado) en aluminio de 240 mm², que soporta una intensidad máxima admisible de 345 A.

Sección (mm²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	125	96	130	100	135	105
35	145	115	155	120	160	125
50	175	135	180	140	190	145
70	215	165	225	170	235	180
95	255	200	265	205	280	215
120	290	225	300	235	320	245
150	325	255	340	260	360	275
185	370	285	380	295	405	315
240	425	335	440	345	470	365
300	480	375	490	390	530	410
400	540	430	560	445	600	470

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

3.1.2 Cálculo según la caída de tensión

La fórmula general es:

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

dividiendo todo entre U, sacando factor común cos φ y sabiendo que $P = \sqrt{3} \times U \times I \times \cos \varphi$, se puede llegar a la ecuación siguiente, que va a ser empleada en este caso:

$$\Delta U (100 \%) = 100 \times \frac{P \times L}{U^2} \times (R \times X \times \tan \varphi) =$$

$$\Delta U_{\text{aerogenerador}} (100 \%) = 100 \times \frac{2 \times 10^6 \times 100}{20000^2} \times (0,795 \times 0,127 \times \tan 1) = 0,088 \%$$

$$\Delta U_{\text{línea}} (100 \%) = 100 \times \frac{2 \times 10^6 \times 2240}{20000^2} \times (0,125 \times 0,106 \times \tan 1) = 0,259 \%$$

Siendo:

ΔU : caída de tensión porcentual (%);

P: potencia transportada (W);
L : longitud de línea (m);
U: tensión de línea (V);
R: resistencia kilométrica del conductor (Ω/km);
X: reactancia a 50 Hz por unidad de longitud (Ω/km);
 ϕ : ángulo de desfase entre tensión e intensidad.

Como la condición elegida es que la caída de tensión sea menor o igual a 2 % ($\Delta U \leq 2\%$), se cumple dicha condición con los datos correspondientes para una sección de 240 mm² y de 3x25+3x10 mm² por lo que estas secciones son aptas para la elección de ambos cables.

3.1.3 Cálculo según las pérdidas de potencia

Para el caso de la elección del cable según unas pérdidas de potencia menores al 2%, se va a emplear la siguiente fórmula:

$$P_{\text{pérdidas_aerogenerador}} = \frac{R \times L \times P}{U^2 \times \cos \phi^2} = \frac{0,795 \times 100 \times 2 \times 10^6}{20000^2 \times \cos 1^2} = 0,398 \%$$

$$P_{\text{pérdidas_línea}} = \frac{R \times L \times P}{U^2 \times \cos \phi^2} = \frac{0,125 \times 2240 \times 2 \times 10^6}{20000^2 \times \cos 1^2} = 1,4 \%$$

Siendo:

$P_{\text{pérdidas_aerogenerador}}$: pérdidas totales en la línea (%);
 $P_{\text{pérdidas_línea}}$: pérdidas totales en la línea (%);
P: potencia transportada (W);
L: longitud de la línea (m);
U: Tensión de la línea (V);
 ϕ : ángulo de desfase entre la tensión e intensidad;
R: resistencia kilométrica del conductor (Ω/km).

Dado que las pérdidas de potencia calculadas son menores o iguales a 2 % ($P_{\text{pérdidas}} \leq 2\%$), las secciones de 240 mm² y 3x25+3x10 mm², elegidas para el cable que interconectan los aerogeneradores y el que está en el interior del aerogenerador, respectivamente, son más que aptos ya que cumplen con la condición de perdida de potencia.

3.1.4 Cortocircuito admisible

En general, los cables soportan sin problemas corrientes de cortocircuito de magnitud considerable, asumible por otras partes de la instalación. Para la comprobación de esta magnitud utilizaremos la siguiente expresión:

$$I_{\text{cc}} = \frac{K \times S}{\sqrt{t}} = \frac{94 \times 240}{\sqrt{0,5}} = 31,905 \text{ kA}$$

Siendo:

S: Sección del cable utilizado (mm²);

t :Tiempo de desconexión que se tomará (s);

K(*) : Constante que depende del material del conductor y que, en nuestro caso, es aluminio.

(*)En la hipótesis de que los conductores se hallaran inicialmente a la temperatura máxima de régimen y alcancen al final del cortocircuito la admisible en tal caso, el valor de K es de 142 y 94, según se trate de cables con conductores de cobre o de aluminio respectivamente.

Hay que comprobar que la sección de cable soporta la mayor corriente de cortocircuito que puede producirse en nuestro circuito.

Según el apartado 5.4.2 Cortocircuito Aguas arriba, la mayor corriente de cortocircuito en la red de media tensión se da en a la salida del nivel de 132 kV (21,4 kA aproximadamente), valor que es soportado por una sección de 240 mm² sin problemas, según se puede ver en la siguiente tabla.

Tipo de aislamiento	$\Delta\theta^*$ (K)	Duración del cortocircuito, tcc, en segundos									
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1	1,5	2	2,5	3
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 Uo/U≤ 18/30 kV	145	281	199	162	126	115	89	73	63	56	51

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

$$I_{cc_soportada} = 133 \times S = 133 \times 240 = 31,92 \text{ kA}$$

Por esto, no es necesario incrementar la sección calculada en este apartado por motivos de cortocircuito.

3.2 RADIO DE CURVATURA DE LOS CABLES PARA SU TENDIDO

El radio de curvatura de los conductores depende del diámetro del mismo. Así, para la sección de 240 mm² elegida el radio de curvatura viene dado por la siguiente expresión:

$$R_{curvatura} > 10 \times (D + d) = 10 \times (30,2 + 17,9) = 481 \text{ mm}$$

Siendo:



D: Diámetro exterior del cable (mm);
d: Diámetro del conductor (mm).

Sin embargo, para la compañía suministradora se toma como valor de este radio mínimo, el obtenido por la siguiente expresión:

$$R_{curvatura} > 15 \times D = 15 \times 30,2 = 453 \text{ mm}$$

Dado que de ambos valores el más restrictivo es el primero, se tomará como mínimo radio de curvatura el valor de 481 mm.

4. CÁLCULO ELÉCTRICOS SUBESTACIÓN 20/132 KV

4.1 INTENSIDADES EN ALTA TENSIÓN

Para calcular la intensidad nominal en el lado de AT, es decir, en el primario del transformador se usa la siguiente expresión:

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \times U_p} = \frac{30000}{\sqrt{3} \times 132} = 131,216 \text{ A}$$

Siendo:

I_p: Intensidad en el primario (A);
S: Potencia del transformador (kVA);
U_p: Tensión en el primario, en kV.

Lo que implica que la Intensidad nominal primaria en el transformador es igual a 131,216 A.

4.2 INTENSIDADES EN MEDIA TENSIÓN

Para calcular la intensidad nominal en el lado de MT, es decir, en el secundario del transformador se usa la siguiente expresión:

$$I_s = \frac{S}{\sqrt{3} \times U_s} = \frac{30000}{\sqrt{3} \times 20} = 866,025 \text{ A}$$

Siendo:

I_s: Intensidad en el secundario (A);
S: Potencia del transformador (kVA);
U_s: Tensión en el secundario (kV).

Lo que implica que la Intensidad nominal secundaria en los dos transformadores es igual a 866,025 A.

4.3 HILOS DE GUARDA

Para el cálculo de los hilos de guarda se usara el método ideado por Langrehr que supone que cuando el rayo se descarga hacia tierra y se encuentra a una altura igual al doble de la del hilo de guardia, la descarga se efectuará sobre éstos o sobre tierra, por ser los puntos más cercanos al rayo.

Como el caso más desfavorable se producirá en el lado de alta tensión, no se va a calcular las alturas h y H en el lado de media tensión.

Se emplearan las siguientes formulas:

$$H = \frac{4h + \sqrt{16h^2 - 12(h^2 - a^2)}}{6} ; \quad h = 5,3 + \frac{Um}{150} ; \quad H-h \geq 2\left(0,1 + \frac{Um}{150}\right)$$

Altura de los conductores o del equipo a proteger

$$h = 5,3 + \frac{Um}{150} = 5,3 + \frac{145}{150} = 6,27 \text{ m}$$

Siendo:

Um : Tensión máxima entre fases prevista en la instalación (kV).

Altura mínima de los hilos de guarda o de los mástiles o astas de protección

$$H = \frac{4h + \sqrt{16h^2 - 12(h^2 - a^2)}}{6} = \frac{4 \times 6,27 + \sqrt{16 \times 6,27^2 - 12(6,27^2 - 6^2)}}{6} = 8,23 \text{ m}$$

Siendo:

a: Distancia entre los hilos de guarda, en m.

Comprobación de la altura:

$$H-h \geq 2\left(0,1 + \frac{Um}{150}\right) ; \quad 8,23-6,27 \geq 2\left(0,1 + \frac{145}{150}\right) ; \quad 1,96 \geq 2,13$$

$$H = 6,27 + 2,13 = 8,403 \text{ m}$$

Por tanto, para mayor seguridad aumentaremos el valor de H a **8,403 m**.



4.4 AUTOVÁLVULAS

Tanto la autoválvula de 132 kV como la autoválvula de 20 kV son de óxido metálico, así que ese será el punto de partida para la aplicación de las correspondientes fórmulas.

Autoválvula 132 kV (Neutro puesto a tierra)

Tensión nominal

$$V_r = 0,81 \frac{U_m}{T_c} = 0,81 \frac{145}{1,22} = 96,27 \text{ m}$$

Siendo:

Um: Tensión máxima entre fases prevista en la instalación (kV);

Tc: Factor de sobretensión temporal (en función de la duración máxima de la sobretensión).

Intensidad de descarga

La intensidad de descarga nominal para subestaciones es de 10 kA.

Coordinación del aislamiento

$$MP = \left(\frac{NA}{NP} - 1 \right) 100 = \left(\frac{650}{271} - 1 \right) 100 = 139,85 \% \geq 30 \%$$

Siendo:

MP: Margen de protección (margen entre el nivel de protección del pararrayos y el nivel de protección de aislamiento del equipo eléctrico) (%);

NA: Nivel de aislamiento, **650 kV**.

NP : Es el mayor de los siguientes valores:

- Tensión de maniobra, **224 kV**
- Tensión máxima entre fases a impulso tipo rayo 1,2/50 μ s dividida entre 1,15, **273/1,15 kV**.
- Valor máximo de tensión residual con onda 8/20 μ s y 10 kA, **271 kV**.

Como el Margen de Protección es mayor que el 30 % exigido por el reglamento la elección de esta autoválvula es correcta.

Autoválvula 20 kV (Neutro aislado)

Tensión nominal

$$V_r = \frac{U_m}{T_c} = \frac{24}{1,22} = 19,7 \text{ m}$$

Siendo:

Um: Tensión máxima entre fases prevista en la instalación (kV);

Tc: Factor de sobretensión temporal (en función de la duración máxima de la sobretensión).

Intensidad de descarga

La intensidad de descarga nominal para subestaciones es de 10 kA.

Coordinación del aislamiento

$$MP = \left(\frac{NA}{NP} - 1 \right) 100 = \left(\frac{145}{51} - 1 \right) 100 = 184,31 \% \geq 30 \%$$

Siendo:

MP: Margen de protección (margen entre el nivel de protección del pararrayos y el nivel de protección de aislamiento del equipo eléctrico), en %.

NA: Nivel de aislamiento, **145 kV**.

NP : Es el mayor de los siguientes valores:

- Tensión de maniobra, **39,6 kV**
- Tensión máxima entre fases a impulso tipo rayo 1,2/50 μ s dividida entre 1,15, **51,5/1,15 kV**.
- Valor máximo de tensión residual con onda 8/20 μ s y 10 kA, **51 kV**.

Como el Margen de Protección es mayor que el 30 % exigido por el reglamento la elección de esta autoválvula es correcta.

4.5 AISLADORES

Para el cálculo de los dos niveles de tensión se considerará que la subestación se encuentra en una zona con nivel de contaminación medio, ya que como se dijo anteriormente esta subestación se encuentra a las afueras de la ciudad.

El nivel medio de contaminación, comprende zonas con industrias que no producen humo especialmente contaminante y/o con densidad media de viviendas equipadas con calefacción.

El tipo de aislador elegido para ambos niveles es el de columna, que es el que se utiliza en subestaciones o torres de fin de línea. Los aisladores utilizados tendrán las siguientes características.

Nivel de 132 kV

Para el cálculo del aislamiento en el lado de 132 kV, se va a aplicar la siguiente fórmula:

$$\text{Nº aisladores} = \frac{NAxUm}{Lf} = \frac{20x145}{315} = 9,21 \rightarrow \mathbf{11 \text{ aisladores}}$$

Siendo:

NA: Nivel de aislamiento en zona II (mm/kV);

Um: Tensión máxima entre fases prevista en la instalación (kV);

Lf: Longitud de la línea de fuga de cada aislador (mm).

Por tanto, para mayor seguridad se colocaran 11 aisladores.

Nivel de 20 kV

Para el cálculo del aislamiento en el lado de 20 kV, se va a aplicar la siguiente fórmula:

$$\text{Nº aisladores} = \frac{NAxUm}{Lf} = \frac{20x24}{315} = 1,52 \rightarrow \mathbf{3 \text{ aisladores}}$$

Siendo:

NA: Nivel de aislamiento en zona II (mm/kV);

Um: Tensión máxima entre fases prevista en la instalación (kV);

Lf: Longitud de la línea de fuga de cada aislador (mm).

Por tanto, para mayor seguridad se colocaran 3 aisladores.

4.6 BATERÍA DE CONDENSADORES

Suponiendo que la subestación tiene un factor de potencia de 0,8, se calculará una batería de condensadores para corregir ese factor de potencia a un valor de 0,98.

Condiciones iniciales:

$$S = 30 \text{ MVA}$$

$$\cos(\phi_1) = 0,8$$

$$\phi_1 = 36,87^\circ$$

$$P = S \times \cos(\phi_1) = 30 \times 0,8 = 24 \text{ MW}$$

$$Q_1 = P \times \tan(\phi_1) = 30 \times 0,75 = 18 \text{ MVar}$$

Condiciones finales (Corrección $\cos(\phi_1)$)

$$\cos(\phi_2) = 0,98 \quad \phi_2 = 11,5^\circ$$

$$Q_2 = P \times \tan(\phi_2) = 24 \times 0,2 = 4,8 \text{ MVar}$$

Potencia Batería Condensadores

$$Q_c = Q_1 - Q_2 = 18 - 4,8 = 13,2 \text{ MVar}$$

Por tanto, harán falta dos baterías de condensadores de 7,2 MVar para el transformador de MT/AT para corregir el factor de potencia. Las baterías de condensadores elegidas serán monofásicas y conectadas en doble estrella.

$$\text{Nº condensadores monofásicos} = \frac{2xQ_{elegido}}{Q_{con}} = \frac{2x7200}{600} = 12$$

Cada cabina de condensadores tendrá en su interior 12 condensadores monofásicos.

4.7 CÁLCULO MECÁNICO

Para el cálculo mecánico se seguirá los establecidos en las normas UNE-EN 50.341-1 y UNE-EN 50.423-1. De acuerdo con ello, se utilizarán para las aplicaciones de las posibles solicitudes de cargas, fórmulas empíricas avaladas por la práctica que responderán a la duración, fiabilidad y garantía establecida en el Reglamento de Líneas de Alta Tensión.

4.7.1 Cargas actuales sobre los cables de las líneas aéreas

Para efectuar el cálculo mecánico de los conductores de las líneas aéreas, es fundamental conocer cuáles son las fuerzas que actúan sobre los mismos. Conocemos que a la carga que constituye el propio peso se suman según los casos el viento o el hielo, de acuerdo con las condiciones climatológicas consideradas en los cálculos.

4.7.1.1 Acción del peso propio

El peso del cable viene dado por el catálogo del fabricante o en la norma UNE si es un cable normalizado. Se expresa en kg/m o en kg/km.

Si consideramos que, la curva aproximada que forma el conductor es una parábola, con las formulas siguientes se puede apreciar la relación existente entre el peso unitario por unidad de longitud y la tensión a la que está sometido.

$$f = \frac{w \times a^2}{8 \times T} ; \quad L = a + \frac{8}{3} \times \frac{f^2}{a} ; \quad L = a + \frac{1}{24} \times \frac{w^2 \times a^3}{T^2}$$

Siendo:

f: Flecha del cable (distancia entre la línea recta que pasa entre los dos puntos de sujeción de un conductor) (m);

w: Peso unitario del conductor (kg/m);

T: Tensión a la que esta sometido el cable (kg);

L: Longitud del conductor (m);

a: vano (m).

4.7.1.2 Acción del hielo

El hielo que se puede formar alrededor del conductor hace aumentar considerablemente el peso del mismo, por lo que se eleva la tensión, pudiendo llegar a la rotura. De ahí que el Reglamento considere diversos manguitos de hielo según la zona en la que está instalada la línea:

Según el Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión, divide el estudio de las acciones sobre los conductores en tres zonas según la altitud.

Zona A	La situada a menos de 500 metros de altitud sobre el nivel del mar.
Zona B	La situada a una altitud entre 500 y 1000 metros sobre el nivel del mar.
Zona C	La situada a una altitud superior a 1000 metros sobre el nivel del mar.

Zonas reglamentarias según altitud

Zona A: No se considera sobrecarga de hielo.

Zona B: Se considerarán sometidos los conductores y cables de tierra a la sobrecarga de un manguito de hielo de valor: $P_H = 0,18 \times \sqrt{d}$ en kg/m, siendo "d" el diámetro del conductor o cable de tierra en milímetros.

Zona C: Se considerarán sometidos los conductores y cables de tierra a las sobrecargas de un manguito del hielo de valor: $P_H = 0,36 \times \sqrt{d}$ en kg/m, siendo "d" el diámetro del conductor o cable de tierra en milímetros. Para altitudes mayores a 1500 metros, el proyectista deberá establecer las sobrecargas de hielo mediante estudios pertinentes, no pudiéndose considerar sobrecarga de hielo inferior a la indicada anteriormente.

El hielo actúa de forma vertical, por lo que suma al peso propio del conductor:

$$w = P + P_H$$

4.7.1.3 Acción del viento

En la ITC-LAT-07 punto 3.1.2 del reglamento vigente, se indica que se supondrá el viento horizontal actuando perpendicularmente a las superficies sobre las que incide, y se considerará un viento de 120 km/h de velocidad, salvo en las líneas de categoría especial, donde se considerará un viento mínimo de 140 km/h.

La acción del viento, en función de su velocidad V_v en km/h, da lugar a las fuerzas que a continuación se indican sobre los distintos elementos de la línea.

- Fuerza del viento sobre conductores

La presión del viento sobre los conductores causa fuerzas transversales a la dirección de la línea, al igual que aumenta las tensiones sobre los conductores.

Considerando los vanos adyacentes, la fuerza del viento sobre un apoyo se calculará de la siguiente manera:

$$F_v = q \times d \times \frac{a_1 + a_2}{2}$$

Siendo:

F_v : Fuerza del viento (daN);

d: Diámetro del conductor (m);

a_1, a_2 : Longitudes de los vanos adyacentes (m);

q: Presión del viento (daN/m²). Calculándose “q” de la siguiente manera:

$$q = 60 \times \left(\frac{V_v}{120} \right)^2, \text{ para conductores con } d \leq 16 \text{ mm}$$

$$q = 50 \times \left(\frac{V_v}{120} \right)^2, \text{ para conductores con } d > 16 \text{ mm}$$

Con estos datos la acción horizontal del viento, se expresa como:

$$P_v = q \times d$$

Esta acción horizontal del viento sumada a la vertical del propio peso, da lugar al llamado peso aparente del cable expresado en kg/m:

$$w = \sqrt{P^2 + P_v^2}$$



- Fuerza del viento sobre las cadenas de aisladores

La fuerza del viento sobre las cadenas de aisladores se tiene en cuenta para calcular los esfuerzos que transmiten las cadenas sobre el apoyo, como consecuencia del viento y para calcular la distancia entre conductores y partes puestas a tierra. Ya que para esto último se necesita determinar el ángulo de desviación de la cadena de aisladores.

La expresión de la fuerza ejercida sobre una cadena de aisladores es:

$$F_c = q \times A_i$$

Siendo:

F_c : Fuerza sobre los aisladores (daN);

A_i : Área de la cadena de aisladores proyectada horizontalmente en un plano vertical paralelo al eje de la cadena de aisladores (m^2);

q : Presión del viento (daN/m^2). Calculado de la siguiente manera:

$$q = 70 \times \left(\frac{V_v}{120} \right)^2$$

- Fuerza del viento sobre los apoyos de celosía

La expresión de la fuerza ejercida sobre un apoyo de celosía es:

$$F_c = q \times A_T$$

Siendo:

F_c : Fuerza sobre los apoyos de celosía (daN);

A_T : Área del apoyo expuesta al viento proyectada en el plano normal a la dirección del viento (m^2);

q : Presión del viento (daN/m^2). Calculado de la siguiente manera:

$$q = 70 \times \left(\frac{V_v}{120} \right)^2$$

4.7.1.4 Acción de la temperatura

Debido a los cambios de temperatura, el conductor se dilata o se contrae. Esto origina variaciones en la tensión y en la flecha. Al aumentar la temperatura crece la longitud del hilo, y, por tanto la flecha, dando como consecuencia una disminución de la tensión. Contrariamente, al disminuir la temperatura, la flecha se reduce y aumenta la tensión

Como la dilatación es lineal responde a la fórmula:

$$L = L_0 \times (1 - \alpha \times \theta)$$

Siendo:

L_0 : Longitud del cable a cero grados (m);
 L : Longitud a la temperatura en estudio (m);
 α : Coeficiente de dilatación lineal ($^{\circ}\text{C}^{-1}$);
 θ : temperatura considerada ($^{\circ}\text{C}$).

Para hallar la variación de la longitud entre dos temperaturas diferentes θ_1 y θ_2 :

$$L_1 - L_2 = L_0 \times (1 - \alpha \times \theta_1) - L_0 \times (1 - \alpha \times \theta_2) = L_0 \times \alpha (\theta_1 - \theta_2)$$

4.7.1.5 Acción de la elasticidad

Cuando un conductor está sometido a una determinada tensión, se produce un alargamiento de su longitud que responde a la ley de Hooke.

$$L = L_0 \times \left(1 + \frac{T}{E \times S} \right)$$

Para hallar la variación de longitud entre dos tensiones diferentes T_1 y T_2 :

$$L_1 - L_2 = L_0 \times \left(1 + \frac{T_1}{E \times S} \right) - L_0 \times \left(1 + \frac{T_2}{E \times S} \right) = L_0 \times \left(\frac{T_1 - T_2}{E \times S} \right)$$

Siendo:

L_0 : Longitud del cable a cero grados (m);
 L_1, L_2 : Longitud del cable a distintas temperaturas (m);
 E : Módulo de elasticidad del conductor (daN/mm²);
 S : Sección del conductor (mm²);
 T_1, T_2 : Tensión por unidad de superficie (daN/mm²).

4.7.2 Ecuación del cambio de estado

La ecuación de cambio de estado tiene por objeto determinar la tensión de tendido de un cable a la temperatura de trabajo, de tal forma que en las condiciones de sobrecarga más desfavorables no sobrepase los límites impuestos por el reglamento.

Esta ecuación se obtiene de igualar la diferencia de longitudes, que se produce en el conductor como consecuencia de un cambio de temperatura o de condiciones de sobrecarga o de tracción, con la suma algebraica de la dilatación o contracción debida a la variación de temperatura y del alargamiento o acortamiento elástico motivado por la diferencia de tensiones.

Por tanto hay que calcular la tensión cuando se pasa de un estado 1 definido por una tensión, temperatura y carga del conductor, a un estado 2 definido por la temperatura y carga del conductor.



La diferencia de longitud del conductor, entre los dos estados, approximando la longitud del conductor a la longitud del vano, es:

$$L_2 - L_1 = L \times \alpha \times (\theta_2 - \theta_1) + L \times \left(\frac{T_2 - T_1}{E \times S} \right) = \frac{a^3}{24} \times \left(\frac{w_2^2}{T_2^2} - \frac{w_1^2}{T_1^2} \right)$$

De esta igualdad da como resultado la siguiente expresión:

$$\alpha \times (\theta_2 - \theta_1) + \left(\frac{T_2 - T_1}{E \times S} \right) - \frac{a^3}{24} \times \left(\frac{w_2^2}{T_2^2} - \frac{w_1^2}{T_1^2} \right) = 0$$

Esta ecuación se puede escribir de la forma:

$$T_2^2 \times (T_2 + A) = B$$

Donde:

$$A = \alpha \times E \times S \times (\theta_2 - \theta_1) + C \quad C = -T_1 + \frac{a^2 \times w_1^2 \times E \times S}{24 \times T_1^2}$$

$$B = \frac{a^2 \times w_2^2 \times E \times S}{24}$$

Siendo:

L_1, L_2 : Longitud del cable a distintas temperaturas (m);
 L : Longitud del cable (m); Calculado de la siguiente expresión:

$$L = a + \frac{1}{24} \times \left(\frac{w^2 \times a^3}{T^2} \right)$$

α : Coeficiente de dilatación lineal ($^{\circ}\text{C}^{-1}$);

θ : temperatura considerada ($^{\circ}\text{C}$).

a : Longitudes del vano (m);

T_1, T_2 : Tensión por unidad de superficie (daN/mm²).

E : Módulo de elasticidad del conductor en (daN/mm²);

S : Sección del conductor (mm²);

w : Peso propio del conductor (daN/m);

4.7.3 Tracción máxima admisible

De acuerdo con el reglamento, la tracción máxima de los conductores y cables de tierra no resultará superior a su carga de rotura, mínima dividida por 2,5, si se trata de conductores cableados, o dividida por 3, si se trata de conductores de un alambre,

considerándoles sometidos a la hipótesis de sobrecarga de la siguiente tabla en función de que la zona sea A, B o C:

Zona A			
Hipótesis	Temperatura (°C)	Sobrecarga viento	Sobrecarga hielo
Tracción máxima viento	-5	Si se aplica. Mínimo 120 ó 140 km/h, según categoría línea	No se aplica
Zona B			
Hipótesis	Temperatura (°C)	Sobrecarga viento	Sobrecarga hielo
Tracción máxima viento	-10	Si se aplica. Mínimo 120 ó 140 km/h, según categoría línea	No se aplica
Tracción máxima hielo	-15	No se aplica	Si se aplica
Tracción máxima hielo + viento	-15	Si se aplica. Mínimo 60 km/h	No se aplica
Zona C			
Hipótesis	Temperatura (°C)	Sobrecarga viento	Sobrecarga hielo
Tracción máxima viento	-15	Si se aplica. Mínimo 120 ó 140 km/h, según categoría línea	No se aplica
Tracción máxima hielo	-20	No se aplica	Si se aplica
Tracción máxima hielo + viento	-20	Si se aplica. Mínimo 60 km/h	No se aplica

4.7.4 Flechas máximas

Tal y como indica el Reglamento, para las zonas A, B y C, se determinará la flecha máxima de los conductores y cables de tierra en las hipótesis siguientes:

- a) **Hipótesis de viento:** Sometidos a la acción de su propio peso y a una sobrecarga de viento, para una velocidad de 120 km/h a la temperatura de +15°C.
- b) **Hipótesis de temperatura:** Sometidos a la acción de su propio peso, a la temperatura máxima previsible, teniendo en cuenta las condiciones climatológicas y de servicio de la línea. Para las líneas de categoría especial, esta temperatura no será inferior en ningún caso a +85 °C para los conductores de

fase ni inferior a +50°C para los cables de tierra. Para el resto de líneas, tanto para los conductores como para los cables de tierra, esta temperatura no será en ningún caso inferior a +50°C.

- c) **Hipótesis de hielo:** Sometidos a la acción de su propio peso y a la sobrecarga de hielo correspondiente a la zona, a la temperatura de 0°C.

4.7.5 Cálculo de tracción y flecha máxima

El Reglamento de Líneas Aéreas de Alta Tensión marca una serie de hipótesis entre las cuales se buscará la más desfavorable. Estas hipótesis se dividen según las zonas en las que está situada la línea, ZONA A, ZONA B y ZONA C.

Con la ecuación del cambio de condiciones se hallará cuál es la peor condición a la que estará sometido un conductor en un vano, esta será la hipótesis más desfavorable.

Como la Subestación se encuentra en la zona A, se calculará únicamente la hipótesis de tracción máxima de viento. En dicha hipótesis tendremos en consideración una temperatura de -5°C y una velocidad de viento de 120 o 140 km/h (dependiendo de la tensión de la línea). Como no se trata de una línea de régimen especial se tomará una velocidad del viento de 120km/h.

Una vez efectuadas todas estas operaciones se obtendrá la tensión a la que está sometido el conductor en cada una de las hipótesis que marca el Reglamento, y por lo tanto se hallarán las flechas correspondientes y en especial la flecha máxima que condicionará la altura de los postes.

Para el conductor Halcón utilizado en la línea de 132 kV se considerará que la distancia entre apoyos es de 40 metros.

Primero se calculará las sobrecargas debidas al hielo y al viento, pues se emplearán posteriormente.

La sobrecarga del viento será:

$$q = 50 \times \left(\frac{V_v}{120} \right)^2 = 50 \times \left(\frac{120}{120} \right)^2 = 50 \text{ daN/m}^2$$

$$P_v = q \times d = 50 \times 0,0218 = 1,09 \text{ daN/m}$$

El peso propio más la sobrecarga que ejercerá el viento será la siguiente, teniendo en consideración que el viento produce una fuerza equivalente perpendicular al peso:

$$w = \sqrt{P^2 + P_v^2} = \sqrt{1,09^2 + 0,9762^2} = 1,463 \text{ daN/m}$$

Siendo:

Pv: Sobrecarga debida al viento (daN/m);

P: Peso del conductor (daN/m);



d: Diámetro del conductor (m);

V_v: Velocidad del viento (km/h);

q: Presión del viento, para conductores con d > 16 mm (daN/m²).

A continuación y con los datos obtenidos se calcularán las diferentes hipótesis necesarias para calcular la tracción y flecha máxima.

- Hipótesis tracción máxima viento (-5 °C)

Este será el estado de comparación, puesto que en la ZONA A sólo se calcula la tracción máxima con viento a una temperatura de -5°C.

La tensión máxima la impondrá ENDESA, y será de 200 kg. Esto es, se construirán vanos totalmente destensados para que las torres que sujetan los cables no sufran debido a la tensión mecánica. Esta tensión hace un coeficiente de seguridad respecto al cable de:

$$C_s = \frac{Q}{T} = \frac{8845}{200} = 44,225 \text{ kg}$$

Como vemos, no habrá nunca problema con la tensión mecánica, puesto que el cable soporta con holgura dicha tensión.

Con los datos anteriormente calculados, se procederá al cálculo de la constante C:

$$C = -T_1 + \frac{a^2 \times w_1^2 \times E \times S}{24 \times T_1^2} = -200 + \frac{40^2 \times 1,463^2 \times 7300 \times 281,1}{24 \times 200^2} = 7120,17 \text{ kg}$$

La flecha correspondiente será de:

$$f = \frac{w \times a^2}{8 \times T} = \frac{1,463 \times 40^2}{8 \times 200} = 1,463 \text{ m}$$

Una vez conocida la hipótesis más desfavorable y haciendo uso de la constante C hallada anteriormente, se calcularán el resto de las hipótesis marcadas por el reglamento.

- Hipótesis de flecha máxima (P+V a t = 15 °C)

Para el cálculo de la flecha máxima se usaran estas dos expresiones:

$$T_2^2 \times (T_2 + A) = B \quad f = \frac{w \times a^2}{8 \times T}$$

Donde:

$$A = \alpha \times E \times S \times (\theta_2 - \theta_1) + C = 19,1 \times 10^{-6} \times 7300 \times 281,1 \times (15 - (-5)) + 7120,17 = \\ A = 7904,04 \text{ kg}$$



$$B = \frac{a^2 \times w_2^2 \times E \times S}{24} = \frac{40^2 \times 1,463^2 \times 7300 \times 281,1}{24} = 292806759,94 \text{ kg3}$$

Por tanto:

$$T_2^2 \times (T_2 + A) = B \rightarrow T_2 = 190,2 \text{ kg}$$

Con la tensión obtenida calcularemos la flecha resultante:

$$f = \frac{w \times a^2}{8 \times T} = \frac{1,463 \times 40^2}{8 \times 190,2} = 1,538 \text{ m}$$

Siendo:

f: Flecha del cable (m);

T_2 : Tensión a la que está sometido el cable (kg);

C: Constante hallada en el apartado anterior (kg);

α : Coeficiente de dilatación lineal ($^{\circ}\text{C}^{-1}$);

θ : temperatura considerada ($^{\circ}\text{C}$).

a: Longitudes del vano (m);

E: Módulo de elasticidad del conductor en (daN/mm²);

S: Sección del conductor (mm²);

w: Peso del conductor con sobrecarga de viento (kg/m);

- Hipótesis de flecha máxima (P a t = 50 °C)

Para el cálculo de la flecha máxima se usarán estas dos expresiones:

$$T_2^2 \times (T_2 + A) = B \quad f = \frac{w \times a^2}{8 \times T}$$

Donde:

$$A = \alpha \times E \times S \times (\theta_2 - \theta_1) + C = 19,1 \times 10^{-6} \times 7300 \times 281,1 \times (50 - (-5)) + 7120,17 = \\ A = 9275,83 \text{ kg}$$

$$B = \frac{a^2 \times w_2^2 \times E \times S}{24} = \frac{40^2 \times 0,9762^2 \times 7300 \times 281,1}{24} = 130367714,93 \text{ kg3}$$

Por tanto:

$$T_2^2 \times (T_2 + A) = B \rightarrow T_2 = 117,81 \text{ kg}$$

Con la tensión obtenida calcularemos la flecha resultante:

$$f = \frac{w \times a^2}{8 \times T} = \frac{0,9762 \times 40^2}{8 \times 117,81} = 1,66 \text{ m}$$

Por lo tanto la máxima flecha será de **1,66 metros**, que se da en la hipótesis de peso a 50°C

Siendo:

f: Flecha del cable (m);

T_2 : Tensión a la que está sometido el cable (kg);

C: Constante hallada en el apartado anterior (kg);

α : Coeficiente de dilatación lineal ($^{\circ}\text{C}^{-1}$);

θ : temperatura considerada ($^{\circ}\text{C}$).

a: Longitudes del vano (m);

E: Módulo de elasticidad del conductor en (daN/mm²);

S: Sección del conductor (mm²);

w: Peso unitario del conductor (kg/m);

4.8 DISTANCIAS DE SEGURIDAD

Según el Reglamento sobre Centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación, se establecerán unas distancias mínimas de seguridad entre los diferentes elementos y las diferentes partes que forman la Subestación.

4.8.1 Pasillos y zonas de protección

Para la anchura de los pasillos de servicio es valido lo dicho en el apartado 5.1.1 de la instrucción RAT 14.

La anchura de los pasillos de servicio tiene que ser suficiente para permitir la fácil maniobra e inspección de las instalaciones, así como el libre movimiento por los mismos de las personas y el transporte de los aparatos en las operaciones de montaje o revisión de los mismos.

Esta anchura no será inferior a la que a continuación se indica según los casos:

- Pasillos de maniobra con elementos en tensión a un solo lado 1,0m.
- Pasillos de maniobra con elementos en tensión a ambos lados 1,2 m.
- Pasillos de inspección con elementos en tensión a un solo lado 0,8m.
- Pasillos de inspección con elementos en tensión a ambos lados 1,0m.

Los anteriores valores, deberán ser totalmente libres, es decir, medidos entre las partes salientes que pudieran existir tales como mandos de aparatos, barandillas etc.

4.8.1.1 Altura mínima sobre el terreno de los elementos en tensión sobre los pasillos

Los elementos en tensión no protegidos, que se encuentren sobre los pasillos, deberán estar a una altura mínima h sobre el suelo medida en centímetros, igual a:

$$h = 250 + d = 250 + 110 = \mathbf{360 \text{ cm}}$$

Siendo:

d: Distancia correspondiente a la tensión nominal de 132 kV, elegida de la siguiente tabla perteneciente al 5.1.2 de la MIE-RAT 14 (cm).

Tensión nominal de la instalación en kv menor o igual a:	20	30	45	66	110	132	220
"d" en centímetros:	20	27	38	57	95	110	185

4.8.1.2 Zonas de protección contra contactos accidentales en el interior del recinto de la instalación

Los sistemas de protección que deban establecerse guardarán unas distancias mínimas medidas en horizontal a los elementos en tensión que se respetarán en toda la zona comprendida entre el suelo y una altura de 200 cm que, según el sistema de protección elegido y expresadas en centímetros, serán:

De los elementos en tensión a paredes macizas de 180 cm de altura mínima:

$$B = d + 3 = 110 + 3 = \mathbf{113 \text{ cm}}$$

De los elementos en tensión a enrejados de 180 cm de altura mínima:

$$C = d + 10 = 110 + 10 = \mathbf{120 \text{ cm}}$$

De los elementos en tensión a cierres de cualquier tipo (paredes macizas, enrejados, barreras, etc.) con una altura que en ningún caso podrá ser inferior a 100 cm:

$$E = d + 30 = 110 + 30 = \mathbf{140 \text{ cm}}$$

Siendo:

d: Distancia correspondiente a la tensión nominal de 132 kV, elegida de la tabla perteneciente al 5.1.2 de la MIE-RAT 14 (cm).

4.8.1.3 Zonas de protección contra contactos accidentales desde el exterior del recinto de la instalación.

Para evitar los contactos accidentales desde el exterior del cierre del recinto de la instalación con los elementos en tensión, deberán existir entre estos y el cierre las distancias mínimas de seguridad, medidas en horizontal y en centímetros, que a continuación se indican:

De los elementos en tensión al cierre cuando este es un enrejado de cualquier altura $k \leq 220 \text{ cm}$.

$$G = d + 150 = 110 + 150 = \mathbf{260 \text{ cm}}$$

d: Distancia correspondiente a la tensión nominal de 132 kV, elegida de la tabla perteneciente al 5.1.2 de la MIE-RAT 14 (cm).

En todo el perímetro se respetara una distancia mayor o igual a 2,6 m para mayor seguridad por posibles contactos accidentales desde el exterior.

4.8.2 Distancia de los conductores al terreno

Según el reglamento de Líneas de Alta Tensión (Artículo 25) la altura de los apoyos será la necesaria para que los conductores, con su flecha máxima vertical, queden situados por encima de cualquier punto de terreno o superficies de agua no navegables, a una altura mínima de:

$$h = 5,3 + \frac{Um}{150} = 5,3 + \frac{145}{150} = 6,27 \text{ m}$$

Siendo:

Um: Tensión máxima entre fases prevista en la instalación (kV).

4.8.3 Distancia de los conductores entre sí, y éstos a los apoyos

Según el Reglamento de Líneas aéreas de alta tensión, las distancias de los conductores sometidos a tensión mecánica entre sí, así como entre los conductores y los apoyos, debe ser tal que no haya riesgo alguno de cortocircuito ni entre fases ni a tierra, teniendo presente los efectos de las oscilaciones de los conductores debidas a la fuerza del viento y al desprendimiento de la nieve acumulada sobre ellos. Con este objeto, la separación mínima entre conductores se determinará por la fórmula siguiente:

$$D = D = Kx\sqrt{F + L} + K \times D_{pp} = 0,7x\sqrt{1,66 + 1,5} + 0,75 \times 1,4 = 2,3 \text{ m}$$

Siendo:

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

K: Coeficiente que depende de la oscilación de los conductores con el viento. Se tomará 0,7 por ser el caso más desfavorable;

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

F: Flecha máxima (m);

L: Longitud de la cadena de suspensión (m);

Dpp: Distancia mínima aérea especificada, para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase durante sobretensiones de frente lento o rápido. Los valores de Dpp se indican en la siguiente tabla, en función de la tensión más elevada de la línea.

Tensión más elevada de la red U_s (kV)	D_{el} (m)	D_{pp} (m)
3,6	0,08	0,1
7,2	0,09	0,1
12	0,12	0,15
17,5	0,16	0,2
24	0,22	0,25
30	0,27	0,33
36	0,35	0,4
52	0,6	0,7
72,5	0,7	0,8
123	1	1,15
145	1,20	1,4
170	1,3	1,5
245	1,10	2
420	2,8	3,2

Distancias de aislamiento eléctrico para evitar descargas

4.8.4 Distancia mínima entre los conductores y sus accesorios

Según el Reglamento de Líneas aéreas de alta tensión, la separación mínima entre conductores y sus accesorios se determinará por la fórmula siguiente:

$$d = 0,1 + \frac{Um}{150} = 0,1 + \frac{145}{150} = \mathbf{1,067 \text{ m}}$$

Siendo:

Um: Tensión máxima entre fases prevista en la instalación (kV).

4.8.5 Distancias y normas de seguridad para instalación interior

4.8.5.1 Inaccesibilidad

Los edificios o locales destinados a alojar en su interior a instalaciones de alta tensión deberán disponerse de forma que queden cerrados de tal manera que se impida el acceso de las personas ajena al servicio.

Las puertas de acceso al recinto en que estén situados los equipos de alta tensión y se usen para el paso del personal de servicio, serán en general abatibles y abrirán siempre hacia el exterior del recinto. Cuando estas puertas abran sobre caminos públicos, deberán poder abatirse sobre el muro exterior de fachadas.



Se admitirá el empleo en tales recintos de otro tipo de puertas, siempre que puedan quedar abiertas mientras exista en el interior personal de servicio. En estos casos, deberán existir en tales entradas unas protecciones que sean fácilmente franqueables desde el interior y que dificulten el acceso desde el exterior.

4.8.5.2 Pasos y accesos

Todos los lugares de paso tales como salas, pasillos, escaleras, rampas, salidas, etc., deben ser de dimensiones y trazado adecuados y correctamente señalizados y deben estar dispuestos de forma que su tránsito sea cómodo y seguro y no se vea impedido por la apertura de puertas o ventanas o por la presencia de objetos que puedan suponer riesgos o que dificulten la salida en casos de emergencia.

En las proximidades de elementos con tensión o de máquinas en movimiento no protegidas se prohíbe el uso de pavimentos deslizantes.

Los recintos donde existan instalaciones de alta tensión dispondrán de puerta o puertas o salidas, del tal forma que su acceso sea lo más corto y directo posible. Si las características geométricas de dicho recinto lo hacen necesario, se dispondrá de más de una puerta de salida. Para salidas de emergencia se admite el uso de barras de deslizamiento, escaleras de pates u otros sistemas similares, siempre que su instalación sea de otro tipo fijo.

En los centros de transformación sin personal permanente para su servicio de maniobra no será necesario disponer de más de una puerta de salida.

El acceso a las máquinas y aparatos principales deberá ser fácil y permitirá colocarlos y retirarlos sin entorpecimiento, exigiéndose la existencia de dispositivos instalados o rápidamente instalables que, en el caso de aparatos pesados, permitan su desplazamiento para su revisión, reparación o sustitución.

5. CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO

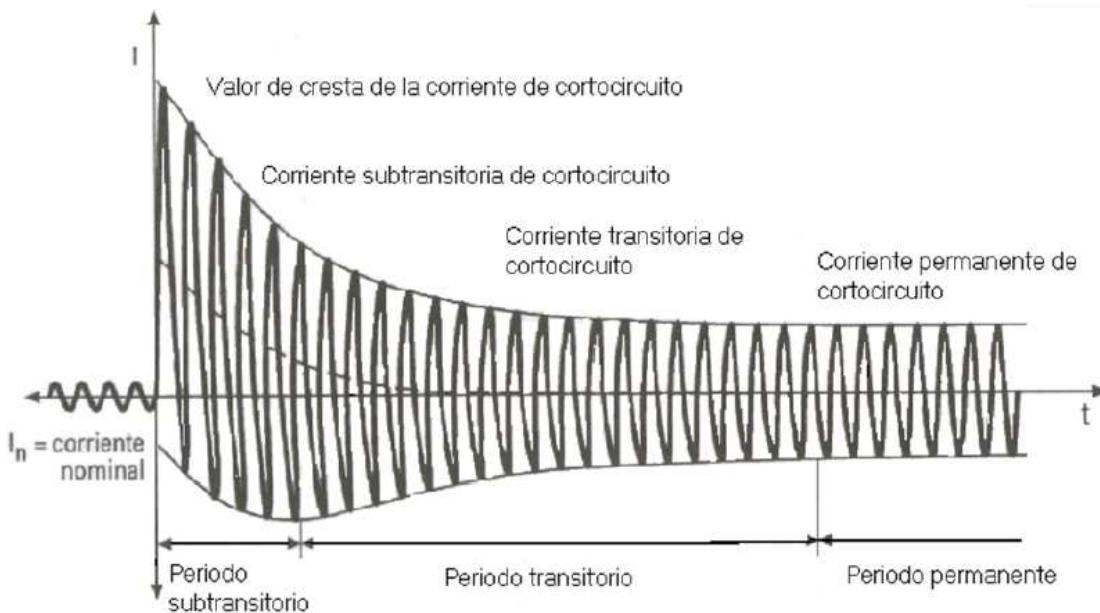
5.1 INTRODUCCIÓN

Todas las instalaciones y elementos de la subestación deberán estar debidamente protegidas contra los efectos peligrosos, térmicos y dinámicos, que puedan originar las corrientes de cortocircuito y las de sobrecarga cuando éstas puedan producir averías y daños en las citadas instalaciones.

De este modo determinar de antemano en una instalación eléctrica, el valor que puede alcanzar la corriente de cortocircuito en un punto determinado, tiene tanto interés o más que las corrientes nominales para la elección de los elementos que integran la instalación eléctrica.

Se entiende como cortocircuito aquellos defectos provocados por un contacto entre un conductor y tierra o bien entre conductores. Cuando tal defecto se produce en instalaciones de alta tensión, dicho contacto tiene lugar a través de un arco eléctrico, con las consecuencias correspondientes al mismo.

La siguiente gráfica muestra cómo se desarrolla un cortocircuito en el tiempo:



Forma de onda de la intensidad durante un cortocircuito

Como se puede apreciar en la gráfica, esta I_{cc} está compuesta de dos componentes superpuestas:

- Componente simétrica: onda periódica de valor constante que se corresponde con la corriente de cortocircuito en régimen permanente.
- Componente continua: onda exponencial decreciente según la amortiguación del sistema, que se termina extinguendo (quedando sólo la componente simétrica).

Los cortocircuitos pueden originarse por las siguientes causas:

- **De origen eléctrico:** Cortocircuitos debidos a contactos directos de dos conductores activos o bien por defectos de aislamiento entre ellos.
- **De origen mecánico:** debidos principalmente a la caída de un cuerpo extraño sobre una línea aérea, a una rotura de conductores o aisladores, aun golpe de pico en un cable subterráneo, etc.
- **Por falsas maniobras:** como la apertura de un seccionador en carga, conexión de una línea que se halla puesta a tierra, etc.
- **De origen atmosférico:** suelen ser debidos a un rayo que alcanza los conductores de una línea, o por otras inclemencias del tiempo (como la tempestad, la niebla, el hielo), las cuales pueden provocar aproximación de conductores, alteración de los aisladores, etc.

5.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS ELEMENTOS

- **Alternador del aerogenerador G87-2.0 MW de GAMESA**

Potencia nominal	2000 kW
Tensión nominal de generación	690 V
Impedancia subtransitoria.....	15 %
Factor de potencia.....	1

- **Transformador del aerogenerador**

Potencia nominal	2100 kVA
Tensión nominal primaria.....	690 / 480 V
Tensión nominal secundaria	20 kV
Tensión de cortocircuito	4,5 %

- **Transformadores de la subestación**

Potencia nominal	30000 kVA
Tensión nominal primaria.....	20 kV
Tensión nominal secundaria	132 kV
Tensión de cortocircuito	12 %
Tiempo de despeje de defecto.....	0,5 s

5.3 CÁLCULO DE IMPEDANCIAS DE CORTOCIRCUITO

Según la compañía ERZ-ENDESA, para el nivel de tensión de 132 kV, le corresponde una corriente de cortocircuito de 31,5 kA, esta corriente será utilizada para los cálculos posteriores.

Consideraremos una potencia base de 7200 MVA, que es la potencia de cortocircuito en el lado de alta tensión.

$$P_{base} = \sqrt{3} \times 31500 \times 132000 = 7201,87 \text{ MVA} \rightarrow 7200 \text{ MVA}$$

- **Impedancia de cortocircuito de cada aerogenerador (transformador + alternador)**

$$X_{pu_alternador} = \frac{X_{ALT} \% \times P_{base}}{100 \times P_{alternador}} = \frac{15 \times 7200}{100 \times 2} = 540 \Omega$$

$$X_{pu_trafo_BT/MT} = \frac{Ucc_{TA} \% \times P_{base}}{100 \times P_{trafo_BT/MT}} = \frac{4,5 \times 7200}{100 \times 2,1} = 154,3 \Omega$$

$$X_{pu_aerogenerador} = 540 + 154,3 = 694,3 \Omega$$

Siendo:

$X_{ALT}\%$: Impedancia subtransitoria del alternador del aerogenerador (%);

$U_{CTA}\%$: Tensión de cortocircuito del transformador del aerogenerador (%);

P_{base} : Potencia base elegida (kVA);

$P_{alternador}$: Potencia nominal del alternador del aerogenerador (MVA);

$P_{trafo_BT/MT}$: Potencia nominal del transformador del aerogenerador (MVA);

$X_{pu_alternador}$: Reactancia por unidad del alternador del aerogenerador (Ω);

$X_{pu_trafo_BT/MT}$: Reactancia por unidad del transformador del aerogenerador (Ω);

$X_{pu_aerogenerador}$: Reactancia por unidad del aerogenerador (Ω).

- **Impedancia de cortocircuito de la Subestación**

$$X_{pu_trafo_MT/AT} = \frac{U_{CC_{TS}} \% \times P_{base}}{100 \times P_{trafo_MT/AT}} = \frac{12 \times 7200}{100 \times 30} = 28,8 \Omega$$

Siendo:

$U_{CC_{TS}}\%$: Tensión de cortocircuito del transformador de la Subestación (%);

P_{base} : Potencia base elegida (kVA);

$P_{trafo_MT/AT}$: Potencia nominal del transformador de la Subestación (MVA);

$X_{pu_trafo_MT/AT}$: Reactancia por unidad del transformador de la Subestación (Ω);

- **Impedancia de cortocircuito de las líneas**

Para la línea de Alta Tensión se considerará una distancia de 10 km.

$$X_{pu_lin_aerog} = \frac{\Omega x P_{base}}{1000 x U^2} = \frac{0,795 \times 0,1 \times 7.200.000}{1000 x 20^2} = 1,431 \Omega$$

$$X_{pu_aerog_aerog} = \frac{\Omega x P_{base}}{1000 x U^2} = \frac{0,125 \times 0,348 \times 7.200.000}{1000 x 20^2} = 0,783 \Omega$$

$$X_{pu_aerog_subest} = \frac{\Omega x P_{base}}{1000 x U^2} = \frac{0,125 \times 0,5 \times 7.200.000}{1000 x 20^2} = 1,125 \Omega$$

$$X_{pu_subest_AT} = \frac{\Omega x P_{base}}{1000 x U^2} = \frac{0,1195 \times 10 \times 7.200.000}{1000 x 132^2} = 0,494 \Omega$$

Siendo:

Ω : Reactancia característica del conductor multiplicada por su correspondiente longitud (Ω);

U : Tensión en el punto de estudio (kV);

Pbase: Potencia base elegida (kVA);

Xpu_lin_aerog: Reactancia de la línea que conecta el transformador situado en la góndola con las celdas de protección (Ω);

Xpu_aerog_aerog: Reactancia de la línea que conecta un aerogenerador con otro aerogenerador (Ω);

Xpu_subest_AT: Reactancia de la línea de salida de la Subestación (Ω);

- **Impedancia de la red**

$$X_{pu_red} = \frac{X_{red\%} \times P_{base}}{100 \times P_{red}} = \frac{100 \times 7.200}{100 \times 7.200} = 1 \Omega$$

Siendo:

Xred%: Reactancia de la red (%);

Pbase: Potencia base elegida (MVA);

Pred: Potencia nominal de la red (MVA);

Xpu_red: Reactancia por unidad de la red (Ω);

5.4 CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

Para los cálculos de cortocircuito, se ha considerado como puntos más importantes, la entrada hacia el nivel de 20 kV de uno de los dos circuitos de aerogeneradores, la salida de dicho nivel y por último la salida del nivel de 132 kV. Para una mayor comprensión de estos puntos, se detalla gráficamente las resistencias de cortocircuito utilizadas, en el Plano de cc Parque Eólico.

5.4.1 Cortocircuito Agua abajo

- Cortocircuito entrada nivel 20 kV

Para el cálculo de la impedancia total de este cortocircuito, primero se va a calcular la impedancia total del aerogenerador, siendo esta la suma de la impedancia del alternador, el transformador de BT/MT y por último la impedancia de línea que recorre la torre del aerogenerador y conecta el transformador con las celdas de protección. Una vez calculada esta impedancia se le sumará la impedancia de la línea que une un aerogenerador con otro, y cuando este hecho todo este calculo se le pondrá en paralelo con la impedancia total del aerogenerador siguiente, siendo esta última igual para todos los aerogeneradores.

Se repetirá los pasos anteriores con los cinco aerogeneradores que forman de parte un circuito, y cuando se llegue al quinto se le sumará la impedancia de la línea que une el último transformador con la Subestación. La impedancia resultante de todos los pasos anteriores será la impedancia equivalente que se usará para el cálculo de potencia e intensidad de cortocircuito.

$$X_{pu_aerog_T} = X_{pu_aerogenerador} + X_{pu_lin_aerog} = 694,3 + 1,431 = 695,72 \Omega$$



$$X_{pu_1} = X_{pu_aerog_T} + X_{pu_aerog_aerog} = 695,72 + 0,783 = 696,503 \Omega$$

$$X_{pu_1.1} = X_{pu_1} // X_{pu_aerog_T} = \frac{1}{\frac{1}{696,503} + \frac{1}{695,72}} = 348,06 \Omega$$

$$X_{pu_2} = X_{pu_1.1} + X_{pu_aerog_aerog} = 348,06 + 0,783 = 348,84 \Omega$$

$$X_{pu_2.1} = X_{pu_2} // X_{pu_aerog_T} = \frac{1}{\frac{1}{348,84} + \frac{1}{695,72}} = 232,34 \Omega$$

$$X_{pu_3} = X_{pu_2.1} + X_{pu_aerog_aerog} = 232,34 + 0,783 = 233,12 \Omega$$

$$X_{pu_3.1} = X_{pu_3} // X_{pu_aerog_T} = \frac{1}{\frac{1}{233,12} + \frac{1}{695,72}} = 174,61 \Omega$$

$$X_{pu_4} = X_{pu_3.1} + X_{pu_aerog_aerog} = 174,61 + 0,783 = 175,4 \Omega$$

$$X_{pu_4.1} = X_{pu_4} // X_{pu_aerog_T} = \frac{1}{\frac{1}{175,4} + \frac{1}{695,72}} = 140,1 \Omega$$

$$X_{pu_5} = X_{pu_4.1} + X_{pu_aerog_subest} = 140,1 + 1,125 = 141,21 \Omega$$

$$X_{pu_5} = X_{eq_1} = 141,21 \Omega$$

$$P_{cc_20kV_1} = \frac{P_{base}}{X_{eq_1}} = \frac{7.200}{141,21} = 50,99 \text{ MW}$$

$$I_{cc_20kV_1} = \frac{P_{cc_20kV_1}}{\sqrt{3}xU} = \frac{50,99}{\sqrt{3}x0.02} = 1471,95 \text{ A} \rightarrow 1,5 \text{ kA}$$

- Cortocircuito salida nivel 20 kV

Para el cálculo de la impedancia total de este cortocircuito, se usará la impedancia equivalente calculada en el apartado anterior. Esta impedancia será puesta en paralelo consigo misma, dado que los de circuitos que entran a la línea de 20 kV son iguales.

La impedancia resultante será la impedancia equivalente que se usará para el cálculo de potencia e intensidad de cortocircuito.

$$X_{eq_2} = X_{eq_1} // X_{eq_1} = \frac{1}{\frac{1}{141,21} + \frac{1}{141,21}} = 70,61 \Omega$$

$$P_{cc_20kV_2} = \frac{P_{base}}{X_{eq_2}} = \frac{7.200}{70,61} = 101,97 \text{ MW}$$

$$I_{cc_20kV_2} = \frac{P_{cc_20kV_2}}{\sqrt{3}xU} = \frac{101,97}{\sqrt{3}x0.02} = 2943,62 \text{ A} \rightarrow 3 \text{ kA}$$

- Cortocircuito salida nivel 132 kV

Para el cálculo de la impedancia total de este cortocircuito, se usará la impedancia equivalente resultante de poner los dos circuitos de los aerogeneradores en paralelo y sumarle a esta la impedancia del transformador de MT/AT de la Subestación.

$$X_{eq_3} = X_{eq_2} + X_{pu_trafo_MT/AT} = 70,61 + 28,8 = 99,41 \Omega$$

$$P_{cc_132kV_3} = \frac{P_{base}}{X_{eq_3}} = \frac{7.200}{99,41} = 72,43 \text{ MW}$$

$$I_{cc_132kV_3} = \frac{P_{cc_132kV_3}}{\sqrt{3}xU} = \frac{72,43}{\sqrt{3}x0.132} = 316,8 \text{ A} \rightarrow 0,3 \text{ kA}$$

5.4.2 Cortocircuito Agua arriba

- Cortocircuito entrada nivel 20 kV

Para el cálculo de la impedancia total de este cortocircuito, se usará la impedancia equivalente total de todo un circuito de aerogeneradores calculada anteriormente. Esta impedancia se pondrá en paralelo con la impedancia resultante de la suma de la impedancia del transformador de MT/AT de la Subestación con el paralelo de las dos líneas de AT que salen de la Subestación.

La impedancia resultante será la impedancia equivalente que se usará para el cálculo de potencia e intensidad de cortocircuito.

$$X_{aerogeneradores} = 141,21 \Omega$$

$$X_{pu_1} = X_{pu_subest_AT} + X_{pu_red} = 0,494 + 1 = 1,494 \Omega$$



$$X_{pu_2} = X_{pu_1} // X_{pu_1} = \frac{1}{\frac{1}{1,494} + \frac{1}{1,494}} = 0,747 \Omega$$

$$X_{pu_3} = X_{pu_2} + X_{pu_trafo_MT/AT} = 0,747 + 28,8 = 29,55 \Omega$$

$$X_{pu_4} = X_{pu_3} // X_{aerogeneradores} = \frac{1}{\frac{1}{29,55} + \frac{1}{141,21}} = 24,44 \Omega$$

$$X_{eq_1} = X_{pu_4} = 24,44 \Omega$$

$$P_{cc_20kV_1} = \frac{P_{base}}{X_{eq_1}} = \frac{7.200}{24,44} = 294,6 \text{ MW}$$

$$I_{cc_20kV_1} = \frac{P_{cc_20kV_1}}{\sqrt{3}xU} = \frac{294,6}{\sqrt{3}x0.02} = 8504,37 \text{ A} \rightarrow 8,5 \text{ kA}$$

- Cortocircuito salida nivel 20 kV

Para el cálculo de la impedancia total de este cortocircuito, se usara la impedancia equivalente resultante de poner las dos líneas de salida de la Subestación en paralelo y sumar la impedancia del transformador de MT/AT de la Subestación.

La impedancia resultante será la impedancia equivalente que se usará para el cálculo de potencia e intensidad de cortocircuito.

$$X_{eq_2} = X_{pu_3} = 29,55 \Omega$$

$$P_{cc_20kV_2} = \frac{P_{base}}{X_{eq_2}} = \frac{7.200}{29,55} = 243,65 \text{ MW}$$

$$I_{cc_20kV_2} = \frac{P_{cc_20kV_2}}{\sqrt{3}xU} = \frac{243,65}{\sqrt{3}x0.02} = 7033,57 \text{ A} \rightarrow 7 \text{ kA}$$

- Cortocircuito salida nivel 132 kV

Para el cálculo de la impedancia total de este cortocircuito, se usara la impedancia equivalente resultante de poner los dos circuitos de los aerogeneradores en paralelo, sumarle a esta la impedancia del transformador de MT/AT de la Subestación, y por último de poner el resultado de esta suma en paralelo con una línea de salida de la Subestación.

La impedancia resultante será la impedancia equivalente que se usará para el cálculo de potencia e intensidad de cortocircuito.

$$X_{aerogeneradores} = 141,21 \Omega$$

$$X_{pu_5} = X_{aerogeneradores} // X_{aerogeneradores} = \frac{1}{\frac{1}{141,21} + \frac{1}{141,21}} = 70,61 \Omega$$

$$X_{pu_6} = X_{pu_5} + X_{pu_trafo_MT/AT} = 70,61 + 28,8 = 99,41 \Omega$$

$$X_{pu_7} = X_{pu_6} // (X_{pu_subest_AT} + X_{pu_red}) = \frac{1}{\frac{1}{99,41} + \frac{1}{1,494}} = 1,472 \Omega$$

$$X_{eq_3} = X_{pu_7} = 1,472 \Omega$$

$$P_{cc_20kV_3} = \frac{P_{base}}{X_{eq_3}} = \frac{7.200}{1,472} = 4891,3 \text{ MW}$$

$$I_{cc_20kV_3} = \frac{P_{cc_132kV_3}}{\sqrt{3}xU} = \frac{4891,3}{\sqrt{3}x0.132} = 21393,89 \text{ A} \rightarrow 21,4 \text{ kA}$$

6. CÁLCULOS Y JUSTIFICACIÓN DE LA RED DE PUESTA A TIERRA

6.1 RED DE PUESTA A TIERRA DE LOS AEROGENERADORES

Los datos y características de esta red de tierra están convenientemente explicada en la memoria y en Plano de Tierra Aerogenerador de este proyecto.

6.2 RED DE PUESTA A TIERRA DE LA SUBESTACIÓN

El diseño del sistema de puesta a tierra está sometido al cumplimiento de la Instrucción MIE-RAT 13 del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación, además de las normativas que impone el Grupo ENDESA.

6.2.1 Resistividad del terreno

Para determinar la resistividad del terreno es necesario realizar una serie de medidas para conocer las variaciones de la resistividad del terreno tanto en la superficie como en la profundidad.

Para las mediciones se utilizará el método Wenner de los cuatro electrodos y se realizarán para una distancia de electrodos determinada en diferentes zonas del terreno.

Como se considerará un terreno de cierta uniformidad, se tomará un valor promedio de los obtenidos en la medición. Considerando entonces que se cuenta con esos valores se tomará como resistividad del terreno un valor de 150 Ωm.

6.2.2 Resistividad superficial

El terreno de la subestación estará cubierto con una capa de grava con un espesor mínimo de 10 cm, en aquellas zonas donde no existan viales. Esta capa superficial aumentará la resistencia del terreno, y por tanto hará disminuir la tensión de paso y de contacto aplicada al cuerpo humano.

El valor de la capa superficial de grava tendrá un valor de 3000 Ωm.

6.2.3 Tiempo de duración del defecto

En las instalaciones con reenganche automático rápido, la suma de los tiempo parciales de mantenimiento de la corriente de defecto no será superior a 0,5 segundos lo que hace innecesario considerar como tiempo de duración del defecto, en la fórmula de la tensión máxima de contacto aplicada al cuerpo humano, la suma de los tiempos parciales de mantenimiento de esta corriente de defecto.

El valor tomado para el tiempo de duración del defecto será de 0,5 segundos.

6.2.4 Determinación de las intensidades de defecto para el cálculo de las tensiones de paso y contacto

Para el cálculo de las intensidades de defecto y puesta a tierra, se ha de tener en cuenta la forma de conexión del neutro a tierra, así como la configuración y características de la red durante su período subtransitorio.



Para dicho cálculo se considerará el caso más desfavorable que se puede producir en la Subestación.

$$I_{max} = 21,4 \text{ kA}$$

A esta corriente hay que multiplicarla por un factor de corrección, el cual según el apartado 5 de la MIE-RAT 13 para instalaciones con neutro rígido a tierra con una tensión nominal superior a 100 kV, se tomará 0,7.

$$I_d = 21,4 \cdot 0,7 = 14,98 \text{ kA}$$

6.2.5 Geometría de la red de tierras

La red general de tierras estará constituida por conductores de cobre desnudos enterrados a 0,8 m de profundidad y con una sección mínima de 95 mm². Todas las uniones entre conductores se realizarán mediante soldadura exotérmica.

Con el fin de unificar valores en la Subestación, se tomará para toda la superficie el valor de 95 mm² de Cu.

La red de tierras estará formada por una serie de conductores paralelos separados a una distancia que vendrá definida por la disposición física de las fundaciones de los equipos de la instalación de AT tipo exterior, que se unirán con otros transversales a fin de formar una red general lo mas regular posible.

Para obtener valores admisibles de las tensiones de contacto desde el exterior de la valla metálica de la Subestación, la red general de tierras se extenderá hasta 1 metro por fuera de la valla exterior de la Subestación.

La Subestación consta de una superficie de 82x 102 metros en la cual se colocará una cuadrícula de 4 x 4 metros.

6.2.6 Resistencia de la red de tierras

La resistencia de tierra del electrodo, que depende de su forma y dimensiones y de la resistividad del suelo, se calculará de acuerdo a la tabla 2 del apartado 4.2 en la MIE-RAT 13. Debido a la disposición en forma de malla, para el cálculo de esta resistencia se usarán las siguientes fórmulas:

$$R_t = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L} ; \quad S = A \times B ; \quad r = \sqrt{\frac{S}{\pi}} ; \quad L = \left(\frac{A}{Sp} + 1 \right) \times B + \left(\frac{B}{Sp} + 1 \right) \times A$$

Cálculo de la superficie

Como ya se ha mencionado, las dimensiones de la subestación son de 82 x 102 metros, y teniendo en cuenta que hay que dejar un metro por cada lado, la dimensión para los cálculos de la malla será 84 x 104 metros.



$$S = A \times B = 104 \times 84 = 8736 \text{ m}^2$$

Siendo:

S: Superficie total de la malla (m²);

A: Longitud de la malla de la Subestación (m);

B: Anchura de la malla de la Subestación (m).

Cálculo del radio equivalente del área de la malla

La malla forma una retícula de 84x 104 metros, luego calcularemos el radio de un círculo equivalente a la superficie de la malla.

$$r = \sqrt{\frac{S}{\pi}} = \sqrt{\frac{8736}{\pi}} = 52,733 \text{ m}$$

Siendo:

r: radio equivalente del área de la malla (m);

S: Superficie total de la malla (m²).

Cálculo de la longitud del cable enterrado

La retícula tendrá un tamaño de 4 x 4 metros, luego la longitud de los conductores será la siguiente:

$$L = \left(\frac{A}{Sp} + 1 \right) \times B + \left(\frac{B}{Sp + 1} \right) \times A = \left(\frac{104}{4} + 1 \right) \times 84 + \left(\frac{84}{4} + 1 \right) \times 104 = 4556 \text{ m}$$

Siendo:

L: Longitud del cable enterrado (m);

Sp: Longitud de un lado de la cuadrícula de la malla (m);

A: Longitud de la malla de la Subestación (m);

B: Anchura de la malla de la Subestación (m).

Cálculo final

$$R_t = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L} = \frac{150}{4 \times 52,733} + \frac{150}{4556} = 0,744 \Omega$$

Siendo:

R_t: Resistencia de tierra del electrodo (Ω);

ρ: Resistividad del terreno (Ω m);

L: Longitud del cable enterrado (m);

r: radio equivalente del área de la malla (m).

6.2.7 Tensiones de paso y contacto

Toda instalación eléctrica deberá disponer de una protección o instalación de tierra diseñada de tal forma, que en cualquier punto normalmente accesible del interior o exterior de la misma donde las personas puedan circular o permanecer, estas queden sometidas como máximo a las tensiones de paso y contacto (durante cualquier defecto de la instalaron eléctrica o en la red unida a ella).

De acuerdo con el MIE-RAT 13 y a efectos de cálculos, se emplearán como valores de referencia para la comprobación de las tensiones de paso y contacto las siguientes formulas:

Tensión de paso

$$V_p = \frac{10xK}{t^n} x(1 + \frac{6x\rho}{1000}) = \frac{10x72}{0,5^1} x(1 + \frac{6x150}{1000}) = 2736 \text{ V}$$

Siendo:

K: 72 y n: 1 para tiempos inferiores a 0,9 segundos;
t: Duración de la falta (seg).

Tensión de contacto

$$V_c = \frac{K}{t^n} x(1 + \frac{1,5x\rho}{1000}) = \frac{72}{0,5^1} x(1 + \frac{1,5x150}{1000}) = 176,4 \text{ V}$$

Como no se cuenta con la tensión de paso, tensión de contacto e intensidad de ensayo reales, no se puede determinar con exactitud las tensiones de paso y contacto reales.

Así que, para asegurarse de que se cumpla con la obligatoriedad de que los valores de reglamento sean superiores a los valores reales, se tomara como medida preventiva o correctora, la puesta de una capa superficial de grava con un espesor mínimo de 10 cm, con el fin de aumentar la resistencia de contacto de los pies con el suelo y así disminuir la tensión de paso y de contacto aplicada al cuerpo humano.

Como ya se explico anteriormente, esta capa de grava tiene una resistividad de 3000 Ωm.

Tensión de paso, según reglamento con medida correctora

$$V_p = \frac{10xK}{t^n} x(1 + \frac{6x\rho}{1000}) = \frac{10x72}{0,5^1} x(1 + \frac{6x3000}{1000}) = 27360 \text{ V}$$

Tensión de contacto, según reglamento con medida correctora

$$V_c = \frac{K}{t^n} x(1 + \frac{1,5x\rho}{1000}) = \frac{72}{0,5^1} x(1 + \frac{1,5x3000}{1000}) = 792 \text{ V}$$

ESCUELA DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA UNIVERSIDAD DE ZARAGOZA



**Escuela de
Ingeniería y Arquitectura
Universidad Zaragoza**

**PROYECTO FIN DE CARRERA
ESPECIALIDAD: ELECTRICIDAD**

ANEXO PARQUE EÓLICO DE 20 MVA CON EVACUACIÓN A 132 KV

**AUTOR: MARLON VILLALVA QUINCHIMBA
TUTOR: ÁNGEL SANTILLÁN LÁZARO
DICIEMBRE 2012**

ÍNDICE ANEXOS

1. Anexo seguridad y prevención de riesgos laborales.....	2
2. Anexo Aerogenerador.....	32
2.1 Catálogo aerogenerador G-87	33
2.2 Ficha técnica aerogenerador G8X 2 MW	36
3. Anexo Datos Eólicos	59
4. Anexo elementos aerogeneradores y subestación	67

1. ANEXO SEGURIDAD Y PREVENCIÓN DE RIESGOS LABORALES

ÍNDICE

1.1 Introducción	4
1.2 Derechos y obligaciones	4
1.2.1 Derecho a la protección frente a los riesgos laborales.....	4
1.2.2 Principios de la acción preventiva	4
1.2.3 Evaluación de los riesgos	5
1.2.4 Equipos de trabajo y medios de protección	6
1.2.5 Información, consulta y participación de los trabajadores	6
1.2.6 Formación de los trabajadores	7
1.2.7 Medidas de emergencia	7
1.2.8 Riesgo grave e inminente	7
1.2.9 Vigilancia de la salud	7
1.2.10 Documentación	7
1.2.11 Coordinación de actividades empresariales.....	8
1.2.12 Protección de trabajadores especialmente sensibles a determinados riesgos	8
1.2.13 Protección de la maternidad	8
1.2.14 Protección de los menores	8
1.2.15 Relaciones de trabajo temporales, de duración determinada y en empresas de trabajo temporal	8
1.2.16 Obligaciones de los trabajadores en materia de prevención de riesgos.....	9
1.3 Servicios de prevención.....	9
1.3.1. Protección y prevención de riesgos profesionales	9
1.3.2 Servicios de prevención.....	10
1.4. Consulta y participación de los trabajadores	10
1.4.1. Consulta de los trabajadores	10
1.4.2 Derechos de participación y representación	10
1.4.3. Delegados de prevención.....	10
2. Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo	11
2.1 Introducción	11
2.2 Obligación general del empresario	11
3. Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo	12
3.1 Introducción	12
3.2 Obligación general del empresario	13
3.2.1 Disposiciones mínimas generales aplicables a los equipos de trabajo	13
3.2.2 Disposiciones mínimas adicionales aplicables a los equipos de trabajo móviles	14
3.2.3 Disposiciones mínimas adicionales aplicables a los equipos de trabajo para elevación de cargas.....	15
3.2.4 Disposiciones mínimas adicionales aplicables a los equipos de trabajo para movimiento de tierras y maquinaria pesada en general.....	15
3.2.5 Disposiciones mínimas adicionales aplicables a la maquinaria herramienta	17
4. Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción	18

4.1 Introducción.....	18
4.2 Estudio básico de seguridad y salud.....	18
4.2.1 Riesgos más frecuentes en las obras de construcción	18
4.2.2 Medidas preventivas de carácter general.....	19
4.2.3 Medidas preventivas de carácter particular para cada oficio.....	21
4.2.4 Medidas específicas para trabajos en la proximidad de instalaciones eléctricas en alta tensión	26
4.3 Disposiciones específicas de seguridad y salud durante la ejecución de las obras	29
5. Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.....	29
5.1 Introducción.....	29
5.2 Obligaciones generales del empresario	30
5.2.1 Protectores de la cabeza.....	30
5.2.2 Protectores de manos y brazos.....	30
5.2.3 Protectores de pies y piernas	30
5.2.4 Protectores del cuerpo	30
5.2.5 Equipos adicionales de protección para trabajos en la proximidad de instalaciones eléctricas de alta tensión	31



1.1 INTRODUCCIÓN

La ley 31/1995, de 8 de noviembre de 1995, de **Prevención de Riesgos Laborales** tiene por objeto la determinación del cuerpo básico de garantías y responsabilidades preciso para establecer un adecuado nivel de protección de la salud de los trabajadores frente a los riesgos derivados de las condiciones de trabajo.

Como ley establece un marco legal a partir del cual las normas reglamentarias irán fijando y concretando los aspectos más técnicos de las medidas preventivas.

Estas normas complementarias quedan resumidas a continuación:

- Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.

1.2 DERECHOS Y OBLIGACIONES

1.2.1 **Derecho a la protección frente a los riesgos laborales**

Los trabajadores tienen derecho a una protección eficaz en materia de seguridad y salud en el trabajo.

A este efecto, el empresario realizará la prevención de los riesgos laborales mediante la adopción de cuantas medidas sean necesarias para la protección de la seguridad y la salud de los trabajadores, con las especialidades que se recogen en los artículos siguientes en materia de evaluación de riesgos, información, consulta, participación y formación de los trabajadores, actuación en casos de emergencia y de riesgo grave e inminente y vigilancia de la salud.

1.2.2 **Principios de la acción preventiva**

El empresario aplicará las medidas preventivas pertinentes, con arreglo a los siguientes principios generales:

- Evitar los riesgos.
- Evaluar los riesgos que no se pueden evitar.
- Combatir los riesgos en su origen.
- Adaptar el trabajo a la persona, en particular en lo que respecta a la concepción de los puestos de trabajo, la organización del trabajo, las condiciones de trabajo, las relaciones sociales y la influencia de los factores ambientales en el trabajo.



- Adoptar medidas que antepongan la protección colectiva a la individual.
- Dar las debidas instrucciones a los trabajadores.
- Adoptar las medidas necesarias a fin de garantizar que sólo los trabajadores que hayan recibido información suficiente y adecuada puedan acceder a las zonas de riesgo grave y específico.
- Prever las distracciones o imprudencias no temerarias que pudiera cometer el trabajador.

1.2.3 Evaluación de los riesgos

La acción preventiva en la empresa se planificará por el empresario a partir de una evaluación inicial de los riesgos para la seguridad y la salud de los trabajadores, que se realizará, con carácter general, teniendo en cuenta la naturaleza de la actividad, y en relación con aquellos que estén expuestos a riesgos especiales. Igual evaluación deberá hacerse con ocasión de la elección de los equipos de trabajo, de las sustancias o preparados químicos y del acondicionamiento de los lugares de trabajo.

De alguna manera se podrían clasificar las causas de los riesgos en las categorías siguientes:

- Insuficiente calificación profesional del personal dirigente, jefes de equipo y obreros.
- Empleo de maquinaria y equipos en trabajos que no corresponden a la finalidad para la que fueron concebidos o a sus posibilidades.
- Negligencia en el manejo y conservación de las máquinas e instalaciones. Control deficiente en la explotación.
- Insuficiente instrucción del personal en materia de seguridad.

Referente a las máquinas herramienta, los riesgos que pueden surgir al manejárlas se pueden resumir en los siguientes puntos:

- Se puede producir un accidente o deterioro de una máquina si se pone en marcha sin conocer su modo de funcionamiento.
- La lubricación deficiente conduce a un desgaste prematuro por lo que los puntos de engrase manual deben ser engrasados regularmente.
- Puede haber ciertos riesgos si alguna palanca de la máquina no está en su posición correcta.
- El resultado de un trabajo puede ser poco exacto si las guías de las máquinas se desgastan, y por ello hay que protegerlas contra la introducción de virutas.
- Puede haber riesgos mecánicos que se deriven fundamentalmente de los diversos movimientos que realicen las distintas partes de una máquina y que pueden provocar que el operario:
 - Entre en contacto con alguna parte de la máquina o ser atrapado entre ella y cualquier estructura fija o material.
 - Sea golpeado o arrastrado por cualquier parte en movimiento de la máquina.
 - Ser golpeado por elementos de la máquina que resulten proyectados.
 - Ser golpeado por otros materiales proyectados por la máquina.

- Puede haber riesgos no mecánicos tales como los derivados de la utilización de energía eléctrica, productos químicos, generación de ruido, vibraciones, radiaciones, etc.

Los movimientos peligrosos de las máquinas se clasifican en cuatro grupos:

- Movimientos de rotación. Son aquellos movimientos sobre un eje con independencia de la inclinación del mismo y aún cuando giren lentamente. Se clasifican en los siguientes grupos:
- Elementos considerados aisladamente tales como árboles de transmisión, vástagos, brocas, acoplamientos.
- Puntos de atrapamiento entre engranajes y ejes girando y otras fijas o dotadas de desplazamiento lateral a ellas.
- Movimientos alternativos y de traslación. El punto peligroso se sitúa en el lugar donde la pieza dotada de este tipo de movimiento se aproxima a otra pieza fija o móvil y la sobrepasa.
- Movimientos de traslación y rotación. Las conexiones de bielas y vástagos con ruedas y volantes son algunos de los mecanismos que generalmente están dotadas de este tipo de movimientos.
- Movimientos de oscilación. Las piezas dotadas de movimientos de oscilación pendular generan puntos de "tijera" entre ellas y otras piezas fijas.

Las actividades de prevención deberán ser modificadas cuando se aprecie por el empresario, como consecuencia de los controles periódicos previstos en el apartado anterior, su inadecuación a los fines de protección requeridos.

1.2.4 Equipos de trabajo y medios de protección

Cuando la utilización de un equipo de trabajo pueda presentar un riesgo específico para la seguridad y la salud de los trabajadores, el empresario adoptará las medidas necesarias con el fin de que:

- La utilización del equipo de trabajo quede reservada a los encargados de dicha utilización.
- Los trabajos de reparación, transformación, mantenimiento o conservación sean realizados por los trabajadores específicamente capacitados para ello.

El empresario deberá proporcionar a sus trabajadores equipos de protección individual adecuados para el desempeño de sus funciones y velar por el uso efectivo de los mismos.

1.2.5 Información, consulta y participación de los trabajadores

El empresario adoptará las medidas adecuadas para que los trabajadores reciban todas las informaciones necesarias en relación con:

- Los riesgos para la seguridad y la salud de los trabajadores en el trabajo.
- Las medidas y actividades de protección y prevención aplicables a los riesgos.



Los trabajadores tendrán derecho a efectuar propuestas al empresario, así como a los órganos competentes en esta materia, dirigidas a la mejora de los niveles de la protección de la seguridad y la salud en los lugares de trabajo, en materia de señalización en dichos lugares, en cuanto a la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo, en las obras de construcción y en cuanto a utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.

1.2.6 Formación de los trabajadores

El empresario deberá garantizar que cada trabajador reciba una formación teórica y práctica, suficiente y adecuada, en materia preventiva.

1.2.7 Medidas de emergencia

El empresario, teniendo en cuenta el tamaño y la actividad de la empresa, así como la posible presencia de personas ajenas a la misma, deberá analizar las posibles situaciones de emergencia y adoptar las medidas necesarias en materia de primeros auxilios, lucha contra incendios y evacuación de los trabajadores, designando para ello al personal encargado de poner en práctica estas medidas y comprobando periódicamente, en su caso, su correcto funcionamiento.

1.2.8 Riesgo grave e inminente

Cuando los trabajadores estén expuestos a un riesgo grave e inminente con ocasión de su trabajo, el empresario estará obligado a:

- Informar lo antes posible a todos los trabajadores afectados acerca de la existencia de dicho riesgo y de las medidas adoptadas en materia de protección.
- Dar las instrucciones necesarias para que, en caso de peligro grave, inminente e inevitable, los trabajadores puedan interrumpir su actividad y además estar en condiciones, habida cuenta de sus conocimientos y de los medios técnicos puestos a su disposición, de adoptar las medidas necesarias para evitar las consecuencias de dicho peligro.

1.2.9 Vigilancia de la salud

El empresario garantizará a los trabajadores a su servicio la vigilancia periódica de su estado de salud en función de los riesgos inherentes al trabajo, optando por la realización de aquellos reconocimientos o pruebas que causen las menores molestias al trabajador y que sean proporcionales al riesgo.

1.2.10 Documentación

El empresario deberá elaborar y conservar a disposición de la autoridad laboral la siguiente documentación:



- Evaluación de los riesgos para la seguridad y salud en el trabajo, y planificación de la acción preventiva.
- Medidas de protección y prevención a adoptar.
- Resultado de los controles periódicos de las condiciones de trabajo.
- Práctica de los controles del estado de salud de los trabajadores.
- Relación de accidentes de trabajo y enfermedades profesionales que hayan causado al trabajador una incapacidad laboral superior a un día de trabajo.

1.2.11 Coordinación de actividades empresariales

Cuando en un mismo centro de trabajo desarrollen actividades trabajadores de dos o más empresas, éstas deberán cooperar en la aplicación de la normativa sobre prevención de riesgos laborales.

1.2.12 Protección de trabajadores especialmente sensibles a determinados riesgos

El empresario garantizará, evaluando los riesgos y adoptando las medidas preventivas necesarias, la protección de los trabajadores que, por sus propias características personales o estado biológico conocido, incluidos aquellos que tengan reconocida la situación de discapacidad física, psíquica o sensorial, sean específicamente sensibles a los riesgos derivados del trabajo.

1.2.13 Protección de la maternidad

La evaluación de los riesgos deberá comprender la determinación de la naturaleza, el grado y la duración de la exposición de las trabajadoras en situación de embarazo o parto reciente, a agentes, procedimientos o condiciones de trabajo que puedan influir negativamente en la salud de las trabajadoras o del feto, adoptando, en su caso, las medidas necesarias para evitar la exposición a dicho riesgo.

1.2.14 Protección de los menores

Antes de la incorporación al trabajo de jóvenes menores de dieciocho años, y previamente a cualquier modificación importante de sus condiciones de trabajo, el empresario deberá efectuar una evaluación de los puestos de trabajo a desempeñar por los mismos, a fin de determinar la naturaleza, el grado y la duración de su exposición, teniendo especialmente en cuenta los riesgos derivados de su falta de experiencia, de su inmadurez para evaluar los riesgos existentes o potenciales y de su desarrollo todavía incompleto.

1.2.15 Relaciones de trabajo temporales, de duración determinada y en empresas de trabajo temporal



Los trabajadores con relaciones de trabajo temporales o de duración determinada, así como los contratados por empresas de trabajo temporal, deberán disfrutar del mismo nivel de protección en materia de seguridad y salud que los restantes trabajadores de la empresa en la que prestan sus servicios.

1.2.16 Obligaciones de los trabajadores en materia de prevención de riesgos

Corresponde a cada trabajador velar, según sus posibilidades y mediante el cumplimiento de las medidas de prevención que en cada caso sean adoptadas, por su propia seguridad y salud en el trabajo y por la de aquellas otras personas a las que pueda afectar su actividad profesional, a causa de sus actos y omisiones en el trabajo, de conformidad con su formación y las instrucciones del empresario.

Los trabajadores, con arreglo a su formación y siguiendo las instrucciones del empresario, deberán en particular:

- Usar adecuadamente, de acuerdo con su naturaleza y los riesgos previsibles, las máquinas, aparatos, herramientas, sustancias peligrosas, equipos de transporte y, en general, cualesquiera otros medios con los que desarrollen su actividad.
- Utilizar correctamente los medios y equipos de protección facilitados por el empresario.
- No poner fuera de funcionamiento y utilizar correctamente los dispositivos de seguridad existentes.
- Informar de inmediato un riesgo para la seguridad y la salud de los trabajadores.
- Contribuir al cumplimiento de las obligaciones establecidas por la autoridad competente.

1.3 SERVICIOS DE PREVENCIÓN

1.3.1. Protección y prevención de riesgos profesionales

En cumplimiento del deber de prevención de riesgos profesionales, el empresario designará uno o varios trabajadores para ocuparse de dicha actividad, constituirá un servicio de prevención o concertará dicho servicio con una entidad especializada ajena a la empresa.

Los trabajadores designados deberán tener la capacidad necesaria, disponer del tiempo y de los medios precisos y ser suficientes en número, teniendo en cuenta el tamaño de la empresa, así como los riesgos a que están expuestos los trabajadores.

En las empresas de menos de seis trabajadores, el empresario podrá asumir personalmente las funciones señaladas anteriormente, siempre que desarrolle de forma habitual su actividad en el centro de trabajo y tenga capacidad necesaria.

El empresario que no hubiere concertado el Servicio de Prevención con una entidad especializada ajena a la empresa deberá someter su sistema de prevención al control de una auditoría o evaluación externa.



1.3.2 Servicios de prevención

Si la designación de uno o varios trabajadores fuera insuficiente para la realización de las actividades de prevención, en función del tamaño de la empresa, de los riesgos a que están expuestos los trabajadores o de la peligrosidad de las actividades desarrolladas, el empresario deberá recurrir a uno o varios servicios de prevención propios o ajenos a la empresa, que colaborarán cuando sea necesario.

Se entenderá como servicio de prevención el conjunto de medios humanos y materiales necesarios para realizar las actividades preventivas a fin de garantizar la adecuada protección de la seguridad y la salud de los trabajadores, asesorando y asistiendo para ello al empresario, a los trabajadores y a sus representantes y a los órganos de representación especializados.

1.4. CONSULTA Y PARTICIPACIÓN DE LOS TRABAJADORES

1.4.1. Consulta de los trabajadores

El empresario deberá consultar a los trabajadores, con la debida antelación, la adopción de las decisiones relativas a:

- La planificación y la organización del trabajo en la empresa y la introducción de nuevas tecnologías, en todo lo relacionado con las consecuencias que éstas pudieran tener para la seguridad y la salud de los trabajadores.
- La organización y desarrollo de las actividades de protección de la salud y prevención de los riesgos profesionales en la empresa, incluida la designación de los trabajadores encargados de dichas actividades o el recurso a un servicio de prevención externo.
- La designación de los trabajadores encargados de las medidas de emergencia.
- El proyecto y la organización de la formación en materia preventiva.

1.4.2 Derechos de participación y representación

Los trabajadores tienen derecho a participar en la empresa en las cuestiones relacionadas con la prevención de riesgos en el trabajo.

En las empresas o centros de trabajo que cuenten con seis o más trabajadores, la participación de éstos se canalizará a través de sus representantes y de la representación especializada.

1.4.3. Delegados de prevención

Los Delegados de Prevención son los representantes de los trabajadores con funciones específicas en materia de prevención de riesgos en el trabajo. Serán designados por y entre los representantes del personal, con arreglo a la siguiente escala:



- De 50 a 100 trabajadores: 2 Delegados de Prevención.
- De 101 a 500 trabajadores: 3 Delegados de Prevención.
- De 501 a 1000 trabajadores: 4 Delegados de Prevención.
- De 1001 a 2000 trabajadores: 5 Delegados de Prevención.
- De 2001 a 3000 trabajadores: 6 Delegados de Prevención.
- De 3001 a 4000 trabajadores: 7 Delegados de Prevención.
- De 4001 en adelante: 8 Delegados de Prevención.

En las empresas de hasta treinta trabajadores el Delegado de Prevención será el Delegado de Personal. En las empresas de treinta y uno a cuarenta y nueve trabajadores habrá un Delegado de Prevención que será elegido por y entre los Delegados de Personal.

2. Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo

2.1 INTRODUCCIÓN

La ley 31/1995, de 8 de noviembre de 1995, de Prevención de Riesgos Laborales es la norma legal por la que se determina el cuerpo básico de garantías y responsabilidades preciso para establecer un adecuado nivel de protección de la salud de los trabajadores frente a los riesgos derivados de las condiciones de trabajo.

De acuerdo con el artículo 6 de dicha ley, serán las normas reglamentarias las que fijarán las medidas mínimas que deben adoptarse para la adecuada protección de los trabajadores. Entre éstas se encuentran las destinadas a garantizar que en los lugares de trabajo exista una adecuada señalización de seguridad y salud, siempre que los riesgos no puedan evitarse o limitarse suficientemente a través de medios técnicos de protección colectiva.

Por todo lo expuesto, el Real Decreto 485/1997 de 14 de Abril de 1.997 establece las disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y de salud en el trabajo, entendiendo como tales aquellas señalizaciones que referidas a un objeto, actividad o situación determinada, proporcionen una indicación o una obligación relativa a la seguridad o la salud en el trabajo mediante una señal en forma de panel, un color, una señal luminosa o acústica, una comunicación verbal o una señal gestual.

2.2 Obligación general del empresario

La elección del tipo de señal y del número y emplazamiento de las señales o dispositivos de señalización a utilizar en cada caso se realizará de forma que la señalización resulte lo más eficaz posible, teniendo en cuenta:

- Las características de la señal.
- Los riesgos, elementos o circunstancias que hayan de señalizarse.
- La extensión de la zona a cubrir.
- El número de trabajadores afectados.

Para la señalización de desniveles, obstáculos u otros elementos que originen riesgo de caída de personas, choques o golpes, así como para la señalización de riesgo eléctrico, presencia de materias inflamables, tóxicas, corrosivas o riesgo biológico, podrá optarse por una señal de advertencia de forma triangular, con un pictograma característico de color negro sobre fondo amarillo y bordes negros.

Las vías de circulación de vehículos deberán estar delimitadas con claridad mediante franjas continuas de color blanco o amarillo.

Los equipos de protección contra incendios deberán ser de color rojo.

La señalización para la localización e identificación de las vías de evacuación y de los equipos de salvamento o socorro (botiquín portátil) se realizará mediante una señal de forma cuadrada o rectangular, con un pictograma característico de color blanco sobre fondo verde.

La señalización dirigida a alertar a los trabajadores o a terceros de la aparición de una situación de peligro y de la consiguiente y urgente necesidad de actuar de una forma determinada o de evacuar la zona de peligro, se realizará mediante una señal luminosa, una señal acústica o una comunicación verbal.

Los medios y dispositivos de señalización deberán ser limpiados, mantenidos y verificados regularmente.

3. DISPOSICIONES MÍNIMAS DE SEGURIDAD Y SALUD PARA LA UTILIZACIÓN POR LOS TRABAJADORES DE LOS EQUIPOS DE TRABAJO

3.1 INTRODUCCIÓN

La ley 31/1995, de 8 de noviembre de 1995, de Prevención de Riesgos Laborales es la norma legal por la que se determina el cuerpo básico de garantías y responsabilidades preciso para establecer un adecuado nivel de protección de la salud de los trabajadores frente a los riesgos derivados de las condiciones de trabajo.

De acuerdo con el artículo 6 de dicha ley, serán las normas reglamentarias las que fijarán las medidas mínimas que deben adoptarse para la adecuada protección de los trabajadores. Entre éstas se encuentran las destinadas a garantizar que de la presencia o utilización de los equipos de trabajo puestos a disposición de los trabajadores en la empresa o centro de trabajo no se deriven riesgos para la seguridad o salud de los mismos.

Por todo lo expuesto, el Real Decreto 1215/1997 de 18 de Julio de 1.997 establece las disposiciones mínimas de seguridad y de salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo, entendiendo como tales cualquier máquina, aparato, instrumento o instalación utilizado en el trabajo.

3.2 Obligación general del empresario

El empresario adoptará las medidas necesarias para que los equipos de trabajo que se pongan a disposición de los trabajadores sean adecuados al trabajo que deba realizarse y convenientemente adaptados al mismo, de forma que garanticen la seguridad y la salud de los trabajadores al utilizar dichos equipos.

Deberá utilizar únicamente equipos que satisfagan cualquier disposición legal o reglamentaria que les sea de aplicación.

Para la elección de los equipos de trabajo el empresario deberá tener en cuenta los siguientes factores:

- Las condiciones y características específicas del trabajo a desarrollar.
- Los riesgos existentes para la seguridad y salud de los trabajadores en el lugar de trabajo.
- En su caso, las adaptaciones necesarias para su utilización por trabajadores discapacitados.

Adoptará las medidas necesarias para que, mediante un mantenimiento adecuado, los equipos de trabajo se conserven durante todo el tiempo de utilización en unas condiciones adecuadas. Todas las operaciones de mantenimiento, ajuste, desbloqueo, revisión o reparación de los equipos de trabajo se realizará tras haber parado o desconectado el equipo. Estas operaciones deberán ser encomendadas al personal especialmente capacitado para ello.

El empresario deberá garantizar que los trabajadores reciban una formación e información adecuadas a los riesgos derivados de los equipos de trabajo. La información, suministrada preferentemente por escrito, deberá contener, como mínimo, las indicaciones relativas a:

- Las condiciones y forma correcta de utilización de los equipos de trabajo, teniendo en cuenta las instrucciones del fabricante, así como las situaciones o formas de utilización anormales y peligrosas que puedan preverse.
- Las conclusiones que, en su caso, se puedan obtener de la experiencia adquirida en la utilización de los equipos de trabajo.

3.2.1 Disposiciones mínimas generales aplicables a los equipos de trabajo

Los órganos de accionamiento de un equipo de trabajo que tengan alguna incidencia en la seguridad deberán ser claramente visibles e identificables y no deberán acarrear riesgos como consecuencia de una manipulación involuntaria.

Cada equipo de trabajo deberá estar provisto de un órgano de accionamiento que permita su parada total en condiciones de seguridad.

Cualquier equipo de trabajo que entrañe riesgo de caída de objetos o de proyecciones deberá estar provisto de dispositivos de protección adecuados a dichos riesgos.

Cualquier equipo de trabajo que entrañe riesgo por emanación de gases, vapores o líquidos o por emisión de polvo deberá estar provisto de dispositivos adecuados de captación o extracción cerca de la fuente emisora correspondiente.

Si fuera necesario para la seguridad o la salud de los trabajadores, los equipos de trabajo y sus elementos deberán estabilizarse por fijación o por otros medios.

Cuando los elementos móviles de un equipo de trabajo puedan entrañar riesgo de accidente por contacto mecánico, deberán ir equipados con resguardos o dispositivos que impidan el acceso a las zonas peligrosas.

Las zonas y puntos de trabajo o mantenimiento de un equipo de trabajo deberán estar adecuadamente iluminadas en función de las tareas que deban realizarse.

Las partes de un equipo de trabajo que alcancen temperaturas elevadas o muy bajas deberán estar protegidas cuando corresponda contra los riesgos de contacto o la proximidad de los trabajadores.

Todo equipo de trabajo deberá ser adecuado para proteger a los trabajadores expuestos contra el riesgo de contacto directo o indirecto de la electricidad y los que entrañen riesgo por ruido, vibraciones o radiaciones deberá disponer de las protecciones o dispositivos adecuados para limitar, en la medida de lo posible, la generación y propagación de estos agentes físicos.

Las herramientas manuales deberán estar construidas con materiales resistentes y la unión entre sus elementos deberá ser firme, de manera que se eviten las roturas o proyecciones de los mismos.

La utilización de todos estos equipos no podrá realizarse en contradicción con las instrucciones facilitadas por el fabricante, comprobándose antes del iniciar la tarea que todas sus protecciones y condiciones de uso son las adecuadas.

Deberán tomarse las medidas necesarias para evitar el atrapamiento del cabello, ropas de trabajo u otros objetos del trabajador, evitando, en cualquier caso, someter a los equipos a sobrecargas, sobrepresiones, velocidades o tensiones excesivas.

3.2.2 Disposiciones mínimas adicionales aplicables a los equipos de trabajo móviles

Los equipos con trabajadores transportados deberán evitar el contacto de éstos con ruedas y orugas y el aprisionamiento por las mismas. Para ello dispondrán de una estructura de protección que impida que el equipo de trabajo incline más de un cuarto de vuelta o una estructura que garantice un espacio suficiente alrededor de los trabajadores transportados cuando el equipo pueda inclinarse más de un cuarto de vuelta. No se requerirán estas estructuras de protección cuando el equipo de trabajo se encuentre estabilizado durante su empleo.

Las carretillas elevadoras deberán estar acondicionadas mediante la instalación de una cabina para el conductor, una estructura que impida que la carretilla vuelque, una estructura que garantice que, en caso de vuelco, quede espacio suficiente para el trabajador entre el suelo y determinadas partes de dicha carretilla y una estructura que mantenga al trabajador sobre el asiento de conducción en buenas condiciones.

Los equipos de trabajo automotores deberán contar con dispositivos de frenado y parada, con dispositivos para garantizar una visibilidad adecuada y con una señalización acústica de advertencia. En cualquier caso, su conducción estará reservada a los trabajadores que hayan recibido una información específica.

3.2.3 Disposiciones mínimas adicionales aplicables a los equipos de trabajo para elevación de cargas

Deberán estar instalados firmemente, teniendo presente la carga que deban levantar y las tensiones inducidas en los puntos de suspensión o de fijación. En cualquier caso, los aparatos de izar estarán equipados con limitador del recorrido del carro y de los ganchos, los motores eléctricos estarán provistos de limitadores de altura y del peso, los ganchos de sujeción serán de acero con "pestillos de seguridad" y los carriles para desplazamiento estarán limitados a una distancia de 1 m de su término mediante topes de seguridad de final de carrera eléctricos.

Deberá figurar claramente la carga nominal.

Deberán instalarse de modo que se reduzca el riesgo de que la carga caiga en picado, se suelte o se desvíe involuntariamente de forma peligrosa. En cualquier caso, se evitará la presencia de trabajadores bajo las cargas suspendidas. Caso de ir equipadas con cabinas para trabajadores deberá evitarse la caída de éstas, su aplastamiento o choque.

Los trabajos de izado, transporte y descenso de cargas suspendidas, quedarán interrumpidos bajo régimen de vientos superiores a los 60 km/h.

3.2.4 Disposiciones mínimas adicionales aplicables a los equipos de trabajo para movimiento de tierras y maquinaria pesada en general

Las máquinas para los movimientos de tierras estarán dotadas de faros de marcha hacia adelante y de retroceso, servofrenos, freno de mano, bocina automática de retroceso, retrovisores en ambos lados, pórtico de seguridad antivuelco y antiimpactos y un extintor.

Se prohíbe trabajar o permanecer dentro del radio de acción de la maquinaria de movimiento de tierras, para evitar los riesgos por atropello.

Durante el tiempo de parada de las máquinas se señalizará su entorno con "señales de peligro", para evitar los riesgos por fallo de frenos o por atropello durante la puesta en marcha.



Si se produjese contacto con líneas eléctricas el maquinista permanecerá inmóvil en su puesto y solicitará auxilio por medio de las bocinas. De ser posible el salto sin riesgo de contacto eléctrico, el maquinista saltará fuera de la máquina sin tocar, al unísono, la máquina y el terreno.

Antes del abandono de la cabina, el maquinista habrá dejado en reposo, en contacto con el pavimento (la cuchilla, cazo, etc.), puesto el freno de mano y parado el motor extrayendo la llave de contacto para evitar los riesgos por fallos del sistema hidráulico.

Las pasarelas y peldaños de acceso para conducción o mantenimiento permanecerán limpios de gravas, barros y aceite, para evitar los riesgos de caída.

Se prohíbe el transporte de personas sobre las máquinas para el movimiento de tierras, para evitar los riesgos de caídas o de atropellos.

Se instalarán topes de seguridad de fin de recorrido, ante la coronación de los cortes (taludes o terraplenes) a los que debe aproximarse la maquinaria empleada en el movimiento de tierras, para evitar los riesgos por caída de la máquina.

Se señalizarán los caminos de circulación interna mediante cuerda de banderolas y señales normalizadas de tráfico.

Se prohíbe el acopio de tierras a menos de 2 m. del borde de la excavación (como norma general).

No se debe fumar cuando se abastezca de combustible la máquina, pues podría inflamarse. Al realizar dicha tarea el motor deberá permanecer parado.

Se prohíbe realizar trabajos en un radio de 10 m entorno a las máquinas de hinca, en prevención de golpes y atropellos.

Las cintas transportadoras estarán dotadas de pasillo lateral de visita de 60 cm de anchura y barandillas de protección de éste de 90 cm de altura. Estarán dotadas de encauzadores antidesprendimientos de objetos por rebose de materiales. Bajo las cintas, en todo su recorrido, se instalarán bandejas de recogida de objetos desprendidos.

Los compresores serán de los llamados "silenciosos" en la intención de disminuir el nivel de ruido. La zona dedicada para la ubicación del compresor quedará acordonada en un radio de 4 m. Las mangüeras estarán en perfectas condiciones de uso, es decir, sin grietas ni desgastes que puedan producir un reventón.

Cada tajo con martillos neumáticos, estará trabajado por dos cuadrillas que se turnarán cada hora, en prevención de lesiones por permanencia continuada recibiendo vibraciones. Los pisones mecánicos se guiarán avanzando frontalmente, evitando los desplazamientos laterales. Para realizar estas tareas se utilizará faja elástica de protección de cintura, muñequeras bien ajustadas, botas de seguridad, cascos antirruído y una mascarilla con filtro mecánico recambiable.

3.2.5 Disposiciones mínimas adicionales aplicables a la maquinaria herramienta

Las máquinas-herramienta estarán protegidas eléctricamente mediante doble aislamiento y sus motores eléctricos estarán protegidos por la carcasa.

Las que tengan capacidad de corte tendrán el disco protegido mediante una carcasa antiproyecciones.

Las que se utilicen en ambientes inflamables o explosivos estarán protegidas mediante carcassas antideflagrantes. Se prohíbe la utilización de máquinas accionadas mediante combustibles líquidos en lugares cerrados o de ventilación insuficiente.

Se prohíbe trabajar sobre lugares encharcados, para evitar los riesgos de caídas y los eléctricos.

Para todas las tareas se dispondrá una iluminación adecuada, en torno a 100 lux.

En prevención de los riesgos por inhalación de polvo, se utilizarán en vía húmeda las herramientas que lo produzcan.

Las mesas de sierra circular, cortadoras de material cerámico y sierras de disco manual no se ubicarán a distancias inferiores a tres metros del borde de los forjados, con la excepción de los que estén claramente protegidos (redes o barandillas, petos de remate, etc). Bajo ningún concepto se retirará la protección del disco de corte, utilizándose en todo momento gafas de seguridad antiproyección de partículas. Como normal general, se deberán extraer los clavos o partes metálicas hincadas en el elemento a cortar.

Con las pistolas fija-clavos no se realizarán disparos inclinados, se deberá verificar que no hay nadie al otro lado del objeto sobre el que se dispara, se evitará clavar sobre fábricas de ladrillo hueco y se asegurará el equilibrio de la persona antes de efectuar el disparo.

Para la utilización de los taladros portátiles y rozadoras eléctricas se elegirán siempre las brocas y discos adecuados al material a taladrar, se evitará realizar taladros en una sola maniobra y taladros o rozaduras inclinadas a pulso y se tratará no recalentar las brocas y discos.

En las tareas de soldadura por arco eléctrico se utilizará yelmo del soldar o pantalla de mano, no se mirará directamente al arco voltaico, no se tocarán las piezas recientemente soldadas, se soldará en un lugar ventilado, se verificará la inexistencia de personas en el entorno vertical de puesto de trabajo, no se dejará directamente la pinza en el suelo o sobre la perfilería, se escogerá el electrodo adecuada para el cordón a ejecutar y se suspenderán los trabajos de soldadura con vientos superiores a 60 km/h y a la intemperie con régimen de lluvias.

En la soldadura oxiacetilénica (oxicorte) no se mezclarán botellas de gases distintos, éstas se transportarán sobre bateas enjauladas en posición vertical y atadas, no se ubicarán al sol ni en posición inclinada y los mecheros estarán dotados de válvulas antirretroceso de la llama. Si se desprenden pinturas se trabajará con mascarilla protectora y se hará al aire libre o en un local ventilado.

4. DISPOSICIONES MÍNIMAS DE SEGURIDAD Y SALUD EN LAS OBRAS DE CONSTRUCCIÓN

4.1 INTRODUCCIÓN

La ley 31/1995, de 8 de noviembre de 1995, de Prevención de Riesgos Laborales es la norma legal por la que se determina el cuerpo básico de garantías y responsabilidades preciso para establecer un adecuado nivel de protección de la salud de los trabajadores frente a los riesgos derivados de las condiciones de trabajo.

De acuerdo con el artículo 6 de dicha ley, serán las normas reglamentarias las que fijarán las medidas mínimas que deben adoptarse para la adecuada protección de los trabajadores. Entre éstas se encuentran necesariamente las destinadas a garantizar la seguridad y la salud en las obras de construcción.

Por todo lo expuesto, el Real Decreto 1627/1997 de 24 de Octubre de 1.997 establece las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, entendiendo como tales cualquier obra, pública o privada, en la que se efectúen trabajos de construcción o ingeniería civil.

La obra en proyecto referente a la *Ejecución de una Línea Eléctrica de Alta Tensión* se encuentra incluida en el *Anexo I* de dicha legislación, con la clasificación *a) Excavación, b) Movimiento de tierras, c) Construcción, e) Acondicionamiento o instalación, k) Mantenimiento y l) Trabajos de pintura y de limpieza*.

Al tratarse de una obra con las siguientes condiciones:

- a) El presupuesto de ejecución por contrata incluido en el proyecto es inferior a 75 millones de pesetas.
- b) La duración estimada es inferior a 30 días laborables, no utilizándose en ningún momento a más de 20 trabajadores simultáneamente.
- c) El volumen de mano de obra estimada, entendiendo por tal la suma de los días de trabajo del total de los trabajadores en la obra, es inferior a 500.

Por todo lo indicado, el promotor estará obligado a que en la fase de redacción del proyecto se elabore un *estudio básico de seguridad y salud*. Caso de superarse alguna de las condiciones citadas anteriormente deberá realizarse un estudio completo de seguridad y salud.

4.2 ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

4.2.1 *Riesgos más frecuentes en las obras de construcción*

Los *Oficios* más comunes en la obra en proyecto son los siguientes:

- Movimiento de tierras. Excavación de pozos y zanjas.

- Relleno de tierras.
- Encofrados.
- Trabajos con ferralla, manipulación y puesta en obra.
- Trabajos de manipulación del hormigón.
- Montaje de estructura metálica
- Montaje de prefabricados.
- Albañilería.
- Instalación eléctrica definitiva y provisional de obra.

Los *riesgos más frecuentes* durante estos oficios son los descritos a continuación:

- Deslizamientos, desprendimientos de tierras por diferentes motivos (no emplear el talud adecuado, por variación de la humedad del terreno, etc).
- Riesgos derivados del manejo de máquinas-herramienta y maquinaria pesada en general.
- Atropellos, colisiones, vuelcos y falsas maniobras de la maquinaria para movimiento de tierras.
- Caídas al mismo o distinto nivel de personas, materiales y útiles.
- Los derivados de los trabajos pulverulentos.
- Contactos con el hormigón (dermatitis por cementos, etc).
- Desprendimientos por mal apilado de la madera, planchas metálicas, etc.
- Cortes y heridas en manos y pies, aplastamientos, tropiezos y torceduras al caminar sobre las armaduras.
- Hundimientos, rotura o reventón de encofrados, fallos de entibaciones.
- Contactos con la energía eléctrica (directos e indirectos), electrocuciones, quemaduras, etc.
- Cuerpos extraños en los ojos, etc.
- Agresión por ruido y vibraciones en todo el cuerpo.
- Microclima laboral (frío-calor), agresión por radiación ultravioleta, infrarroja.
- Agresión mecánica por proyección de partículas.
- Golpes.
- Cortes por objetos y/o herramientas.
- Incendio y explosiones.
- Riesgo por sobreesfuerzos musculares y malos gestos.
- Carga de trabajo física.
- Deficiente iluminación.
- Efecto psico-fisiológico de horarios y turno.

4.2.2 Medidas preventivas de carácter general

Se establecerán a lo largo de la obra letreros divulgativos y señalización de los riesgos (vuelco, atropello, colisión, caída en altura, corriente eléctrica, peligro de incendio, materiales inflamables, prohibido fumar, etc), así como las medidas preventivas previstas (uso obligatorio del casco, uso obligatorio de las botas de seguridad, uso obligatorio de guantes, uso obligatorio de cinturón de seguridad, etc).

Se habilitarán zonas o estancias para el acopio de material y útiles (ferralla, perfilería metálica, piezas prefabricadas, material eléctrico, etc).

Se procurará que los trabajos se realicen en superficies secas y limpias, utilizando los elementos de protección personal, fundamentalmente calzado antideslizante reforzado para protección de golpes en los pies, casco de protección para la cabeza y cinturón de seguridad.

El transporte aéreo de materiales y útiles se hará suspendiéndolos desde dos puntos mediante eslingas, y se guiarán por tres operarios, dos de ellos guiarán la carga y el tercero ordenará las maniobras.

El transporte de elementos pesados se hará sobre carretilla de mano y así evitar sobreesfuerzos.

Los andamios sobre borriquetas, para trabajos en altura, tendrán siempre plataformas de trabajo de anchura no inferior a 60 cm (3 tablones trabados entre sí), prohibiéndose la formación de andamios mediante bidones, cajas de materiales, bañeras, etc.

Se tenderán cables de seguridad amarrados a elementos estructurales sólidos en los que enganchar el mosquetón del cinturón de seguridad de los operarios encargados de realizar trabajos en altura.

La distribución de máquinas, equipos y materiales en los locales de trabajo será la adecuada, delimitando las zonas de operación y paso, los espacios destinados a puestos de trabajo, las separaciones entre máquinas y equipos, etc.

El área de trabajo estará al alcance normal de la mano, sin necesidad de ejecutar movimientos forzados.

Se vigilarán los esfuerzos de torsión o de flexión del tronco, sobre todo si el cuerpo están en posición inestable.

Se evitarán las distancias demasiado grandes de elevación, descenso o transporte, así como un ritmo demasiado alto de trabajo.

Se tratará que la carga y su volumen permitan asirla con facilidad.

Se recomienda evitar los barrizales, en prevención de accidentes.

Se debe seleccionar la herramienta correcta para el trabajo a realizar, manteniéndola en buen estado y uso correcto de ésta. Despues de realizar las tareas, se guardarán en lugar seguro.

La iluminación para desarrollar los oficios convenientemente oscilará en torno a los 100 lux.

Es conveniente que los vestidos estén configurados en varias capas al comprender entre ellas cantidades de aire que mejoran el aislamiento al frío. Empleo de guantes, botas y orejeras. Se resguardará al trabajador de vientos mediante apantallamientos y se evitará que la ropa de trabajo se empape de líquidos evaporables.

Si el trabajador sufriese estrés térmico se deben modificar las condiciones de trabajo, con el fin de disminuir su esfuerzo físico, mejorar la circulación de aire, apantallar el calor por radiación, dotar al trabajador de vestimenta adecuada (sombrero, gafas de sol, cremas y lociones solares), vigilar que la ingesta de agua tenga cantidades moderadas de sal y establecer descansos de recuperación si las soluciones anteriores no son suficientes.

El aporte alimentario calórico debe ser suficiente para compensar el gasto derivado de la actividad y de las contracciones musculares.

Para evitar el contacto eléctrico directo se utilizará el sistema de separación por distancia o alejamiento de las partes activas hasta una zona no accesible por el trabajador, interposición de obstáculos y/o barreras (armarios para cuadros eléctricos, tapas para interruptores, etc.) y recubrimiento o aislamiento de las partes activas.

Para evitar el contacto eléctrico indirecto se utilizará el sistema de puesta a tierra de las masas (conductores de protección, líneas de enlace con tierra y electrodos artificiales) y dispositivos de corte por intensidad de defecto (interruptores diferenciales de sensibilidad adecuada a las condiciones de humedad y resistencia de tierra de la instalación provisional).

Será responsabilidad del empresario garantizar que los primeros auxilios puedan prestarse en todo momento por personal con la suficiente formación para ello.

4.2.3 Medidas preventivas de carácter particular para cada oficio

Movimiento de tierras. Excavación de pozos y zanjas.

Antes del inicio de los trabajos, se inspeccionará el tajo con el fin de detectar posibles grietas o movimientos del terreno.

Se prohibirá el acopio de tierras o de materiales a menos de dos metros del borde de la excavación, para evitar sobrecargas y posibles vuelcos del terreno, señalizándose además mediante una línea esta distancia de seguridad.

Se eliminarán todos los bolos o viseras de los frentes de la excavación que por su situación ofrezcan el riesgo de desprendimiento.

La maquinaria estará dotada de peldaños y asidero para subir o bajar de la cabina de control. No se utilizará como apoyo para subir a la cabina las llantas, cubiertas, cadenas y guardabarros.

Los desplazamientos por el interior de la obra se realizarán por caminos señalizados.

Se utilizarán redes tensas o mallazo electrosoldado situadas sobre los taludes, con un solape mínimo de 2 m.

La circulación de los vehículos se realizará a un máximo de aproximación al borde de la excavación no superior a los 3 m. para vehículos ligeros y de 4 m para pesados.

Se conservarán los caminos de circulación interna cubriendo baches, eliminando blandones y compactando mediante zahorras.

El acceso y salida de los pozos y zanjas se efectuará mediante una escalera sólida, anclada en la parte superior del pozo, que estará provista de zapatas antideslizantes.

Cuando la profundidad del pozo sea igual o superior a 1,5 m., se entibará (o encamisará) el perímetro en prevención de derrumbamientos.

Se efectuará el achique inmediato de las aguas que afloran (o caen) en el interior de las zanjas, para evitar que se altere la estabilidad de los taludes.

En presencia de líneas eléctricas en servicio se tendrán en cuenta las siguientes condiciones:

Se procederá a solicitar de la compañía propietaria de la línea eléctrica el corte de fluido y puesta a tierra de los cables, antes de realizar los trabajos.

La línea eléctrica que afecta a la obra será desviada de su actual trazado al límite marcado en los planos.

La distancia de seguridad con respecto a las líneas eléctricas que cruzan la obra, queda fijada en 5 m., en zonas accesibles durante la construcción.

Se prohíbe la utilización de cualquier calzado que no sea aislante de la electricidad en proximidad con la línea eléctrica.

Relleno de tierras.

Se prohíbe el transporte de personal fuera de la cabina de conducción y/o en número superior a los asientos existentes en el interior.

Se regarán periódicamente los tajos, las cargas y cajas de camión, para evitar las polvaredas. Especialmente si se debe conducir por vías públicas, calles y carreteras.

Se instalará, en el borde de los terraplenes de vertido, sólidos topes de limitación de recorrido para el vertido en retroceso.

Se prohíbe la permanencia de personas en un radio no inferior a los 5 m. en torno a las compactadoras y apisonadoras en funcionamiento.

Los vehículos de compactación y apisonado, irán provistos de cabina de seguridad de protección en caso de vuelco.

Trabajos con ferralla, manipulación y puesta en obra.

Los paquetes de redondos se almacenarán en posición horizontal sobre durmientes de madera capa a capa, evitándose las alturas de las pilas superiores al 1'50 m.

Se efectuará un barrido diario de puntas, alambres y recortes de ferralla en torno al banco (o bancos, borriquetas, etc.) de trabajo.

Queda prohibido el transporte aéreo de armaduras de pilares en posición vertical.

Se prohíbe trepar por las armaduras en cualquier caso.

Se prohíbe el montaje de zunchos perimetrales, sin antes estar correctamente instaladas las redes de protección.

Se evitará, en lo posible, caminar por los fondillos de los encofrados de jácenas o vigas.

Trabajos de manipulación del hormigón.

Se instalarán fuertes topes final de recorrido de los camiones hormigonera, en evitación de vuelcos.

Se prohíbe acercar las ruedas de los camiones hormigoneras a menos de 2 m. del borde de la excavación.

Se prohíbe cargar el cubo por encima de la carga máxima admisible de la grúa que lo sustenta.

Se procurará no golpear con el cubo los encofrados, ni las entibaciones.

La tubería de la bomba de hormigonado, se apoyará sobre caballetes, arriostrándose las partes susceptibles de movimiento.

Para vibrar el hormigón desde posiciones sobre la cimentación que se hormigona, se establecerán plataformas de trabajo móviles formadas por un mínimo de tres tablones, que se dispondrán perpendicularmente al eje de la zanja o zapata.

Montaje de elementos metálicos.

Los elementos metálicos (báculos, postes, etc) se apilarán ordenadamente sobre durmientes de madera de soporte de cargas, estableciendo capas hasta una altura no superior al 1'50 m.

Las operaciones de soldadura en altura, se realizarán desde el interior de una guindola de soldador, provista de una barandilla perimetral de 1 m. de altura formada por pasamanos, barra intermedia y rodapié. El soldador, además, amarrará el mosquetón del cinturón a un cable de seguridad, o a argollas soldadas a tal efecto en la perfilería.

Se prohíbe la permanencia de operarios dentro del radio de acción de cargas suspendidas.

Se prohíbe la permanencia de operarios directamente bajo tajos de soldadura.

El ascenso o descenso, se realizará mediante una escalera de mano provista de zapatas antideslizantes y ganchos de cuelgue e inmovilidad dispuestos de tal forma que sobrepase la escalera 1 m. la altura de desembarco.

El riesgo de caída al vacío se cubrirá mediante la utilización de redes de horca (o de bandeja).

Montaje de prefabricados.

El riesgo de caída desde altura, se evitará realizando los trabajos de recepción e instalación del prefabricado desde el interior de una plataforma de trabajo rodeada de barandillas de 90 cm., de altura, formadas por pasamanos, listón intermedio y rodapié de 15 cm., sobre andamios (metálicos, tubulares de borriquetas).

Se prohíbe trabajar o permanecer en lugares de tránsito de piezas suspendidas en prevención del riesgo de desplome.

Los prefabricados se acopiarán en posición horizontal sobre durmientes dispuestos por capas de tal forma que no dañen los elementos de enganche para su izado.

Se paralizará la labor de instalación de los prefabricados bajo régimen de vientos superiores a 60 Km/h.

Albañilería.

Los escombros y cascotes se evacuarán diariamente, para evitar el riesgo de pisadas sobre materiales.

Pintura y barnizados.

Se prohíbe almacenar pinturas susceptibles de emanar vapores inflamables con los recipientes mal o incompletamente cerrados, para evitar accidentes por generación de atmósferas tóxicas o explosivas.

Se prohíbe realizar trabajos de soldadura y oxicorte en lugares próximos a los tajos en los que se empleen pinturas inflamables, para evitar el riesgo de explosión o de incendio.

Se tenderán redes horizontales sujetas a puntos firmes de la estructura, para evitar el riesgo de caída desde alturas.

Se prohíbe la conexión de aparatos de carga accionados eléctricamente (puentes grúa por ejemplo) durante las operaciones de pintura de carriles, soportes, topes, barandillas, etc., en prevención de atrapamientos o caídas desde altura.

Instalación eléctrica provisional de obra.

El montaje de aparatos eléctricos será ejecutado por personal especialista, en prevención de los riesgos por montajes incorrectos.

El calibre o sección del cableado será siempre el adecuado para la carga eléctrica que ha de soportar.

Los hilos tendrán la funda protectora aislante sin defectos apreciables (rasgos, repelones y asimilables). No se admitirán tramos defectuosos.

La distribución general desde el cuadro general de obra a los cuadros secundarios, se efectuará mediante manguera eléctrica antihumedad.

El tendido de los cables y mangueras, se efectuará a una altura mínima de 2 m. en los lugares peatonales y de 5 m. en los de vehículos, medidos sobre el nivel del pavimento.

Los empalmes provisionales entre mangueras, se ejecutarán mediante conexiones normalizadas estancas antihumedad.

Las mangueras de "alargadera" por ser provisionales y de corta estancia pueden llevarse tendidas por el suelo, pero arrimadas a los paramentos verticales.

Los interruptores se instalarán en el interior de cajas normalizadas, provistas de puerta de entrada con cerradura de seguridad.

Los cuadros eléctricos metálicos tendrán la carcasa conectada a tierra.

Los cuadros eléctricos se colgarán pendientes de tableros de madera recibidos a los paramentos verticales o bien a "pies derechos" firmes.

Las maniobras a ejecutar en el cuadro eléctrico general se efectuarán subido a una banqueta de maniobra o alfombrilla aislante.

Los cuadros eléctricos poseerán tomas de corriente para conexiones normalizadas blindadas para intemperie.

La tensión siempre estará en la clavija "hembra", nunca en la "macho", para evitar los contactos eléctricos directos.

Los interruptores diferenciales se instalarán de acuerdo con las siguientes sensibilidades:

300 mA. Alimentación a la maquinaria.

30 mA. Alimentación a la maquinaria como mejora del nivel de seguridad.

30 mA. Para las instalaciones eléctricas de alumbrado.

Las partes metálicas de todo equipo eléctrico dispondrán de toma de tierra.

El neutro de la instalación estará puesto a tierra.



La toma de tierra se efectuará a través de la pica o placa de cada cuadro general.

El hilo de toma de tierra, siempre estará protegido con macarrón en colores amarillo y verde. Se prohíbe expresamente utilizarlo para otros usos.

La iluminación mediante portátiles cumplirá la siguiente norma:

- Portalámparas estanco de seguridad con mango aislante, rejilla protectora de la bombilla dotada de gancho de cuelgue a la pared, manguera antihumedad, clavija de conexión normalizada estanca de seguridad, alimentados a 24 V.
- La iluminación de los tajos se situará a una altura en torno a los 2 m., medidos desde la superficie de apoyo de los operarios en el puesto de trabajo.
- La iluminación de los tajos, siempre que sea posible, se efectuará cruzada con el fin de disminuir sombras.
- Las zonas de paso de la obra, estarán permanentemente iluminadas evitando rincones oscuros.

No se permitirá las conexiones a tierra a través de conducciones de agua.

No se permitirá el tránsito de carretillas y personas sobre mangas eléctricas, pueden pelarse y producir accidentes.

No se permitirá el tránsito bajo líneas eléctricas de las compañías con elementos longitudinales transportados a hombro (pértigas, reglas, escaleras de mano y asimilables). La inclinación de la pieza puede llegar a producir el contacto eléctrico.

4.2.4 Medidas específicas para trabajos en la proximidad de instalaciones eléctricas en alta tensión

Los Oficios más comunes en las instalaciones de alta tensión son los siguientes.

- Instalación de apoyos metálicos o de hormigón.
- Instalación de conductores desnudos.
- Instalación de aisladores cerámicos.
- Instalación de crucetas metálicas.
- Instalación de aparatos de seccionamiento y corte (interruptores, seccionadores, fusibles, etc).
- Instalación de limitadores de sobretensión (autoválvulas pararrayos).
- Instalación de transformadores tipo intemperie sobre apoyos.
- Instalación de dispositivos antivibraciones.
- Medida de altura de conductores.
- Detección de partes en tensión.
- Instalación de conductores aislados en zanjas o galerías.
- Instalación de envolventes prefabricadas de hormigón.
- Instalación de celdas eléctricas (seccionamiento, protección, medida, etc).
- Instalación de transformadores en envolventes prefabricadas a nivel del terreno.
- Instalación de cuadros eléctricos y salidas en B.T.

- Interconexión entre elementos.
- Conexión y desconexión de líneas o equipos.
- Puestas a tierra y conexiones equipotenciales.
- Reparación, conservación o cambio de los elementos citados.

Los Riesgos más frecuentes durante estos oficios son los descritos a continuación.

- Deslizamientos, desprendimientos de tierras por diferentes motivos (no emplear el talud adecuado, por variación de la humedad del terreno, etc).
- Riesgos derivados del manejo de máquinas-herramienta y maquinaria pesada en general.
- Atropellos, colisiones, vuelcos y falsas maniobras de la maquinaria para movimiento de tierras.
- Caídas al mismo o distinto nivel de personas, materiales y útiles.
- Contactos con el hormigón (dermatitis por cementos, etc).
- Golpes.
- Cortes por objetos y/o herramientas.
- Incendio y explosiones. Electrocuciones y quemaduras.
- Riesgo por sobreesfuerzos musculares y malos gestos.
- Contacto o manipulación de los elementos aislantes de los transformadores (aceites minerales, aceites a la silicona y piraleno). El aceite mineral tiene un punto de inflamación relativamente bajo (130°) y produce humos densos y nocivos en la combustión. El aceite a la silicona posee un punto de inflamación más elevado (400°). El piraleno ataca la piel, ojos y mucosas, produce gases tóxicos a temperaturas normales y arde mezclado con otros productos.
- Contacto directo con una parte del cuerpo humano y contacto a través de útiles o herramientas.
- Contacto a través de maquinaria de gran altura.
- Maniobras en centros de transformación privados por personal con escaso o nulo conocimiento de la responsabilidad y riesgo de una instalación de alta tensión.

Las Medidas Preventivas de carácter general se describen a continuación.

Se realizará un diseño seguro y viable por parte del técnico proyectista.

Los trabajadores recibirán una formación específica referente a los riesgos en alta tensión.

Para evitar el riesgo de contacto eléctrico se alejarán las partes activas de la instalación a distancia suficiente del lugar donde las personas habitualmente se encuentran o circulan, se recubrirán las partes activas con aislamiento apropiado, de tal forma que conserven sus propiedades indefinidamente y que limiten la corriente de contacto a un valor inocuo (1 mA) y se interpondrán obstáculos aislantes de forma segura que impidan todo contacto accidental.

La distancia de seguridad para líneas eléctricas aéreas de alta tensión y los distintos elementos, como maquinaria, grúas, etc no será inferior a 3 m. Respecto a las edificaciones no será inferior a 5 m.

Conviene determinar con la suficiente antelación, al comenzar los trabajos o en la utilización de maquinaria móvil de gran altura, si existe el riesgo derivado de la proximidad de líneas eléctricas aéreas. Se indicarán dispositivos que limiten o indiquen la altura máxima permisible.

Será obligatorio el uso del cinturón de seguridad para los operarios encargados de realizar trabajos en altura.

Todos los apoyos, herrajes, autoválvulas, seccionadores de puesta a tierra y elementos metálicos en general estarán conectados a tierra, con el fin de evitar las tensiones de paso y de contacto sobre el cuerpo humano. La puesta a tierra del neutro de los transformadores será independiente de la especificada para herrajes. Ambas serán motivo de estudio en la fase de proyecto.

Es aconsejable que en centros de transformación el pavimento sea de hormigón ruleteado antideslizante y se ubique una capa de grava alrededor de ellos (en ambos casos se mejoran las tensiones de paso y de contacto).

Se evitara aumentar la resistividad superficial del terreno.

En centros de transformación tipo intemperie se revestirán los apoyos con obra de fábrica y mortero de hormigón hasta una altura de 2 m y se aislarán las empuñaduras de los mandos.

En centros de transformación interiores o prefabricados se colocarán suelos de láminas aislantes sobre el acabado de hormigón.

Las pantallas de protección contra contacto de las celdas, aparte de esta función, deben evitar posibles proyecciones de líquidos o gases en caso de explosión, para lo cual deberán ser de chapa y no de malla.

Los mandos de los interruptores, seccionadores, etc, deben estar emplazados en lugares de fácil manipulación, evitándose postura forzadas para el operador, teniendo en cuenta que éste lo hará desde el banquillo aislante.

Se realizarán enclavamientos mecánicos en las celdas, de puerta (se impide su apertura cuando el aparato principal está cerrado o la puesta a tierra desconectada), de maniobra (impide la maniobra del aparato principal y puesta a tierra con la puerta abierta), de puesta a tierra (impide el cierre de la puesta a tierra con el interruptor cerrado o viceversa), entre el seccionador y el interruptor (no se cierra el interruptor si el seccionador está abierto y conectado a tierra y no se abrirá el seccionador si el interruptor está cerrado) y enclavamiento del mando por candado.

Como recomendación, en las celdas se instalarán detectores de presencia de tensión y mallas protectoras quitamiedos para comprobación con pértiga.

En las celdas de transformador se utilizará una ventilación optimizada de mayor eficacia situando la salida de aire caliente en la parte superior de los paneles verticales. La dirección del flujo de aire será obligada a través del transformador.



El alumbrado de emergencia no estará concebido para trabajar en ningún centro de transformación, sólo para efectuar maniobras de rutina.

Los centros de transformación estarán dotados de cerradura con llave que impida el acceso a personas ajena a la explotación.

Las maniobras en alta tensión se realizarán, por elemental que puedan ser, por un operador y su ayudante. Deben estar advertidos que los seccionadores no pueden ser maniobrados en carga. Antes de la entrada en un recinto en tensión deberán comprobar la ausencia de tensión mediante pétiga adecuada y de forma visible la apertura de un elemento de corte y la puesta a tierra y en cortocircuito del sistema. Para realizar todas las maniobras será obligatorio el uso de, al menos y a la vez, dos elementos de protección personal: pétiga, guantes y banqueta o alfombra aislante, conexión equipotencial del mando manual del aparato y plataforma de maniobras.

Se colocarán señales de seguridad adecuadas, delimitando la zona de trabajo.

4.3 Disposiciones específicas de seguridad y salud durante la ejecución de las obras

Cuando en la ejecución de la obra intervenga más de una empresa, o una empresa y trabajadores autónomos o diversos trabajadores autónomos, el promotor designará un coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra, que será un técnico competente integrado en la dirección facultativa.

Cuando no sea necesaria la designación de coordinador, las funciones de éste serán asumidas por la dirección facultativa.

En aplicación del estudio básico de seguridad y salud, cada contratista elaborará un plan de seguridad y salud en el trabajo en el que se analicen, estudien, desarrollen y complementen las previsiones contenidas en el estudio desarrollado en el proyecto, en función de su propio sistema de ejecución de la obra.

Antes del comienzo de los trabajos, el promotor deberá efectuar un aviso a la autoridad laboral competente.

5. DISPOSICIONES MÍNIMAS DE SEGURIDAD Y SALUD RELATIVAS A LA UTILIZACIÓN POR LOS TRABAJADORES DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN INDIVIDUAL

5.1 INTRODUCCIÓN

La ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, determina el cuerpo básico de garantías y responsabilidades preciso para establecer un adecuado nivel de protección de la salud de los trabajadores frente a los riesgos derivados de las condiciones de trabajo.



Así son las normas de desarrollo reglamentario las que deben fijar las medidas mínimas que deben adoptarse para la adecuada protección de los trabajadores. Entre ellas se encuentran las destinadas a garantizar la utilización por los trabajadores en el trabajo de equipos de protección individual que los protejan adecuadamente de aquellos riesgos para su salud o su seguridad que no puedan evitarse o limitarse suficientemente mediante la utilización de medios de protección colectiva o la adopción de medidas de organización en el trabajo.

5.2 OBLIGACIONES GENERALES DEL EMPRESARIO

Hará obligatorio el uso de los equipos de protección individual que a continuación se desarrollan.

5.2.1 Protectores de la cabeza

- Cascos de seguridad, no metálicos, clase N, aislados para baja tensión, con el fin de proteger a los trabajadores de los posibles choques, impactos y contactos eléctricos.
- Protectores auditivos acoplables a los cascos de protección.
- Gafas de montura universal contra impactos y antipolvo.
- Mascarilla antipolvo con filtros protectores.
- Pantalla de protección para soldadura autógena y eléctrica.

5.2.2 Protectores de manos y brazos

- Guantes contra las agresiones mecánicas (perforaciones, cortes, vibraciones).
- Guantes de goma finos, para operarios que trabajen con hormigón.
- Guantes dieléctricos para B.T.
- Guantes de soldador.
- Muñequeras.
- Mango aislante de protección en las herramientas.

5.2.3 Protectores de pies y piernas

- Calzado provisto de suela y puntera de seguridad contra las agresiones mecánicas.
- Botas dieléctricas para B.T.
- Botas de protección impermeables.
- Polainas de soldador.
- Rodilleras.

5.2.4 Protectores del cuerpo

- Crema de protección y pomadas.
- Chalecos, chaquetas y mandiles de cuero para protección de las agresiones mecánicas.



- Traje impermeable de trabajo.
- Cinturón de seguridad, de sujeción y caída, clase A.
- Fajas y cinturones antivibraciones.
- Pértiga de B.T.
- Banqueta aislante clase I para maniobra de B.T.
- Linterna individual de situación.
- Comprobador de tensión.

5.2.5 Equipos adicionales de protección para trabajos en la proximidad de instalaciones eléctricas de alta tensión

- Casco de protección aislante clase E-AT.
- Guantes aislantes clase IV.
- Banqueta aislante de maniobra clase II-B o alfombra aislante para A.T.
- Pértiga detectora de tensión (salvamento y maniobra).
- Traje de protección de menos de 3 kg, bien ajustado al cuerpo y sin piezas descubiertas eléctricamente conductoras de la electricidad.
- Gafas de protección.
- Insuflador boca a boca.
- Tierra auxiliar.
- Esquema unifilar
- Placa de primeros auxilios.
- Placas de peligro de muerte y E.T.



2. ANEXO AEROGENERADOR

ÍNDICE

2.1 Catálogo aerogenerador G-87.....	33
2.2 Ficha técnica aerogenerador G8X 2 MW	36



2.1 CATÁLOGO AEROGENERADOR G-87

**Gamesa
G87-2.0 MW**

Ventajas

**Máxima potencia
al mínimo coste
por kWh para
emplazamientos
de vientos medios**

- .. Clase IIA/WZII.
- .. Tecnología de paso y velocidad variable para maximizar la energía producida.
- .. Fabricación de palas más ligeras mediante el empleo de fibra de vidrio, fibra de carbono y preimpregnados.
- .. Cumplimiento de los principales Requerimientos de Conexión a Red internacionales.
- .. Diseño aerodinámico y sistema de control Gamesa NRS® que minimiza el ruido emitido.
- .. Gamesa SCADA: sistema de control y monitorización remota con acceso Web.

Gamesa



Rotor		
Diametro	87 m	
Área de barrido	5.945 m ²	
Velocidad de giro	9,0 - 19,0 rpm	
Sentido de giro	Agujas del reloj (vista frontal)	
Peso (incl. Buje)	Aprox. 37 T	
Peso (incl. Buje y Nacelle)	Aprox. 107 T	

Palas		
Número de palas	3	
Longitud	42,5 m	
Perfil	DU (Delft University) + FFA-W3	
Material	Fibra de vidrio preimpregnada de resina epoxy + fibra de carbono	
Peso pala completa	6.150 kg	

Torre tubular		
Tipo modular	Altura	Peso
3 secciones	67 m	153 T
4 secciones	78 m	203 T
5 secciones	100 m	242 T

Multiplicadora		
Tipo	1 etapa planetaria/ 2 etapas de ejes paralelos	
Ratio	1:100,5 (50 Hz) 1:120,5 (60 Hz)	
Refrigeración	Bomba de aceite con radiador de aceite	
Calentamiento aceite	2,2 kW	

Generador 2.0 MW		
Tipo	Generador doblemente alimentado	
Potencia nominal	2,0 MW	
Tensión	690 V ac	
Frecuencia	50 Hz / 60 Hz	
Clase de protección	IP 54	
Número de polos	4	
Velocidad de giro	900:1.900 rpm (nominal 1.680 rpm) (50 Hz) 1.080:2.280 rpm (nominal 2.016 rpm) (60 Hz)	
Intensidad nominal Estator	1.500 A @ 690 V	
Factor de potencia (standard)	0,98 CAP - 0,96 IND a cargas parciales y 1 a potencia nominal. *	
Factor de potencia (opcional)	0,95 CAP - 0,95 IND en todo el rango de potencias. *	

* Factor de potencia en bornas de salida del generador en el lado de baja tensión antes de la entrada del transformador.

Diseño mecánico

Tren de potencia con eje principal soportado por dos rodamientos esféricos que transmiten las cargas laterales directamente al bastidor a través de un caballete. Esto evita que la multiplicadora reciba cargas adicionales, con lo que se reducen las posibilidades de avería además de facilitar su servicio.

Freno

Freno primario aerodinámico por puesta en bandera de las palas. Adicionalmente freno mecánico de disco hidráulicamente activado de emergencia situado en la salida del eje de alta velocidad de la multiplicadora.

Protección contra rayos

El aerogenerador Gamesa G87-2.0 MW utiliza el sistema "protección total contra rayos", siguiendo la normativa IEC 61024-1. Este sistema conduce el rayo desde ambas caras de la punta de la pala hasta la raíz y desde ahí, a través de la nacelle y de la estructura de la torre, hasta el sistema de puesta a tierra de las cimentaciones. De esta forma, se protege la pala y se evita que los elementos eléctricos sensibles resulten dañados.

Sistema de control

Generador doblemente alimentado, controlado en velocidad y potencia mediante convertidores IGBT y control electrónico PWM (modulación por ancho de pulso).

Ventajas:

- » Control de potencia activa y reactiva.
- » Bajo contenido en armónicos y mínimas pérdidas.
- » Aumento de la eficiencia y de la producción.
- » Mejora de la vida útil de la máquina.

Gamesa SCADA

Sistema de control de parques eólicos desarrollado por Gamesa, y su nueva generación Gamesa WindNet®, que permiten la operación y monitorización remota y en tiempo real de los aerogeneradores, mástil meteorológico y subestación eléctrica. Diseño modular con herramientas de control de potencia activa y reactiva, ruido, sombras y estelas. Arquitectura TCP/IP con interfaz Web.

Sistema de Mantenimiento Predictivo SMP

Sistema de mantenimiento predictivo para la detección prematura de posibles deterioros o fallos en los principales componentes del aerogenerador.

Ventajas:

- » Disminución de grandes correctivos.
- » Aumento de la disponibilidad y de la vida útil de la máquina.
- » Condiciones preferenciales en las negociaciones con las aseguradoras.
- » Integración con el sistema de control.

Control de ruido

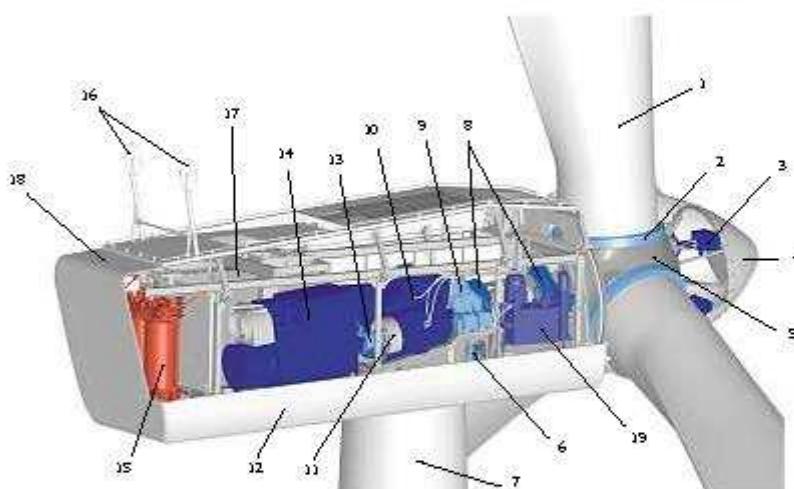
Diseño aerodinámico de punta de pala y diseño de componentes mecánicos que minimizan el ruido emitido. Adicionalmente, Gamesa ha desarrollado el sistema de control de ruido Gamesa NRS®, que permite programar el ruido emitido de acuerdo con criterios como fecha, hora o dirección del viento. De este modo se logra el cumplimiento de las normativas locales con una producción máxima.

Conexión a red

Los aerogeneradores doblemente alimentados de Gamesa y las tecnologías de Crowbar Activo y convertidor sobredimensionado aseguran el cumplimiento de los más exigentes requerimientos de conexión a red. Soporte a huecos de tensión y regulación dinámica de potencia activa y reactiva.



- 1 Pala
- 2 Rodamiento pala
- 3 Actuador hidráulico del pitch
- 4 Cubierta del buje
- 5 Buje
- 6 Control orientación
- 7 Torre
- 8 Eje principal con dos rodamientos
- 9 Amortiguadores
- 10 Multivalvuladora
- 11 Freno de disco principal
- 12 Soporte de la nacelle
- 13 Transmisión:
- 14 Eje de alta velocidad
- 15 Generador doblemente alimentado
- 16 Transformador
- 17 Anemómetro sónico y veleta
- 18 Armario de control
- 19 Cubierta de la nacelle
- 20 Unidad hidráulica

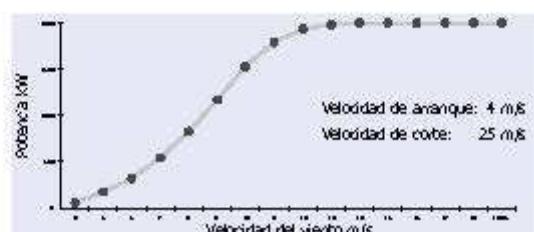


Curva de Potencia Gamesa G87-2.0 MW

(para una densidad del aire de 1.225 kg/m³)

Curva de potencia calculada en base a perfiles de pala de DU (Delft University) y FFA W3.

Parámetros de cálculo: 50 Hz de frecuencia de red; ángulo decrado de pala variable (control tipo pitch); intensidad de turbulencia del 10% y una velocidad variable del rotor de 9,0-19,0 rpm.



2.2 FICHA TÉCNICA AEROGENERADOR G8X 2 MW

ÍNDICE

2.2.1 Introducción.....	38
2.2.2 Sistema de control	39
2.2.3 Certificados.....	40
2.2.4 Condiciones climáticas	40
2.2.5 Conexión con la red eléctrica	41
2.2.6 Restricciones generales.....	41
2.2.7 Elementos del aerogenerador.....	42
2.2.7.1 Rotor	42
2.2.7.1.1 General	42
2.2.7.1.2 Palas.....	42
2.2.7.1.3 Buje.....	43
2.2.7.1.4 Cono de la nariz.....	43
2.2.7.1.5 Rodamientos de pala.....	43
2.2.8 Sistema de cambio de paso	44
2.2.9 Eje principal.....	44
2.2.10 Bastidor.....	44
2.2.11 Carcasa	44
2.2.12 Medida de viento	45
2.2.13 Sistema de control	45
2.2.13.1 Disposición del sistema de control	45
2.2.13.2 Pantalla de control	45
2.2.13.3 Control del aerogenerador	46
2.2.14 Comunicación de transformador, armario de control y celda	47
2.2.14.1 Alimentación del rotor del generador	47
2.2.14.2 Características de los cables del generador	47
2.2.14.3 Fibra óptica	47
2.2.15 Cimentaciones	47
2.2.15.1 Datos principales:	48
2.2.16 Parámetros de diseño	49
2.2.16.1 Condiciones del viento	49
2.2.16.2 Verificación de las condiciones de viento	49
2.2.17 Especificaciones técnicas	50
2.2.17.1 Cono	50
2.2.17.2 Rotor	50
2.2.17.3 Palas.....	51
2.2.17.4 Rodamiento de pala	51
2.2.17.5 Carcasa	51
2.2.17.6 Buje de pala	51
2.2.17.7 Eje principal.....	52
2.2.17.8 Soporte de eje	52
2.2.17.9 Rodamientos de eje.....	52
2.2.17.9.1 Rodamiento delantero del eje principal.....	52
2.2.17.9.2 Rodamiento trasero del eje principal	52
2.2.17.10 Bastidor delantero.....	52
2.2.17.11 Sistema de giro	53

2.2.17.12 Mecanismo de giro. Motorreductoras.....	53
2.2.17.13 Torre	53
2.2.17.14 Multiplicadora	55
2.2.17.15 Acoplamiento eje de alta	55
2.2.17.16 Generador con convertidor	55
2.2.17.17 Freno de aparcamiento.....	56
2.2.17.18 Grupo hidráulico.....	56
2.2.17.19 Sensores de viento	56
2.2.17.20 Unidad de control	56
2.2.17.21 Transformador	57
2.2.17.22 Pesos	57

2.2.1 Introducción

El aerogenerador G8X – 2.0 MW de Gamesa Eólica es un aerogenerador de rotor tripala a barlovento, regulado por sistema de cambio de paso y con sistema de orientación activo. Utiliza el sistema de control capaz de adaptar el aerogenerador para operar en grandes intervalos de velocidad de rotor.

El rotor consiste en tres palas con cambio de paso en la envergadura completa de la pala, rodamiento de pala y buje en fundición nodular. Los diámetros posibles de rotor son los siguientes: 80m, 83m, 87m y 90m.

Las palas son de 39m (G80 y G83 extender metálico), 40,5m (G83), 42,5m (G87) y 44m (G90) de longitud y están realizadas en fibra de vidrio y carbono (en el caso de G87 y G90) utilizando tecnología prepreg. Cada pala consiste de dos conchas pegadas a una viga soporte principal. Insertos especiales de acero conectan la pala al rodamiento de la misma. El rodamiento de la pala es de bolas de 4 – puntos, atornillado al buje.

El sistema de cambio de paso del rotor proporciona una regulación constante del ángulo de operación de la pala con respecto a las condiciones de viento del momento optimizando la producción de potencia y minimizando la emisión de ruido.

A altas velocidades de viento, el sistema de control y el sistema de cambio de paso mantienen la potencia en su valor nominal, independientemente de la temperatura del aire y su densidad. En vientos de velocidades bajas el sistema de cambio de paso variable y de control optimizan la producción de energía seleccionando la combinación óptima de revoluciones y ángulo de paso.

El eje principal transmite la potencia al generador a través de la multiplicadora. La multiplicadora se compone de 3 etapas combinadas, una planetaria y dos de ejes helicoidales paralelos. Desde la multiplicadora la potencia se transmite al generador a través de una junta de composite.

El generador eléctrico es altamente eficiente, de 4 polos, doblemente alimentado con rotor devanado y anillos rozantes.

El freno primario del aerogenerador es aerodinámico por puesta en bandera de las palas. El sistema de cambio de paso independiente proporciona un sistema de seguridad con triple redundancia. El freno mecánico de aparcamiento es un freno de disco, hidráulicamente activado que se monta en la salida del eje de alta velocidad de la multiplicadora.

Todas las funciones del aerogenerador son monitorizadas y controladas por varias unidades de control basadas en microprocesadores. El sistema de control va instalado en la góndola. El autómata que gobierna dicho sistema puede estar colocado en la góndola o en la base de la torre. Las variaciones del ángulo de paso de la pala son activadas por un sistema hidráulico que deja que la pala rote 95°.

Este sistema hidráulico también proporciona presión al sistema de frenado mecánico y al sistema de orientación de la Nacelle.



El sistema de orientación consiste en cuatro motores operados eléctricamente y controlados por el sistema de control del aerogenerador de acuerdo a la información recibida de los dos anemómetros sónicos colocados en la parte superior de la góndola.

El motor del sistema de orientación hace girar los piñones del sistema de giro, los cuales engranan con los dientes de la corona de orientación montada en la parte superior de la torre. El bastidor con las motorreductoras puede girar respecto a la corona de orientación en la torre mediante un cojinete de fricción, el cual posee dispositivos hidráulicos y mecánicos para proveer par de retención.

La cubierta de la góndola es de fibra de vidrio con poliéster, la cual protege todos los componentes de la góndola frente a lluvias, nieve, polvo, rayos solares, etc. El acceso a la góndola desde la torre se realiza a través de la abertura central. La góndola contiene en su interior una grúa de servicio de 800 kg, que puede ser ampliada para elevar los componentes principales hasta 6400kg (8000kg para carga de prueba).

La torre del aerogenerador es tubular y de acero y se suministra pintada con pintura de protección especial anti-corrosión. Gamesa Eólica ofrece un ascensor opcional.

2.2.2 Sistema de control

El sistema de control asegura que las rpm y el par motor del aerogenerador siempre suministren una potencia eléctrica estable a la red. Este sistema de control además suministra la energía con un factor de potencia deseado a la red eléctrica.

El sistema de control consiste en un generador asíncrono de rotor devanado, anillos rozantes, dos convertidores de 4 cuadrantes de tecnología IGBT, contactores y protección eléctrica. Debido a la forma de funcionamiento que tiene el generador y como se controla, desde la red (es decir, desde el estator) éste es visto como un generador síncrono.

El generador está protegido frente a corto-circuitos y sobrecargas. La temperatura es también continuamente monitorizada mediante PT100 en puntos del estator, de rodamientos y de cajón de anillos.

El generador con sistema de control es un generador asíncrono especial el cual es capaz de trabajar con velocidad variable y mantener la potencia constante simultáneamente. Esta mejora es ejecutada por control de las intensidades en el rotor. Por medio del control de las corrientes en el rotor, el factor potencia se puede ver como un parámetro definible por el sistema de control. Como resultado las pérdidas en la red eléctrica decrecen.

Otro resultado de la generación síncrona que caracteriza al sistema de control es la “suave” conexión a la red eléctrica. Por lo tanto, conexiones y desconexiones suaves a la red eléctrica se obtienen fácilmente.

La turbina G8X – 2.0 MW es capaz de operar a una velocidad variable entre 900 o 1000 rpm (dependiendo de la electrónica de potencia) y 1900 rpm para 50Hz y entre 1080 o 1200 rpm (dependiendo de la electrónica de potencia) y 2280 rpm para 60Hz. El sistema

de control tiene flexibilidad intrínseca respecto a optimización de energía, mínimo ruido durante el funcionamiento y reducción de cargas en la multiplicadora y en otros componentes.

2.2.3 Certificados

El Diseño del aerogenerador G80 – 2.0 MW ha sido realizado de acuerdo con la norma IEC 61400 – 1, Ed. 2 para Clases IA (60m, 67m y 78m) y IIA. (60m, 67m, 78m y 100m) y de acuerdo a la norma DIBt (para Alemania) para zonas de viento II (60m, 67m, 78m y 100m) y III (60m, 67m y 78m). Asimismo para las clases IA y IIA se dispone de los Certificados de Tipo.

El diseño del aerogenerador G83 – 2.0 MW está certificado de acuerdo con la norma IEC 61400–1, Ed. 2 como Clase IIA (67m y 78m). En estos días Gamesa está trabajando para conseguir el certificado Tipo.

El diseño del aerogenerador G87 – 2.0 MW está certificado de acuerdo con la norma IEC 61400–1, Ed. 2 como Clase IIA (67m y 78m) y de acuerdo a la norma DIBt (para Alemania) para zonas de viento II (67m y 78m). En estos días Gamesa está trabajando para conseguir el certificado Tipo.

El diseño del aerogenerador G90 - 2.0 MW se encuentra en proceso de certificación de acuerdo con la norma IEC 61400–1, Ed. 2 como Clase IIIA (67m y 78m) y DIBt WZ II(67m y 78m).

2.2.4 Condiciones climáticas

El aerogenerador está diseñado para temperaturas ambiente exteriores entre -20° C y $+30^{\circ}\text{ C}$. Bajo petición expresa del cliente, se suministrarán aerogeneradores en versiones de alta y baja temperatura.

Versión Altas Temperaturas.

- El rango de funcionamiento de la versión de altas temperaturas es de $-20^{\circ}+40^{\circ}$
Versión Bajas Temperaturas.

- El aerogenerador está diseñado para funcionar a temperaturas ambiente entre -30° C y $+30^{\circ}\text{C}$, siendo el límite inferior de -40° C en condiciones de máquina parada. En condiciones de arranque en frío tras parada prolongada el límite inferior es de -25° C .

El aerogenerador se puede colocar en parques con una distancia de al menos 5 diámetros de rotor (400m - 450m) entre aerogeneradores en la dirección predominante del viento. Si los aerogeneradores se sitúan en fila, perpendicularmente a la dirección predominante del viento, la distancia entre los mismos deberá ser de al menos 3 diámetros de rotor (240 m – 270m).

La humedad relativa puede ser de 100% (máximo el 10% del tiempo). Se proporciona protección contra corrosión conforme a ISO 12944-2 para corrosión de tipo C5-M (fuera), C4-H dentro del buje y C3-H dentro de la Nacelle. A petición del cliente se

puede suministrar una máquina para ambientes corrosivos, la cual dispone de protección C4-H también en los elementos no calientes del interior de la Nacelle.

2.2.5 Conexión con la red eléctrica

El aerogenerador debe conectarse a una red de media tensión a 10-33 kV. El aerogenerador estándar se conecta a una red de 20 kV, otros niveles de tensión dentro del intervalo indicado pueden ser desarrollados a petición del cliente. El voltaje máximo del equipamiento es 36 kV (Um). La conexión del cable de media tensión se realiza en la parte inferior de la torre.

El transformador de la turbina debe estar ajustado a la tensión de la red eléctrica. Al realizar el pedido, Gamesa Eólica necesitará información precisa sobre la tensión de la red para elegir la tensión nominal del transformador y el tipo de conexión del devanado. Gamesa Eólica ofrece como opción las celdas de conexión. El aerogenerador puede generar energía reactiva. No obstante, en algunas ocasiones, el aerogenerador limitará la potencia reactiva para preservar su funcionamiento.

El voltaje de la red de media tensión estará dentro del intervalo $\pm 5\%$. Variaciones entre $+1/-3$ Hz (50 Hz) son aceptables. Intermitentes o rápidas fluctuaciones de la frecuencia de la red eléctrica pueden causar serios problemas al aerogenerador.

Caídas de la red eléctrica solamente deberían ocurrir una vez por semana como promedio durante la vida del aerogenerador.

Debe existir una conexión de tierra de máx. 10 Ω . El sistema de tierra se deberá acomodar a las condiciones del terreno. La resistencia al neutro de la conexión a tierra deberá ser conforme a los requisitos de las autoridades locales.

2.2.6 Restricciones generales

Durante los períodos de vientos bajos, es de esperar un aumento del consumo de potencia para el calentamiento y la deshumidificación de la góndola.

Respecto a la acumulación de fuertes hielos, es de esperar interrupciones en la operación. En algunas combinaciones de vientos altos, altas temperaturas, temperatura baja del viento, baja densidad y/o bajo voltaje, puede ocurrir una disminución de la potencia nominal para asegurar que las condiciones térmicas de algunos componentes principales como la multiplicadora, generador, transformador, cables de potencia, etc. se mantengan dentro de los límites.

Generalmente se recomienda que el voltaje de red eléctrica se mantenga tan cerca del nominal como sea posible. En caso de caída de la red eléctrica y muy bajas temperaturas, se debe esperar un cierto tiempo para el calentamiento antes de que el aerogenerador comience a operar.

Si el terreno, dentro de un radio de 100 m a partir de un aerogenerador, tiene una pendiente de más de 10° , pudieran ser necesarias consideraciones particulares.

Si el aerogenerador se sitúa a más de 1000 m sobre el nivel del mar, podría ocurrir una subida de temperatura mayor de lo normal en el generador, el transformador y otros componentes eléctricos. En dicho caso, podría suceder una reducción periódica de la potencia nominal, incluso si la temperatura ambiente está dentro de los límites especificados.

Además en los emplazamientos situados a más de 1000 m sobre el nivel del mar el riesgo de congelación se verá aumentado.

Debido a los cambios y actualizaciones en nuestros productos, Gamesa Eólica S.A. se reserva el derecho a cambiar las especificaciones.

2.2.7 Elementos del aerogenerador

La Figura 1 muestra la disposición de los diferentes elementos en la góndola del aerogenerador G8X – 2.0 MW.



Figura 1 Vista lateral de la góndola del aerogenerador G8X-2.0 MW.

2.2.7.1 Rotor

2.2.7.1.1 General

El rotor del aerogenerador G8X-2.0 MW es un rotor de tres palas unidas a un buje esférico mediante los rodamientos de pala. El rotor está dotado de un ángulo de conicidad de 2º, que aleja la punta de las palas de la torre.

2.2.7.1.2 Palas

Las palas del aerogenerador G8X-2.0 MW tienen un sistema conductor de rayos que recoge las descargas eléctricas mediante receptores y las transmite, vía un cable de cobre que recorre la pala longitudinalmente hasta la raíz y que se transmiten a la nacelle.

La distancia de la raíz de las palas hasta el centro del buje es de 1 m. Las palas del aerogenerador G8X-2.0 MW están fabricadas en material compuesto, con resina epoxy y fibra de vidrio. En su fabricación se emplea la tecnología de los preimpregnados (“prepreg”), que permiten controlar de un modo muy preciso el volumen de fibra del material y, con él, las propiedades mecánicas de las palas. En el caso de G87 y G90 se

ha optimizado el diseño mediante la utilización de un sistema híbrido (vidrio – carbono) en la viga. El método de fabricación de la viga es manual y por Tape Winding hasta ser automatizado en su totalidad, en G87 y G90, mediante la técnica de Tape Placement y Tape Winding. Esto repercuten en la repetitividad de sus características mecánicas y por tanto aumenta la calidad respecto a otras tecnologías.

La estructura de las palas del aerogenerador G8X- 2.0 MW está formada por un larguero interior alrededor del cual va pegado el revestimiento, formado por dos conchas fabricadas por separado.

La misión del larguero es aportar resistencia estructural al conjunto, resistir las cargas propias de la pala y transmitir esfuerzos al buje. El revestimiento tiene la forma aerodinámica adecuada para convertir la energía cinética del viento en par motor para la generación de electricidad.

El larguero es en sí mismo una viga de sección tubular cerrada con una geometría adaptada a la forma aerodinámica de los perfiles de la pala. El revestimiento es una estructura sándwich con núcleo de PVC y laminados de fibra de vidrio en resina epoxy.

Es en el larguero de G87 y G90 donde se introduce fibra de carbono. Esto provoca un aumento de rigidez y una disminución de peso respecto a las palas de fibra de vidrio. Las palas de fibra de vidrio están dimensionadas por deflexión máxima. En palas de gran longitud esto provocaría un gran aumento de peso. La introducción de fibra de carbono permite dimensionar las palas por tensión, quedando por tanto la cantidad de material optimizada. Este hecho, unido a la sensiblemente mayor relación rigidez / peso de la fibra de carbono respecto de la fibra de vidrio, reduce considerablemente el peso final de la pala y, a la postre, las cargas del resto de componentes del aerogenerador.

La unión de la pala al rodamiento de pala es atornillada. Se practican 90 agujeros en la sección de raíz del larguero en los que se introducen insertos metálicos roscados, para facilitar la unión atornillada.

2.2.7.1.3 Buje

El buje es de forma esférica y está fabricado en fundición nodular. Está montado directamente en el eje principal. Posee una abertura en la parte frontal que permite el acceso al interior para realizar inspecciones y mantenimiento tanto de la hidráulica del buje como del par de apriete a los tornillos de las palas.

2.2.7.1.4 Cono de la nariz

El cono de la nariz protege el buje y los rodamientos de pala del ambiente. El cono se atornilla a la parte frontal del buje.

2.2.7.1.5 Rodamientos de pala

Los rodamientos de la pala son la interfaz entre la pala y el buje y permiten el movimiento de cambio de paso. Son rodamientos de bolas con doble hilera con juntas sellantes y agujeros pasantes en la pista exterior para la unión con el buje y en la pista interior para la unión a la pala.

2.2.8 Sistema de cambio de paso

El sistema de cambio de paso actúa durante todo el tiempo de funcionamiento del aerogenerador: (i) Cuando la velocidad del viento es inferior a la nominal el ángulo de paso seleccionado es aquel que maximiza la potencia eléctrica obtenida para cada velocidad del viento; (ii) Cuando la velocidad del viento es superior a la nominal el ángulo de paso es aquél que proporciona la potencia nominal de la máquina.

El movimiento de cambio de paso de la pala es un giro alrededor de su eje longitudinal. Para conseguir este movimiento en el aerogenerador G8X-2.0 MW se utiliza un sistema hidráulico, que a través de un cilindro independiente por pala, coloca las tres palas al mismo ángulo de paso en cada instante.

2.2.9 Eje principal

La transmisión del par motor que provoca el viento sobre el rotor hasta la multiplicadora se realiza a través del eje principal. El eje se une al buje con una brida atornillada y está apoyado sobre rodamientos alojados en soportes fundidos. Todas las cargas, excepto el par torsor, son transmitidas al bastidor a través de estos soportes. La unión con la entrada de baja velocidad de la multiplicadora se consigue con un disco cónico de apriete que transmite el par por fricción.

El eje está fabricado en acero forjado y tiene un orificio central longitudinal para alojar las mangueras hidráulicas y los cables de control del sistema de cambio de paso.

2.2.10 Bastidor

El bastidor del aerogenerador G8X-2.0 MW se ha diseñado bajo los criterios de simpleza mecánica y robustez adecuada para soportar los elementos de la góndola y transmitir las cargas hasta la torre. La transmisión de estas cargas se realiza a través del cojinete de la corona de orientación. El bastidor se divide en dos partes:

- (i) El bastidor delantero es una pieza de fundición donde se fijan los soportes del eje principal y la corona de orientación.
- (ii) El bastidor trasero está formado por dos vigas unidas por su parte delantera y trasera. Esta parte ha sido diseñada para soportar al generador (derecha), el controlador del Top (izquierda) y el transformador. Entre ellas el suelo de la góndola permite el acceso para la realización de tareas de reparación y mantenimiento.

2.2.11 Carcasa

La carcasa es la cubierta que protege los componentes del aerogenerador que se encuentran en la góndola. Está fabricada en resina poliéster con fibra de vidrio.

En el interior de la góndola hay suficiente espacio para realizar las operaciones de reparación y mantenimiento del aerogenerador. Una trampilla en la parte frontal permite el acceso al interior del cono, y una trampilla en el suelo de la parte trasera permite operar con la grúa. Las 2 claraboyas del techo proporciona luz solar por el día,

ventilación adicional y acceso al exterior, donde se encuentran los instrumentos de medida de viento y el pararrayos.

Las partes giratorias están debidamente protegidas para garantizar la seguridad del personal de mantenimiento.

2.2.12 Medida de viento

En el exterior de la capota, en la parte trasera, dos mástiles verticales sirven de soporte delanemómetro sónico y anemo+veleta para medida del viento.

2.2.13 Sistema de control

El sistema de control monitoriza y gobierna todas las funciones del aerogenerador G8X-2.0 MW de manera que las actuaciones sean óptimas en todo momento. El sistema de control registra continuamente las señales de los distintos sensores del aerogenerador, y cuando detecta algún error realiza las acciones oportunas para subsanarlo. El sistema de control detiene el aerogenerador si el error detectado así lo requiere.

Existe una pantalla táctil en la que se presentan datos de operación y que permite la interacción del usuario con el aerogenerador, y un sistema de control que está preparado para la monitorización y el control remoto si es necesario.

2.2.13.1 Disposición del sistema de control

El soporte físico del sistema de control se reparte en tres armarios:

1. Controlador de la “nacelle” situado en la nacelle.
2. Controlador “ground” situado en la base de la torre.
3. Controlador del buje situado en la parte giratoria del aerogenerador.

A su vez, el controlador de la “nacelle” se divide en tres partes:

1. Sección de control: se encarga de las tareas propias del gobierno de la góndola, i.e. monitorización del viento, cambio del ángulo de paso, orientación, control de la temperatura interior.
2. Convertidor de frecuencia: se encarga del control de potencia y de gestionar la conexión y desconexión del generador de la red.
3. Sección de embarrados y protecciones: en esta parte se encuentra la salida de la potencia producida con las protecciones eléctricas necesarias.

2.2.13.2 Pantalla de control

Desde la pantalla táctil del “ground” se puede tanto observar algunos datos de la operación del aerogenerador como detener y arrancar la máquina, entre otras acciones. También se puede conectar una pantalla portátil al controlador de la “nacelle” para realizar estas tareas.



Figura 2. Distintos modos de la pantalla de control.

2.2.13.3 Control del aerogenerador

La velocidad de giro del aerogenerador y el ángulo de paso de las palas se modifican en cada instante dependiendo de la velocidad de viento que llega a la máquina. El sistema de control se encarga de elegir los valores adecuados de estas variables.

Atendiendo a la velocidad de viento se pueden establecer cuatro fases:

1. Viento bajo, con el generador desconectado de la red.
2. Viento medio, con el generador conectado, pero sin llegar a generar potencia nominal.
3. Viento alto, el generador produce potencia nominal.
4. Viento muy alto, el generador está desconectado y la turbina parada.

Viento bajo

Cuando la velocidad del viento es inferior a la velocidad de arranque de la máquina pero próxima a ésta, el sistema de control coloca las palas a un ángulo de paso cercano a 45°, que proporciona un par de arranque suficientemente alto.

A medida que la velocidad de viento aumenta la velocidad de rotación del rotor también aumenta, y el ángulo de paso se hace disminuir hasta que se alcanzan las condiciones adecuadas para que el generador se conecte.

Viento medio

A velocidades de viento por encima de la velocidad de arranque y por debajo de la velocidad nominal el sistema de control elige la velocidad de rotación y el ángulo de paso que proporcionan la máxima potencia para cada velocidad de viento.

Viento alto

Cuando la velocidad de viento es superior a la nominal, la energía contenida en el viento es suficiente para producir potencia nominal, y el ángulo de paso se incrementa para regular la potencia a su valor nominal.

Viento muy alto

Si la velocidad del viento es superior a la velocidad de parada, el generador se desconecta y el sistema de control lleva las palas a la posición de bandera (cercana a 90°) hasta que la velocidad de viento desciende por debajo de la velocidad de re-arranque y la máquina reanuda la generación de potencia.

2.2.14 Comunicación de transformador, armario de control y celda

2.2.14.1 Alimentación del rotor del generador

La alimentación del rotor del generador se realiza a través de una salida del transformador principal 690V o a 480V dependiendo del convertidor.

2.2.14.2 Características de los cables del generador.

Estator: Los cables que unen tanto el estator del generador con el armario de control de potencia situado en la nacelle son cables 0.6/1kV 3x240 mm² y diseñados de acuerdo a la norma UNE 21150.

Rotor: Se utilizan cables 0.6/1kV 3x70 mm² Los cables que unen el armario de control de potencia con el transformador son cables de tipo 0.6/1kV 1x240 mm².

2.2.14.3 Fibra óptica

Pueden existir dos tipos de fibra óptica utilizadas para comunicaciones en el interior del aerogenerador. Una de ellas es de diámetro 200/230 µm, 4 hilos por manguera. Esta fibra óptica se utiliza para comunicaciones entre los distintos procesadores del aerogenerador y además está protegida contra humedad y roedores. La otra fibra óptica utilizada es de tipo HCS (200/230 µm) para la comunicación entre el autómata y los módulos de la góndola.

El sistema de telemundo utiliza fibra de diámetro 62.5/125 µm, igualmente protegida contra la humedad y los roedores, para comunicar los distintos aerogeneradores.

2.2.15 Cimentaciones

A continuación se definen los datos principales de las cimentaciones estándar para el aerogenerador G8X – 2.0 MW con torres IEC IIA de 60, 67, 78 y 100 m y torres IEC IA de 60, 67 y 78m. Estas cimentaciones se han calculado suponiendo cargas certificadas o en proceso de certificación y un terreno estándar.

En el caso de que las hipótesis manejadas sufran variaciones, los valores definidos no tendrán valor y será necesario un recálculo de la cimentaciones.

Para cada emplazamiento, será necesario revisar las características del terreno junto con los datos de viento para seleccionar la cimentación más adecuada.

2.2.15.1 Datos principales:

- Dimensiones de las zapatas para torres IEC IIA:

Dimensión	Dimensions	T60m	T67m	T78m	T100m	Unit
Lado zapata, L	Foundation length, L	12.8	12.8	14.5	16	m
Canto exterior, h_e	Exterior height, h_e	1	1.5	1	1.6	m
Canto central, h_c	Central height, h_c	1.5	1.5	1.5	1.6	m
Diámetro virola cimentación	Foundation belt diameter	4.034	4.034	4.038	4038	m

- Mediciones de materiales para zapatas de torres IEC IIA:

Material	Material	T60m	T67m	T78m	T100m	Unit
Hormigón limpiaza HM-20	HM-20 concrete	16.4	16.4	21	25.6	m^3
Hormigón estructural HA-30	HA-30 structural concrete	254.2	254.2	324	418	m^3
Acero armaduras B 500 S	Steel reinforcement B 500 S	22132	22132	35471	44100	kg

- Dimensiones de las zapatas para torres IEC IA:

Dimensión	Dimensions	T60m	T67m	T78m	Unit
Lado zapata, L	Foundation length, L	15	14.9	15.4	m
Canto exterior, h_e	Exterior height, h_e	1.5	1.5	1.5	m
Canto central, h_c	Central height, h_c	1.5	1.5	1.5	m
Diámetro virola cimentación	Foundation belt diameter	4.034	4.034	4.038	m

- Mediciones de materiales para zapatas de torres IEC IA:

Material	Material	T60m	T67m	T78m	Unit
Hormigón limpiaza HM-15	HM-15 concrete	22.5	22.2	23.8	m^3
Hormigón estructural HA-30	HA-30 structural concrete	346	341.5	364.2	m^3
Acero armaduras B 500 S	Steel reinforcement B 500 S	40300	38100	40800	kg

2.2.16 Parámetros de diseño

2.2.16.1 Condiciones del viento

Las condiciones de viento para un emplazamiento se especifican normalmente por una distribución de Weibull. Esta distribución viene descrita por el factor de escala A y el factor de forma k. El factor A es proporcional a la velocidad media del viento y el factor k define la forma de la distribución para diferentes velocidades de viento. La turbulencia es el parámetro que describe las variaciones / fluctuaciones a corto plazo del viento.

Las condiciones de diseño de la máquina G8X-2.0 MW se indican a continuación:

Tabla 4 Parámetros de diseño del aerogenerador G8X- 2.0 MW. Table 4 Design parameters of G8X – 2.0 MW wind-turbine.										Unidad /Unit	Comentarios Comments
Class IEC	DIBT = 60m	DIBT = 67m	DIBT = 78m	DIBT = 100m	DIBT = 67m	DIBT = 78m	I_{15}^A	I_A			IEC 61400-1 Ed. 2
Annual mean wind speed	5.9	6	6.2	6.4	8.4	8.6	8.5	10	m/s	Referred to hub height	
Weibull shape parameter, K	2	2	2	2	2	2	2	2			
Turbulence intensity at 15 m/s, I_{15}	18	18	18	18	18	18	18	18			
Reference wind 10 min. averaged	36.7	37.4	38.3	39.9	43.4	44.5	42.5	50	m/s	Recurrente period 50 years	
Reference wind 3 sec. averaged	-	-	-	-	-	-	59.5	70	m/s	Recurrente period 50 years	
Stop / restart wind speed	25 / 20	25 / 20	25 / 20	25 / 20	25 / 20	25 / 20	25 / 20	25 / 20	m/s	-	-

2.2.16.2 Verificación de las condiciones de viento

Los aerogeneradores se pueden colocar bajo diferentes y variadas condiciones climáticas: donde la densidad del aire, la intensidad de turbulencia, la velocidad media del viento y el parámetro de forma k son los parámetros a considerar. Si la intensidad de turbulencia es alta las cargas en el aerogenerador aumentan y su tiempo de vida disminuye. Por el contrario, las cargas se reducirán y su tiempo de vida aumentará si la velocidad media del viento o la intensidad de turbulencia o ambas son bajas. Por lo tanto, los aerogeneradores pueden colocarse en emplazamientos con alta intensidad de turbulencia si la velocidad media del viento es adecuadamente baja. Las condiciones climáticas han de examinarse si lo prescrito es excedido.

El valor característico, a altura de buje, de la intensidad de turbulencia I_{15} a la velocidad de viento media diez-minutal de 15 m/s se calcula sumando la desviación estándar medida de la intensidad de turbulencia a su valor medio medido o estimado.

En terreno complejo las condiciones de viento serán verificadas sobre la base de medidas realizadas en el emplazamiento. Además, habrá que considerar el efecto de la topografía en la velocidad y perfil del viento, la intensidad de turbulencia y la inclinación del flujo de viento sobre cada aerogenerador.

2.2.17 Especificaciones técnicas

A continuación se detallan las especificaciones técnicas de los diferentes componentes del aerogenerador G8X – 2.0 MW.

2.2.17.1 Cono

Dimensiones	Distancia punta-base: 4237 mm Ø max. 3957 mm / Ø base 3300 mm
Material	Fibra de vidrio y resina de poliéster
Peso	310 kg

2.2.17.2 Rotor

Diámetro	G80 D 80000mm G83 D 83000mm G87 D 87000mm G90 D 90000mm
Área barrida	G80 5026,5 m ² G83 5410,6 m ² G87 5944,7 m ² G90 6361,7 m ²
Velocidad de rotación de operación	9.0 : 19.0 rpm
Sentido de rotación	Sentido agujas de reloj (vista frontal)
Orientación	Barlovento
Ángulo de inclinación	6°
Conicidad del rotor	2°
Número de palas	3
Freno aerodinámico	Puesta en bandera de palas

2.2.17.3 Palas

Concepto estructural	Conchas pegadas a viga soporte principal
Material	<ul style="list-style-type: none"> - G80/83 Pre-impregnados de fibra de vidrio - epoxy - G87/G90 Pre-impregnados de fibra de carbono - epoxy y fibra de vidrio - epoxy
Conexión de palas	Insertos de acero en raíz
Perfiles aerodinámicos	<ul style="list-style-type: none"> - G80/83 NACA 63.XXX + FFA - W3 - G87/G90 DU-WX + FFA - W3
Longitud	<ul style="list-style-type: none"> - G80 39m - G83 40,5m - G87 42,5m - G90 44m
Cuerda de la pala (máxima / mínima)	<ul style="list-style-type: none"> - G80 3,36m / 0,48 m - G83 3,36m / 0,48 m - G87 3,36m / 0,013m - G90 3,36m / 0,013m
Torsión	<ul style="list-style-type: none"> - G80 18,74° - G83 18,74° - G87 15,74° - G90 15,74°
Masa nominal	<ul style="list-style-type: none"> - G80 6719 Kg - G83 7274 kg 8656 Kg (extender metálico) - G87 5981 Kg - G90 5983 Kg

2.2.17.4 Rodamiento de pala

Tipo	Rodamiento de bola en doble fila 4 puntos de contacto
Dimensiones	ø2120 mm / ø1700 mm x 192 mm
Peso	1475 kg
Lubricación	Grasa Aeroshell 14

2.2.17.5 Carcasa

Dimensiones	10050x1050x3300 mm
Material	Fibra de vidrio y resina de poliéster
Peso	2000 kg

2.2.17.6 Buje de pala

Tipo	Esférico
Material	Fundición nodular

2.2.17.7 Eje principal

Tipo	Eje forjado
Dimensiones	Ø630 mm / brida ø1500 mm / longitud 2690 mm
Material	Acero templado y revenido
Especificación de material	42CrMo4 ó 34CrNiMo6 EN10083
Peso	6100 kg

2.2.17.8 Soporte de eje

Tipo	Soporte de fundición
Material	Fundición nodular
Especificación de material	EN-GJS-400-18U-LT según EN 1563
Peso	1600 kg

2.2.17.9 Rodamientos de eje

2.2.17.9.1 Rodamiento delantero del eje principal

Tipo	Rodamientos de rodillos a rótula. 230 / 630
Dimensiones	Ø920 mm / ø630 mm x 212 mm
Peso	485 kg
Lubricación	Grasa LG WM1

2.2.17.9.2 Rodamiento trasero del eje principal

Tipo	Rodamientos de rodillos a rótula. 24188
Dimensiones	Ø720 mm / ø440 mm x 280 mm
Peso	460 kg
Lubricación	Grasa LG WM1

2.2.17.10 Bastidor delantero

Material	Fundición nodular
Especificación de material	EN-GJS-400-18U-LT según EN 1563

2.2.17.11 Sistema de giro

Tipo	Corona de orientación con cojinete de fricción
Materiales	
Corona de orientación	Forjado. 34CrNiMo 6 / 42CrMo4 EN10083
Elemento de fricción	PETP
Velocidad de orientación	< 0.5°/s
Freno de yaw	Activo hidráulico + Pasivo

2.2.17.12 Mecanismo de giro. Motorreductoras

Tipo	3 etapas epicicloidales
	1 etapa sinfín (ratio máximo 1:10)
Motor	2.2 kW, motor asíncrono de 6 polos con freno

2.2.17.13 Torre

Tipo	Tronco-cónica tubular
Material	Acero al carbono estructural
Especificación material	
Virolas	S235 JO / S235 JRG2 / S275J2G3/ S355J2G3 / S235 J2G3 / S355 NL
Bridas	S355 NL
Tratamiento superficial	Pintada
Tipo de corrosión, exterior / interior	C5-H (ISO 12944-2) / C3-H (ISO 12944-2)
Diámetro en parte superior	2.3 m (todas las alturas)
Diámetro en parte inferior	4.0 m (todas las alturas)
Altura del buje	
Torre modular de 3 tramos IEC (60 m)	60 m
Torre modular de 3 tramos IEC (67 m)	67 m
Torre modular de 4 tramos IEC (78 m)	78 m
Torre modular de 5 tramos IEC (100m)	100 m

Características de los tramos de torres IEC IIA / DIBT II				
	Longitud [mm]	Ø Inferior Externo [mm]	Ø Superior Externo [mm]	Peso [kg]
Torre IEC IIA / DIBT II 60 m				
Inferior	10391	4034	3490	34000
Intermedio	23822	3490	2778	56000
Superior	24367	2778	2314	43000
Torre IEC IIA/ DIBT II 67 m				
Inferior	16665	4034	3490	52000
Intermedio	23822	3490	2780	56000
Superior	24367	2780	2314	43000
Torre IEC IIA / DIBT II 78 m				
Inferior	11100	4038	3810	54000
Intermedio 1	16980	3810	3494	62000
Intermedio 2	23822	3494	2781	56000
Superior	24367	2781	2314	43000
Torre IEC IIA / DIBT II 100m				
Inferior	15619	4038	3855	65000
Intermedio 1	16961	3855	3810	65000
Intermedio 2	16980	3810	3494	58000
Intermedio 3	23822	3494	2781	56000
Superior	24367	2781	2314	52000

Características de los tramos de torres IEC IA /DIBT III				
	Longitud [mm]	Ø Inferior Externo [mm]	Ø Superior Externo [mm]	Peso [kg]
Torre IEC IA / DIBT III 60 m				
Inferior	10391	4034	3492	31400
Intermedio	23822	3492	2778	51600
Superior	24367	2778	2314	40000
Torre IEC IA / DIBT III 67 m				
Inferior	16665	4034	3492	49400
Intermedio	23822	3492	2781	51600
Superior	24367	2781	2314	40000
Torre IEC IA / DIBT III 78 m				
Inferior	11100	4038	3810	45200
Intermedio 1	16980	3810	3494	55200
Intermedio 2	23847	3494	2781	55700
Superior	24392	2781	2314	41200

2.2.17.14 Multiplicadora

Tipo	1 etapa planetaria / 2 paralelas
Ratio	1 : 100.5 (50 Hz) 1 : 120.5 (60Hz)
Refrigeración	Bomba de aceite con intercambiador.
Calentador de aceite	2.25 kW a 690V
Filtro de aceite	3 µm / 10 µm
Proveedor	Varios.
Dimensiones (aprox.)	2 x 2.2 x 2.2 m ³
Peso (max.)	16500 kg

2.2.17.15 Acoplamiento eje de alta

Eje principal – multiplicadora	Disco cónico de apriete
Multiplicadora – generador	Acoplamiento flexible

2.2.17.16 Generador con convertidor

Tipo	Doblemente alimentado con rotor devanado y anillos deslizantes
Potencia nominal	2000 kW (estátor + rotor)
Voltaje	690 Vac
Frecuencia	50 Hz / 60 Hz
Nº de polos	4
Clase de protección	IP54 (IP 23 para anillos rozantes)
Velocidad nominal de rotación	1680 rpm
Intensidad nominal	
Estator	1500 A @ 690 V
Rotor	260 A @ 480 V / 167 A @ 690 V
Factor de potencia	1.0
Intervalo de factor de potencia (*)	0.98 _{CAP} – 0.96 _{IND} (opción 1) 0.95 _{CAP} – 0.95 _{IND} (opción 2)
Dimensiones	3224mm x 1883 mm x 1310 mm
Pesos	7100 kg
Rodamiento DE	6330 M / C3
Rodamiento NDE	6330 M / C3
	Ver sección 1.5

(*) En bornas de baja tensión del transformador.

2.2.17.17 Freno de aparcamiento

Tipo	Freno de disco
Diámetro	600 mm
Material	EN-GJV-300-LT

2.2.17.18 Grupo hidráulico

Capacidad de la bomba	44 l/min
Presión máxima	200 bar
Contenido de aceite	300 l
Motor	18.5 kW / 22kW

2.2.17.19 Sensores de viento

Tipo	1 anemómetro ultrasónico 2D con medida de velocidad y dirección simultánea + 1 anemómetro de cazoletas y veleta
Número	1 + 1

2.2.17.20 Unidad de control

Alimentación		
Frecuencia	50 Hz / 60 Hz	
Voltaje	3 x 690 Vca o 3 x 690 Vca +3 x 480 Vca	
Potencia para iluminación	1 x 10 A, 230 Vac (50Hz) / 1 x 10 A, 110 Vca (60Hz)	
PLC	Sistem A / RFC 430 ETH-IB (Phoenix Contact)	
Comunicación	CAN / DDCS /Interbus	
Memoria de programa	EPROM (flash)	
Lenguaje de programación	ST (IEC-1131)	
Configuración	Módulos a un rack frontal	
Operación	Pantalla táctil	
Pantallas	Terminales táctiles, 320 x 240 pixels, 5,7 pulg.	
Supervisión / control		
	Potencia activa	Ambiente (temperatura del aire)
	Potencia reactiva	Rotación
	Orientación	Generador
	Hidráulicos	Sistema de cambio de paso
	Red eléctrica	Monitorización remota
Información		
		Datos de operación
		Producción
		Listado de operación
		Listado de alarmas
Ordenes		
		Arranque / pausa
		Inicio / parada de orientación manual
		Tests de mantenimiento
Supervisión remota		
		Posibilidad de conexión a comunicación serie (para PLC Sistema A) o Ethernet (para PLC Phoenix Contact)

Datos de controladores Nacelle, Buje, Ground		
Grado de protección		
	Nacelle	IP-43
	Buje	IP-54
	Ground	IP-54
Dimensiones aprox.	Nacelle	4000 x 2200 x 500 mm ³
	Buje	800 x 800 x 400 mm ³
	Ground	800 x 1600 x 400 mm ³
Tipo de alojamiento	Acero: chapa de 3 mm (armario y pedestal) y de 1,5 mm (puerta)	
Protección personas	UNE 60439-1; UNE 60204	

2.2.17.21 Transformador

Tipo	Trifásico, seco encapsulado
Relación de transformación	6,6 kV ~ 34,4 kV / 690 V o 690 V + 480 V
Potencia nominal	2100 kVA / 2500 kVA (opción)
Frecuencia	50 Hz / 60Hz
Grupo de conexión	Dyn11
Clase de aislamiento	F
Nivel de aislamiento (kV)	24 kV.
Peso (aprox.)	<5000 kg

2.2.17.22 Pesos

PESO TORRES / TOWER WEIGHT	60 m	67 m	78 m	100 m
Torres IEC IIA (*)	127 t	145 t	201 t	283 t
Torres DIBt Zona II (*)			201 t	283 t
Torres IEC IA / DIBt Zona III (*)	136 t	153 t	203 t	

(*) Estos pesos no incluyen la celda de media tensión y el ground.

PESO NACELLE / NACELLE WEIGHT	70 t

PESO ROTOR / ROTOR WEIGHT	G80	G83 EXTENDER MECANOSOLDADO	G83 EXTENDER ROOT BLADE	G87	G90
	38,6 t	45,0 t	40,7 t	36,4 t	38,0 t

PESO TOTAL NACELLE /NACELLE TOTAL WEIGHT	G80	G83 EXTENDER MECANOSOLDADO	G83 EXTENDER ROOT BLADE	G87	G90
Towers IEC IIA (*)	60 m	235,6 t	242 t	237,7 t	233,4 t
	67 m	253,6 t	260 t	255,7 t	251,4 t
	78 m	309,6 t	316 t	311,7 t	307,4 t
Towers DIBt Zone II (*)	100 m	391,6 t	398 t	393,7 t	389,4 t
	78 m	309,6 t	316 t	311,7 t	307,4 t
Towers IEC IA / DIBt Zone III (*)	100 m	391,6 t	398 t	393,7 t	389,4 t
	60 m	244,6 t	233 t	246,7 t	242,4 t
	67 m	261,6 t	268 t	263,7 t	259,4 t
	78 m	311,6 t	318 t	313,7 t	309,4 t
					310,9 t

3. ANEXO DATOS EÓLICOS



Ministerio de Medio Ambiente
 Secretaría General para la Prevención de la Contaminación y el Cambio Climático

Pº del Canal, 17
 50071 ZARAGOZA



Dirección General del Instituto Nacional de Meteorología
 CMT en Aragón, La Rioja y Navarra
Banco de Datos Climatología

Indicativo: 9434 ZARAGOZA/AEROPUERTO		
Altitud: 263m	Latitud: 41°39'43"N	Longitud: 01°00'29"W

AÑO	MES	PCALMAS	PVV0005	PVV0612	PVV1320	PVV2132	PVV3350	PVV5000	VELMED
2010	1	5	14	26	27	15	15	3	19
2010	2	5	14	27	24	15	19	1	18
2010	3	6	10	23	26	24	16	1	20
2010	4	6	22	28	32	12	6	0	13
2010	5	4	14	13	17	27	26	3	23
2010	6	4	12	20	23	32	12	1	19
2010	7	2	6	27	28	27	12	0	19
2010	8	4	11	23	27	17	22	0	19
2010	9	8	16	28	30	19	7	0	15
2010	10	8	22	19	19	25	14	1	18
2010	11	10	18	24	29	19	10	0	15
2010	12	9	29	25	19	12	14	1	15
2011	1	11	23	31	27	14	5	0	13
2011	2	10	26	10	24	21	19	0	19
2011	3	7	21	29	19	17	14	0	16
2011	4	4	18	22	24	23	13	0	18
2011	5	5	14	25	37	13	11	0	16
2011	6	3	18	21	20	28	12	1	19
2011	7	1	4	18	35	29	14	0	21
2011	8	4	17	30	38	9	6	0	14
2011	9	5	25	28	34	9	4	0	12
2011	10	9	29	22	25	14	10	0	14
2011	11	7	30	32	24	9	4	1	12
2011	12	6	23	11	33	13	20	0	18

Campos incluidos:

Indicativo: Indicativo climatológico

PCALMAS: Porcentaje de calmas

PVV0005: Porcentaje casos con velocidad (km/h) entre 0 y 5

PVV0612: Porcentaje casos con velocidad (km/h) entre 6 y 12

PVV1320: Porcentaje casos con velocidad (km/h) entre 13 y 20

PVV2132: Porcentaje casos con velocidad (km/h) entre 21 y 32

PVV3350: Porcentaje casos con velocidad (km/h) entre 33 y 50

PVV5000: Porcentaje casos con velocidad mayor que 50km/h

VELMED: Velocidad media mensual

Unidades y valores especiales:

Horas UTC (Tiempo Universal Coordinado)

Porcentajes en %

Velocidades en Km/h

(Elaborada a partir de las observaciones de 07, 13 y 18 UTC)



Ministerio de Medio Ambiente
Secretaría General para la Prevención de la Contaminación y el Cambio Climático

Pº del Canal, 17
50071 ZARAGOZA



Dirección General del Instituto Nacional de Meteorología
CMT en Aragón, La Rioja y Navarra

Banco de Datos Climatología

Indicativo: 9434 ZARAGOZA/AEROPUERTO		Altitud: 263m	Latitud: 41°39'43"	Longitud: 01°00'29"W
--------------------------------------	--	---------------	--------------------	----------------------

AÑO	MES	PN	VN	PNNE	VNNE	PNE	VNE	PENE	VENE	PE	VE	PESE	VESE	PSE	VSE	PSSE	VSSE	PS	VS	PSSW	VSSW	PSW	VSW	PWSW	VWSW	PW	VW	PWNW	VWNW	PNW	VNW	PNNW	VNNW	PCALMAS	
2010	1	1	6	0	0	1	2	1	11	13	9	6	10	1	7	0	0	0	0	0	0	8	8	2	34	19	16	30	28	13	31	0	0	5	
2010	2	0	0	0	0	2	6	0	0	25	10	4	23	4	6	1	4	1	6	0	0	6	11	6	15	15	24	21	31	8	32	2	6	5	
2010	3	1	6	0	0	3	7	3	5	17	14	10	23	5	8	0	0	1	9	0	0	5	27	3	15	16	21	16	25	14	32	0	0	6	
2010	4	1	4	0	0	1	2	6	6	21	10	13	13	3	14	0	0	2	10	0	0	1	20	1	19	11	17	19	21	12	15	3	12	6	
2010	5	2	5	0	0	2	26	2	17	13	9	3	19	0	0	1	4	0	0	1	7	2	10	3	26	2	16	28	31	29	31	8	18	4	
2010	6	6	5	1	4	1	9	2	6	4	17	3	11	1	30	0	0	1	6	3	17	3	18	0	0	2	25	17	25	46	24	6	13	4	
2010	7	2	5	2	5	5	5	3	10	16	13	2	20	1	11	1	2	1	11	0	0	1	15	0	0	0	4	17	32	27	27	22	1	11	2
2010	8	1	2	1	4	0	0	1	9	18	9	3	12	2	15	1	9	0	0	1	2	1	20	0	0	0	4	22	16	25	29	27	18	18	4
2010	9	2	5	1	6	0	0	2	7	19	9	3	16	0	0	0	0	0	0	0	1	11	1	9	1	6	14	21	31	20	13	19	4	6	8
2010	10	2	6	0	0	0	0	5	5	17	15	11	15	1	4	0	0	1	7	2	10	1	11	4	16	12	22	27	29	6	25	3	3	8	
2010	11	1	2	1	9	0	0	1	7	9	6	3	9	0	0	1	2	1	7	0	0	3	16	11	16	28	19	19	23	11	23	1	2	10	
2010	12	0	0	0	0	0	0	9	7	17	9	9	3	7	1	7	1	4	0	0	2	17	1	17	18	12	25	32	5	18	0	0	9		
2011	1	1	2	0	0	1	6	6	6	11	8	3	12	1	7	2	5	0	0	3	5	3	13	6	10	19	15	22	22	10	23	1	6	11	
2011	2	1	2	0	0	0	0	2	10	11	10	4	4	2	3	0	0	1	6	2	8	4	8	1	17	23	21	32	30	6	36	1	11	10	
2011	3	0	0	2	4	2	4	3	6	23	10	12	18	1	19	0	0	1	4	0	0	0	5	14	12	19	25	25	6	18	1	9	7		
2011	4	0	0	0	0	2	6	4	7	22	13	12	17	2	6	0	0	1	2	1	26	1	19	0	0	7	18	38	26	3	14	3	6	4	
2011	5	1	4	1	7	1	4	3	4	22	14	9	17	1	19	1	4	2	13	0	0	0	0	1	26	7	17	27	26	14	14	5	16	5	
2011	6	6	4	1	4	3	3	9	8	17	13	2	22	0	0	1	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	38	27	17	25	3	6	3
2011	7	3	9	3	7	1	4	0	0	9	12	1	28	1	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	16	40	25	29	25	6	14	1
2011	8	2	4	3	8	5	7	4	8	29	15	4	10	0	0	1	6	0	0	0	0	1	24	1	17	9	16	17	23	12	14	8	8	4	
2011	9	2	5	1	2	3	4	0	0	31	11	6	11	0	0	1	2	0	0	1	22	0	0	1	13	9	12	24	17	12	15	4	6	5	
2011	10	2	3	0	0	1	4	2	3	18	10	9	14	2	6	0	0	1	4	1	6	5	7	4	11	11	16	29	21	4	34	2	3	9	
2011	11	1	2	1	4	0	0	0	0	32	10	20	11	3	10	3	8	0	0	1	7	5	9	0	0	9	14	17	28	1	4	0	0	7	
2011	12	1	2	0	0	0	0	0	0	3	7	2	12	1	4	1	4	2	3	2	3	5	9	10	19	32	20	28	25	6	27	1	7	6	



Ministerio de Medio Ambiente
Secretaría General para la Prevención de la Contaminación y el Cambio Climático

Dirección General del Instituto Nacional de Meteorología
CMT en Aragón, La Rioja y Navarra

Banco de Datos Climatología

Pº del Canal, 17
50071 ZARAGOZA



Campos incluidos:

Velocidades en Km/h

Indicativo: Indicativo climatológico

PN: Porcentaje rumbo N

VN: Velocidad media rumbo N

PNNE: Porcentaje rumbo NNE

VNNE: Velocidad media rumbo NNE

PNE: Porcentaje rumbo NE

VNE: Velocidad media rumbo NE

PENE: Porcentaje rumbo ENE

VENE: Velocidad media rumbo ENE

PE: Porcentaje rumbo E

VE: Velocidad media rumbo E

PESE: Porcentaje rumbo ESE

VESE: Velocidad media rumbo ESE

PSE: Porcentaje rumbo SE

VSE: Velocidad media rumbo SE

PSSE: Porcentaje rumbo SSE

VSSE: Velocidad media rumbo SSE

PS: Porcentaje rumbo S

VS: Velocidad media rumbo S

PSSW: Porcentaje rumbo SSW

VSSW: Velocidad media rumbo SSW

PSW: Porcentaje rumbo SW

VSW: Velocidad media rumbo SW

PWSW: Porcentaje rumbo WSW

VWSW: Velocidad media rumbo WSW

PW: Porcentaje rumbo W

VW: Velocidad media rumbo W

PWNW: Porcentaje rumbo WNW

VWNW: Velocidad media rumbo WNW

PNW: Porcentaje rumbo NW

VNW: Velocidad media rumbo NW

PNNW: Porcentaje rumbo NNW

VNNW: Velocidad media rumbo NNW

PCALMAS: Porcentaje de calmas

Unidades y valores especiales:

Horas UTC (Tiempo Universal Coordinado)

Porcentajes en %



Ministerio de Medio Ambiente
Secretaría General para la Prevención de la Contaminación y el Cambio Climático

Pº del Canal, 17
50071 ZARAGOZA



Dirección General del Instituto Nacional de Meteorología
CMT en Aragón, La Rioja y Navarra

Banco de Datos Climatología

Indicativo: 9434 ZARAGOZA/AEROPUERTO		Altitud: 263m	Latitud: 41°39'43"	Longitud: 01°00'29"W
--------------------------------------	--	---------------	--------------------	----------------------

AÑO	MES	R_MAX_DIR	R_MAX_VEL	R_MAX_DIA	R_MAX_HOR	VEL36	VEL55	VEL91	DIR_VEL_10	VEL_10	DIA_VEL_10	HOR_VEL_10	REC24_MES	REC24_DIA	REC24_MAX	DIA_REC24_MAX	REC77_MES	REC77_DIA
2010	1	30	89	8	550	19	10	0	31	74	26	1830	13413	433	1181	8	13352	431
2010	2	24	89	28	30	19	12	0	23	63	28	9999	11914	426	900	10	11850	423
2010	3	26	95	30	35	24	14	2	99	67	9	9999	13515	451	1196	9	13562	452
2010	4	31	67	7	2310	18	5	0	30	46	7	9999	9471	316	858	8	9473	316
2010	5	34	102	4	1050	28	13	1	31	63	4	9999	16257	542	1268	4	16369	546
2010	6	32	84	20	1310	27	7	0	32	58	20	1300	13731	458	950	20	13516	451
2010	7	29	78	29	2130	30	13	0	31	54	25	810	14651	473	928	29	14747	476
2010	8	30	76	30	740	24	13	0	30	56	30	740	14149	456	909	28	14132	456
2010	9	24	74	1	1555	18	6	0	24	46	1	1600	11059	369	858	26	11064	369
2010	10	30	80	17	9999	22	11	0	30	59	17	1450	13601	439	948	18	13743	443
2010	11	29	76	1	1530	22	8	0	30	52	1	1640	11279	376	888	1	11167	372
2010	12	30	85	15	955	17	8	0	29	59	25	820	10012	345	1011	25	10222	352
2011	1	32	71	21	1410	14	6	0	28	50	2	2355	9850	340	808	21	9938	343
2011	2	32	85	28	1620	19	11	0	32	67	28	1620	12284	439	964	2	12378	442
2011	3	31	72	2	1500	21	6	0	32	50	2	1500	11678	377	850	1	11554	373
2011	4	29	74	10	40	21	7	0	99	50	10	9999	12780	426	986	10	12723	424
2011	5	29	72	14	1555	19	7	0	31	48	31	1440	11973	386	878	15	12235	395
2011	6	29	84	28	1815	24	7	0	30	56	28	1810	12384	442	945	1	12377	442
2011	7	32	78	12	1710	27	11	0	99	50	12	9999	15450	498	940	13	15404	497
2011	8	29	61	8	1200	21	3	0	29	43	9	2130	10429	348	808	9	10500	350
2011	9	31	65	18	1650	14	3	0	31	43	18	9999	8924	297	725	18	8875	296
2011	10	31	80	8	1800	13	8	0	31	58	8	1805	10814	360	989	8	10911	364
2011	11	30	93	6	1320	10	3	1	30	61	6	1320	8049	287	1113	6	8110	290
2011	12	29	82	24	430	21	10	0	29	59	24	430	13469	434	976	29	13448	434



Ministerio de Medio Ambiente
Secretaría General para la Prevención de la Contaminación y el Cambio Climático

Pº del Canal, 17
50071 ZARAGOZA



Dirección General del Instituto Nacional de Meteorología
CMT en Aragón, La Rioja y Navarra

Banco de Datos Climatología

Indicativo: 9434 ZARAGOZA/AEROPUERTO		Altitud: 263m	Latitud: 41°39'43"	Longitud: 01°00'29"W
--------------------------------------	--	---------------	--------------------	----------------------

AÑO	MES	REC77_MAX	DIA_REC77_MAX	DTV01	DTV02	DTV03	DTV04	DTV05	DTV06	DTV07	DTV08	DTCALMAS
2010	1	1111	8	762		873		1677		3525		603
2010	2	889	10	1060		1275		1592		2365		428
2010	3	1079	9	1039		1708		1422		2911		360
2010	4	791	7	1611		1632		900		2548		509
2010	5	1241	4	611		719		831		5104		175
2010	6	953	20	617		516		1056		4866		145
2010	7	892	29	1178		1067		344		4766		85
2010	8	910	28	1019		983		608		4642		188
2010	9	813	25	1157		706		1292		3516		529
2010	10	1005	17	1090		1541		1108		3190		511
2010	11	988	1	673		508		2314		2970		735
2010	12	953	24	1359		1502		1205		2634		740
2011	1	802	21	909		1007		1944		2745		835
2011	2	938	1	521		694		1433		3266		806
2011	3	862	1	1010		1856		1178		2643		753
2011	4	920	10	1051		1987		491		3218		453
2011	5	927	31	1251		1690		842		3455		202
2011	6	900	1	1325		894		631		4217		133
2011	7	873	13	652		443		654		5532		159
2011	8	772	8	2006		1390		781		3132		131
2011	9	684	19	1779		1331		959		2766		365
2011	10	963	8	1004		1383		1380		3002		671
2011	11	987	5	1466		2560		1126		1432		616
2011	12	894	21	217		602		2357		3631		633



Ministerio de Medio Ambiente
Secretaría General para la Prevención de la Contaminación y el Cambio Climático

Dirección General del Instituto Nacional de Meteorología
CMT en Aragón, La Rioja y Navarra

Banco de Datos Climatología

Pº del Canal, 17
50071 ZARAGOZA



Campos incluidos:

Indicativo: Indicativo climatológico
 R_MAX_DIR: Dirección de la racha máxima mensual
 R_MAX_VEL: Velocidad de la racha máxima mensual
 R_MAX_DIA: Día de la racha máxima mensual
 R_MAX_HOR: Hora de la racha máxima mensual
 VEL36: Número de días con velocidad del viento >=36km/k
 VEL55: Número de días con velocidad del viento >=55km/k
 VEL91: Número de días con velocidad del viento >=91km/k
 DIR_VEL_10: Dirección de la velocidad máxima media mensual en 10'
 VEL_10: Velocidad máxima media mensual en 10'
 DIA_VEL_10: Día de la velocidad máxima media mensual en 10'
 HOR_VEL_10: Hora de la velocidad máxima media mensual en 10'
 REC24_MES: Recorrido total mensual del viento de 00 a 24
 REC24_DIA: Recorrido medio diario de 00 a 24
 REC24_MAX: Recorrido máximo diario de 00 a 24
 DIA_REC24_MAX: Día del recorrido máximo diario de 00 a 24
 REC77_MES: Recorrido total mensual del viento de 07 a 07 (desde la 07 del día de la fecha hasta las 07 del dia siguiente)
 REC77_DIA: Recorrido medio diario de 07 a 07 (desde la 07 del día de la fecha hasta las 07 del dia siguiente)
 REC77_MAX: Recorrido máximo diario de 07 a 07 (desde la 07 del día de la fecha hasta las 07 del dia siguiente)
 DIA_REC77_MAX: Día del recorrido máximo diario de 07 a 07 (desde la 07 del día de la fecha hasta las 07 del dia siguiente)
 DTV01: Distribución temporal del viento en el octante 1 (o cuadrante 1)
 DTV02: Distribución temporal del viento en el octante 2
 DTV03: Distribución temporal del viento en el octante 3 (o cuadrante 2)
 DTV04: Distribución temporal del viento en el octante 4
 DTV05: Distribución temporal del viento en el octante 5 (o cuadrante 3)
 DTV06: Distribución temporal del viento en el octante 6
 DTV07: Distribución temporal del viento en el octante 7 (o cuadrante 4)
 DTV08: Distribución temporal del viento en el octante 8
 DTCALMAS: Distribución temporal de calmas

Velocidad del viento en Km/h

Recorrido del viento en Km

Distribución temporal del viento por cuadrantes/octantes y calmas en décimas de hora

Hora de la racha máxima/velocidad máxima media en 10' en horas y minutos

Valores especiales de hora de la racha máxima/velocidad máxima media en 10':

9999: La racha máxima/velocidad máxima media en 10' se repite varias veces en el día

Si a lo largo del día faltan valores puntuales, pero se incluye la racha maxima, el grupo horario se cifrará:

8888: La racha máxima/velocidad máxima media en 10' se repite varias veces en el día.

Se sumará 6000 al grupo horario habitual (Ej: 7215 equivaldría a 7215-6000: 1215=12h 15m)

Unidades y valores especiales:

Horas UTC (Tiempo Universal Coordinado)

Dirección del viento en decenas de grado

Valores especiales dirección del viento:

99: Viento variable

88: Sin datos

0: Viento en calma


Frecuencia de viento a una determinada velocidad (Año 2010)

VEL (m/s)	VEL (km/h)	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
1	3,6	54	40	33	26	43	18	18	27	29	47	35	33
2	7,2	28	31	30	31	44	12	27	17	29	32	18	24
3	10,8	30	28	25	33	30	24	31	40	31	32	15	28
4	14,4	28	30	35	34	33	27	39	31	23	32	26	33
5	18	16	14	24	23	28	22	27	28	29	28	22	24
6	21,6	11	19	19	26	11	28	27	24	18	14	20	15
7	25,2	6	19	15	18	9	19	30	20	8	13	18	20
8	28,8	4	13	9	10	10	17	15	26	19	14	13	13
9	32,4	1	8	12	7	4	24	18	18	14	9	20	16
10	36	0	7	12	11	5	8	9	14	10	5	8	10
11	39,6	2	7	7	8	4	17	2	7	11	4	11	5
12	43,2	5	6	2	4	0	5	0	2	1	0	2	2
13	46,8	1	4	2	2	0	2	0	0	1	0	0	0
14	50,4	2	5	1	3	0	9	1	0	0	0	1	0
15	54	0	0	0	4	0	2	0	0	0	0	1	0
16	57,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	61,2	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0
18	64,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	68,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	72	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	75,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	79,2	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
23	82,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	86,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	90	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0


Frecuencia de viento a una determinada velocidad (Año 2011)

VEL (m/s)	VEL (km/h)	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
1	3,6	43	36	27	38	26	30	30	22	30	67	43	54
2	7,2	34	22	13	25	24	25	31	23	37	31	22	28
3	10,8	19	33	19	27	24	35	27	22	45	35	24	30
4	14,4	19	23	12	19	33	33	26	28	40	33	34	28
5	18	11	34	24	13	25	24	22	39	26	18	24	16
6	21,6	5	12	22	19	18	12	17	13	15	11	14	11
7	25,2	15	11	18	16	22	17	17	31	11	9	8	6
8	28,8	8	5	16	18	9	8	22	21	1	3	12	4
9	32,4	10	5	12	5	8	8	12	14	7	4	7	1
10	36	15	4	10	7	10	8	3	6	5	4	4	0
11	39,6	5	2	9	2	7	5	4	8	0	1	2	2
12	43,2	1	1	7	0	4	1	6	2	0	0	4	5
13	46,8	4	1	1	2	0	0	0	0	0	0	1	1
14	50,4	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	2
15	54	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	57,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	61,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	64,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	68,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	72	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	75,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	79,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	82,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	86,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	90	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

4. ANEXO ELEMENTOS AEROGENERADORES Y SUBESTACIÓN

ÍNDICE

4.1 Prysmian Retenax Flam N RV 0,6/1kV 4x3x240mm2.....	68
4.2 Celdas de aerogeneradores (DVCAS 36 kV).....	69
4.3 Seccionador 132 kV (Seccionador giratorio de doble apertura lateral (MESA))..	72
4.4 Disyuntor 132 kV LTB-D (ABB).....	73
4.5 Autoválvulas 20 kV (INAEL).....	74
4.6 Autoválvulas 132 kV (INAEL).....	74
4.7 Transformadores de tensión.....	75
4.7.1 Transformador de tensión 20 kV (RITZ).....	75
4.7.2 Transformador de tensión 132 kV (ABB).....	75
4.8 Transformadores de intensidad.....	76
4.8.1 Transformador de intensidad 20 kV (RITZ).....	76
4.8.2 Transformador de intensidad 132 kV (ABB).....	77

4.1 PRYSMIAN RETENAX FLAM N RV 0,6/1 KV 4 X 3 X 240 MM²

baja tensión

cables para instalaciones interiores o receptoras

REtenax Flam N

Tensión nominal: 0,6/1 KV Norma técnica: UNE 21123-2 Designación genérica: RV

CARACTERÍSTICAS CABLE

No propagación de la llama
UNE 60332-1-2No propagación del humo
UNE 60332-4Reducción de halógenos
UNE 60332-1-1

Resistencia a la absorción de agua



Resistencia al fuego



Resistencia a los rayos ultravioleta



Resistencia a los agentes químicos



Resistencia a los aceites y aceites

- Norma constructiva: UNE 21123-2.
- Temperatura de servicio (instalación fija): -25 °C, +90 °C. (Cable termoestable).
- Tensión nominal: 0,6/1 KV.
- Ensayo de tensión en ca. durante 5 minutos: 3500 V.

Ensayos de fuego:

- No propagación de la llama: UNE EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-02.
- No propagación del incendio: UNE EN 50266-2-4; IEC 60332-3-24.
- Reducción de emisión de halógenos: UNE EN 50267-2-1; IEC 60754-1; Emisión CIH < 14%.

DESCRIPCIÓN

CONDUCTOR

Metal: Cobre e electrotróxico recocido.

Flexibilidad: Rígido, clase 1 (hilobrônico) hasta 4 mm²; rígido clase 2 (varios hilos) desde 6 mm²; según UNE EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.



AISLAMIENTO

Material: Mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DMX3 según HD 603-1.

Colores: Amarillo/verde, azul, gris, marrón y negro; según UNE 21089-1.

(Ver tabla de colores según número de conductores).

CUBIERTA

Material: Mezcla de policloruro de vinilo (PVC), tipo DMV-18 según HD 603-1.

Color: Negro.

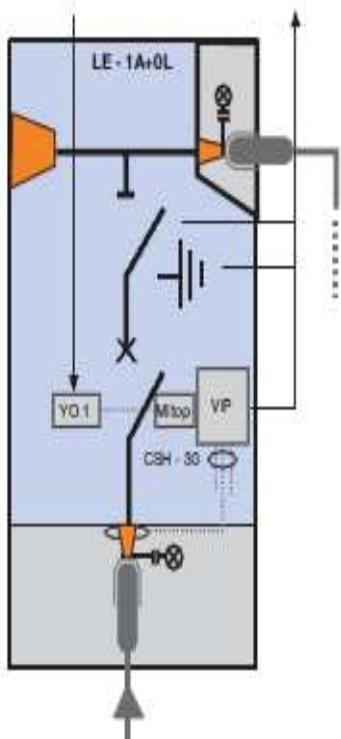
APLICACIONES

- * Instalaciones subterráneas en general e instalaciones al aire en las que la flexibilidad no es una necesidad imperiosa y no es obligatorio Atumex (AS).
 - Redes subterráneas de distribución e instalaciones subterráneas (ITC-BT 07).
 - Redes subterráneas de alumbrado exterior (ITC-BT 09).
 - Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20); salvo obligación de Atumex (AS) (ver ITC-BT 28 y R.D. 2267/2004).
 - Locales con riesgo de incendio o explosión (ITC-BT 29); salvo obligación de Atumex (AS) (ver RD 2267/2004).

4.2 CELDAS DEL AEROGENERADOR (DVCAS-36 KV)

DVCAS
Grupos funcionales

Función de protección 1A



Cada celda modular con función de protección 1A se compone de:

- Bastidor metálico autosostiene
- Compartimento de mecanismos de mando y relés
 - Mando del seccionador
 - Mando del interruptor automático
 - Relé de protección VIP
 - Motor para el mando del interruptor automático (opcional)
- Compartimento de cables de MT
 - Pasatapas para conexión de cables
 - 3xSensores de intensidad de fase CRc
- Cuba estanca, de acero inoxidable:
 - Embarrado
 - Seccionador de tres posiciones
 - Interruptor automático

Existen dos modelos, dependiendo de si incorpora remonte a barras mediante pasatapas superior derecho o no.

Cualquier conexión de unidades funcionales tipo 1L ó 0LT, se realiza siempre por la izquierda.

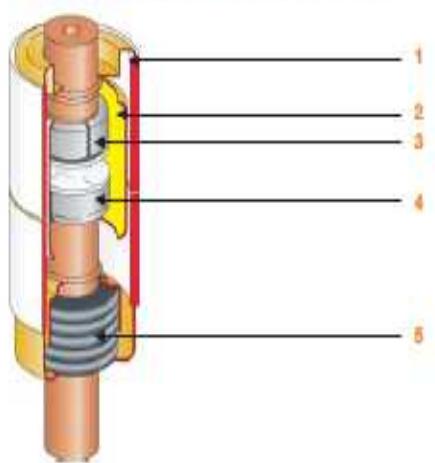
En caso de no ser necesaria la conexión de ningún otro módulo por la izquierda de la función 1A, los zócalos de conexión son equipados con tapones aislantes.

El interruptor automático de corte en vacío incorporado en las celdas DVCAS, cumple con los requerimientos de la norma CEI 62271-100.

Características eléctricas del interruptor automático

Frecuencia	(Hz)	50
Tensión asignada	(kV)	36
Nivel de aislamiento		
A frecuencia industrial (50-60 Hz/1min)	(kV)	70
A onda de choque tipo rayo (1.2/50 µs)	(kV pico)	170
Intensidad nominal asignada	(A)	630
Intensidad nominal de corta duración	(kVs)	20/3
Intensidad nominal de corte en cortocircuito	(kA)	20
Capacidad de cierre contra cortocircuito	(kA pico)	50
Secuencia nominal de operación		
Endurancia eléctrica	(Clase)	E2
Endurancia mecánica	(Clase / Op)	M1/2000

Componentes del interruptor de vacío



- 1 Cámara cerámica
- 2 Pantalla
- 3 Contacto fijo
- 4 Contacto móvil
- 5 Fueles metálicos

Función de entrada de línea 0L

DVCAS
Grupos funcionales

Función remonte: 0L

Para acceder a los cables de media tensión en la función 0L de forma segura, se deberá poner previamente a tierra el seccionador de puesta tierra del aerogenerador posterior.

La celda modular DE-0L también puede ser utilizada para la realización de la salida, utilizando una segunda terna de cables.

Cada celda modular con función de salida de línea 0L se compone de:

- Bastidor metálico autosostante
- Detectores de presencia de tensión
- Compartimento de cables de MT
 - Pasatapas para conexión de cables
 - Bridas para sujeción de cables de MT

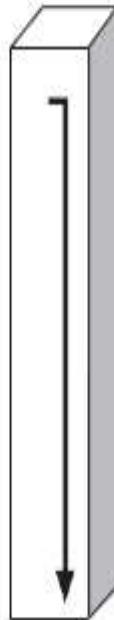
Función de remonte con puesta a tierra 0LT+0LT+0LT

Se puede requerir únicamente un seccionador de puesta a tierra para realizar las entradas y salidas de la línea en un aerogenerador. Para ello se puede utilizar un módulo funcional DVCAS RE-0LT que permite la conexión de hasta 3 cables por fase para realizar las entradas y salida de línea.

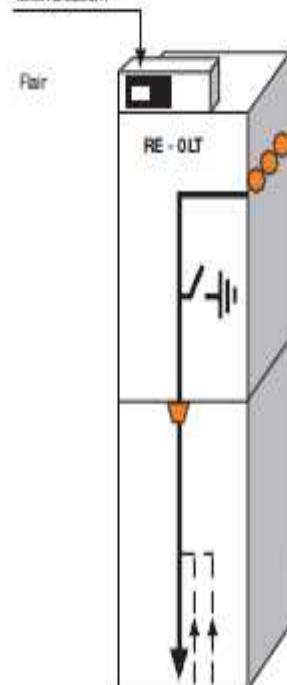
Debe prestarse especial atención a la utilización adecuada de enclavamientos que impidan realizar bajo tensión la puesta a tierra accidental de todo el circuito de MT.

Los componentes de este módulo, son los mismos que los del módulo de entrada de línea 1L, considerando que no incorpora la función interruptor de línea ni sus elementos asociados.

LE - 0L



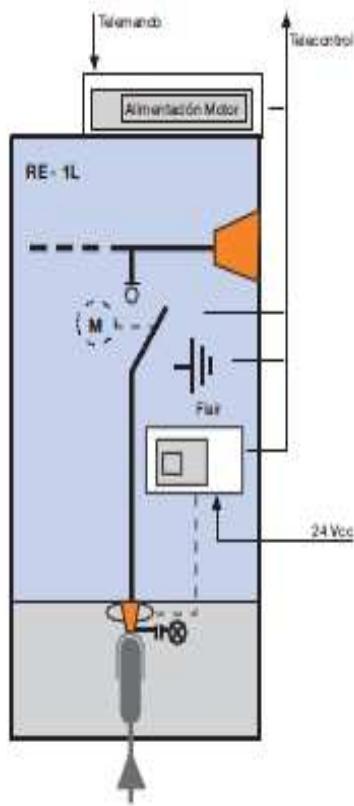
Tendición



DVCAS

Grupos funcionales

Función de entrada de línea 1L



Función interruptor-seccionador: 1L

La función de entrada de línea desde el aerogenerador anterior, en las redes de MT de parques eólicos, se recomienda realizarla mediante una celda modular DVCAS equipada con interruptor-seccionador de 3 posiciones 1L, ya que entre otros motivos:

- Minimiza los tiempos de parada por defectos.
- Facilita la localización de defectos.
- Reduce las paradas por trabajos de mantenimiento.
- Optimiza los trabajos de energización.

Cada celda modular con función de línea 1L se compone de:

- Bastidor metálico autoportante
- Compartimento de mecanismos de mando
 - Mando del interruptor-seccionador
 - Motor para el mando (opcional)
- Compartimento de cables de MT
 - Pasatapas para conexión de cables
 - Detector de paso de falta Flair (opcional)
- Cubierta estanca, de acero inoxidable
 - Embarrado
 - Interruptor-seccionador de 3 posiciones

Existen dos modelos, dependiendo de sus posibilidades de interconexión: RE-1L, DE-1L. La conexión de la función 1L a la función de protección 1A, se realiza siempre por la derecha, mediante biconos monofásicos con aislante elastomérico apantallado.

Características

El interruptor-seccionador de 3 posiciones incorporado en las celdas DVCAS, cumple con los requerimientos de las normas CEI 60265-1 (CEI 62271-103) para los interruptores y CEI 62271-102 para los seccionadores y seccionadores de puesta a tierra.

Características eléctricas

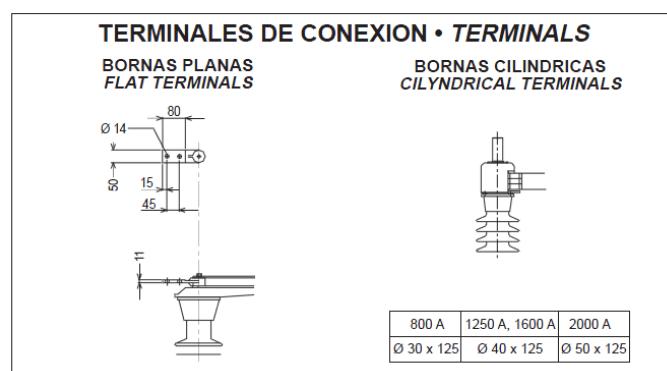
Frecuencia	(Hz)	50
Tensión asignada	(V)	36
Nivel de aislamiento		
A frecuencia industrial (30/1min)	(W)	70
A onda de choque (1.2/50 µs)	(W pico)	170
Interruptor - seccionador		
Intensidad nominal	(A)	530
Endurancia eléctrica	(Clase / Op)	E3/100
Endurancia mecánica	(Clase / Op)	M1/1000
Intensidad nominal corta duración	(mA/s)	20/3
Capacidad de cierre contra cortocircuito	(mA)	50
Endurancia eléctrica	(Clase / Op)	E3/5
Función seccionador de puesta a tierra		
Intensidad nominal corta duración	(mA/s)	20/3
Capacidad de cierre contra cortocircuito	(mA)	50
Endurancia eléctrica	(Clase / Op)	E2/5
Endurancia mecánica	(Clase / Op)	M0/1000

Los detectores de paso de falta tipo Flair en la entrada de línea permiten una gestión avanzada de las redes de MT de los parques eólicos.

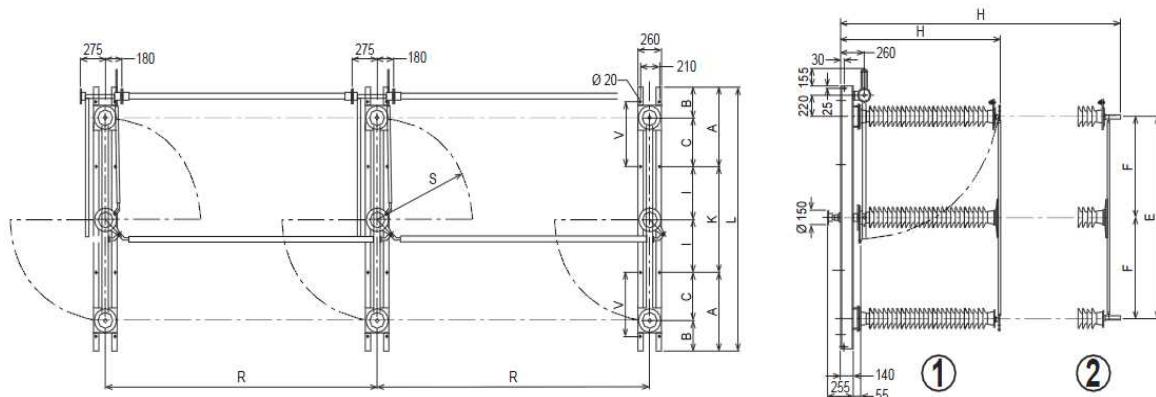
La optimización de la gestión es máxima si se motorizan los módulos de entrada de los interruptores-seccionadores 1LM, pudiendo así detectar las faltas y reponer el servicio en la parte de la red no afectada, de forma inmediata.

4.3 SECCIONADOR 132 KV (SECCIONADOR GIRATORIO DE DOBLE APERTURA LATERAL (MESA))

DIMENSIONES DIMENSIONS



B SG3CP, SG3C, SG3CPT, SG3CT. $U_n = 145 \text{ kV}$ $800 \text{ A} \leq I_n \leq 1250$

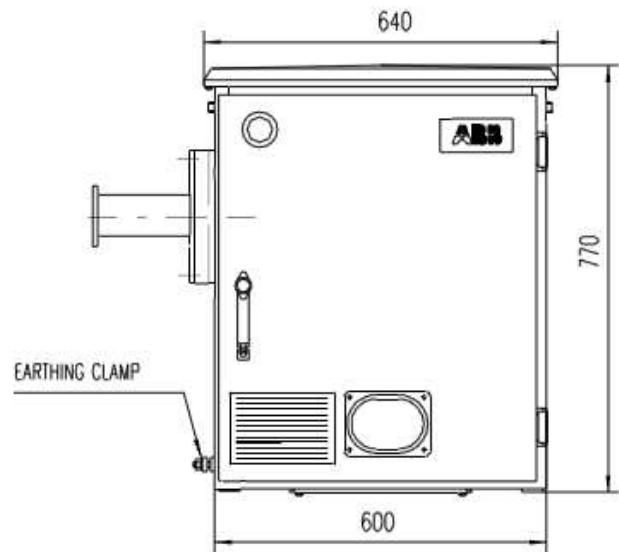


DIMENSIONES • DIMENSIONS

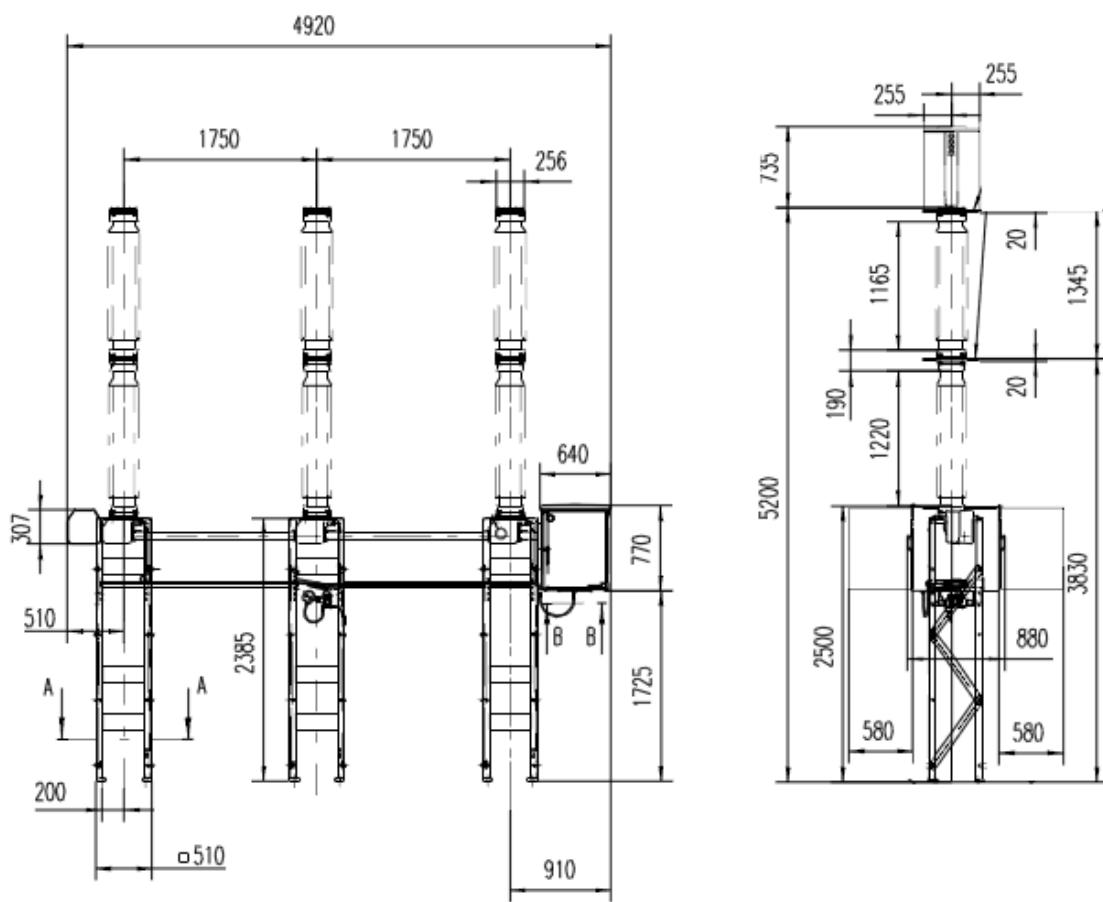
SECCIONADOR DISCONNECTOR		SECCIONADOR CON PUESTA A TIERRA DISCONNECTOR WITH EARTHING BLADES		DIMENSIONES DIMENSIONS													
REFERENCIA REFERENCE	PESO WEIGHT	REFERENCIA REFERENCE	PESO WEIGHT	A	B	C	D	E	F	H		SG3C	SG3CP	SG3CT	(2) R	S	V
										SG3CPT	SG3CT-145/800	SG3C	SG3CP-145/800	SG3CT-145/1250			

B ①	SG3CP-145/800	SG3C-145/800	1432	SG3CPT-145/800	SG3CT-145/800	1495	815	315	500	-	2100	1050	1875	1770	550	1100	2730	-	3000	1020	600	
	SG3CP-145/1250	SG3C-145/1250		SG3CPT-145/1250	SG3CT-145/1250		SG3CPT-170/800	SG3CT-170/800	SG3CPT-170/1250	SG3CT-170/1250	1525	815	315	500	-	2400	1200	2075	1960	700	1400	3030
	SG3CP-170/1250	SG3C-170/1250		SG3CPT-170/1250	SG3CT-170/1250		SG3CPT-245/800	SG3CT-245/800	SG3CPT-245/1250	SG3CT-245/1250	2045	715	315	400	-	3000	1500	2675	2560	1100	2200	3630
②	SG3CP-245/800	SG3C-245/800	2000	SG3CPT-245/800	SG3CT-245/800	2045	SG3CPT-245/1250	SG3CT-245/1250	SG3CPT-245/1250	SG3CT-245/1250	2045	715	315	400	-	3000	1500	2675	2560	1100	2200	3630
	SG3CP-245/1250	SG3C-245/1250		SG3CPT-245/1250	SG3CT-245/1250		SG3CPT-245/1250	SG3CT-245/1250	SG3CPT-245/1250	SG3CT-245/1250	2045	715	315	400	-	4500	1468	500	4500	1468	500	
	SG3CP-245/1250	SG3C-245/1250		SG3CPT-245/1250	SG3CT-245/1250		SG3CPT-245/1250	SG3CT-245/1250	SG3CPT-245/1250	SG3CT-245/1250	2045	715	315	400	-	4500	1468	500	4500	1468	500	

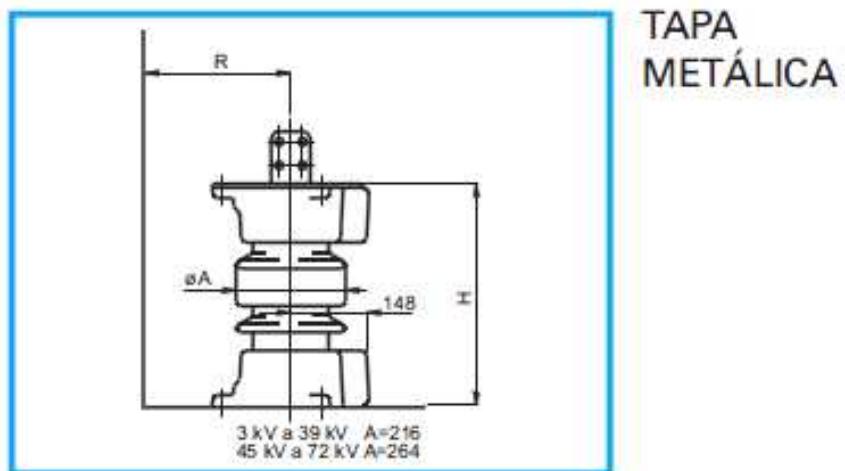
4.4 DISYUNTOR 132 KV LTB D (ABB)



LTB D1/B 72.5 - 170 kV
Three column stand, three pole operation

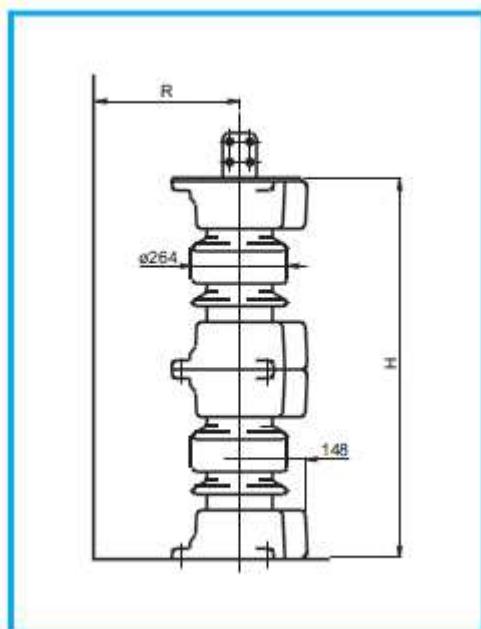


4.5 AUTOVÁLVULA 20 KV (INAEL)



Referencia	Tensión asignada U _e	Tensión continua U _c *	Altura total H	Distancia en el aire	Peso neto	Separaciones mínimas	
	kV	kV	mm	mm	kg	A **	R ***
8110D0001J021	21	17.0	638	38.6	517	406	254

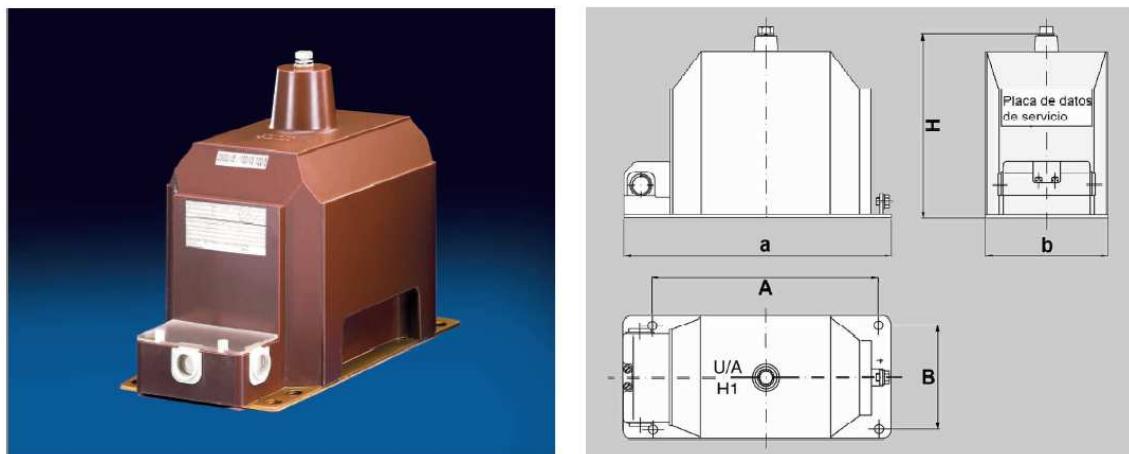
4.6 AUTOVÁLVULA 132 KV (INAEL)



Referencia	Tensión asignada U _e	Tensión continua U _c *	Altura total H	Distancia en el aire	Peso neto	Separaciones mínimas	
	kV	kV	mm	mm	kg	A **	R ***
8110D0001J120	120	98	3094	125	1392	1194	914

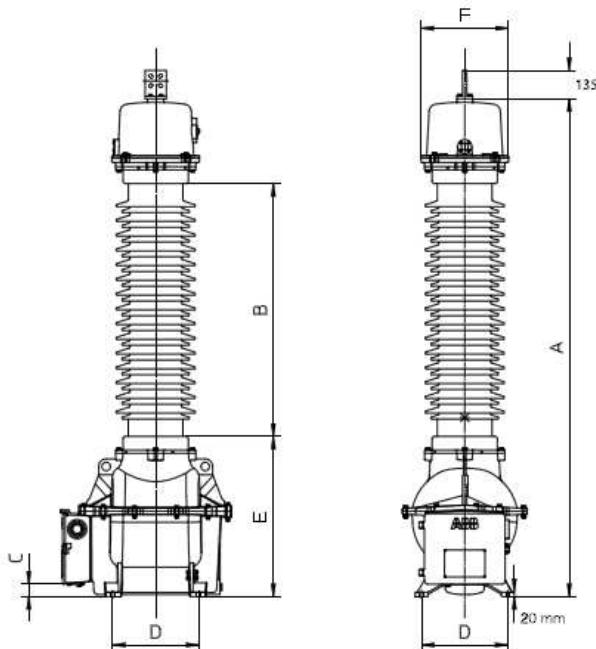
4.7 TRANSFORMADORES DE TENSIÓN

4.7.1 Transformador de tensión 20 kV (RITZ)



Tipo VES Dimensiones mm	
	VES 24
A	280
B	150
a	354
b	178
H	280

4.7.2 Transformador de tensión 132 kV (ABB)



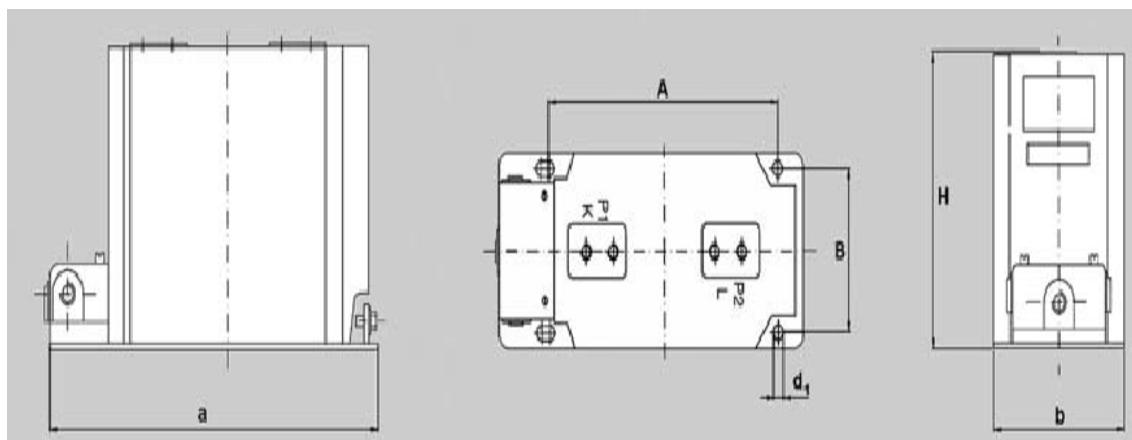
EMF 123-170

Nota! Los terminales primarios
deberán ser montados en el sitio

Tipo	A Altura total mm	B Distancia de contorneo mm	C Altura a la caja de bornes mm	D Dimensiones del agujero de fijación mm	E Altura plano de tierra mm	F Diámetro del vaso de expansión mm
EMF 145	2362	1200	65	410 x 410	760	416

4.8 TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD

4.8.1 Transformador de intensidad 20 kV (RITZ)

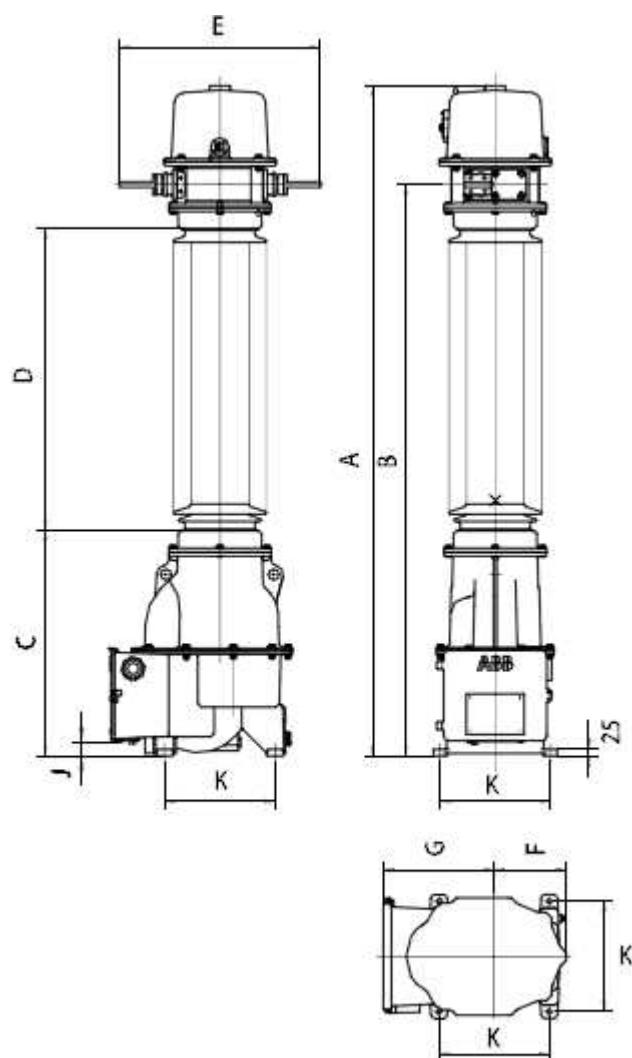


Tipo ASS Dimensiones mm

	ASS 24
A	280
B	150
a	355
b	178
d ₁	14
H	280

Technical drawing showing the dimensions for ASS 24 current transformers. It includes two connection options: one for currents > √3 1500 A and another for < 1500 A - √3 2500 A. The drawing shows two vertical legs with mounting holes and a central horizontal bar with a width of 40 mm. Dimensions shown are 32, 220, and 32.

4.8.2 Transformador de intensidad 132 kV (ABB)



IMB 36 - 170

Tipo	A	B	C	D	E	F	G	H	J	K
	Altura total	Altura al borne primario	Altura plano de tierra	Distancia de contorneo	Distancia entre los bornes primarios		Dimensión del tanque inferior		Altura a la caja de bornes	Separación entre los agujeros de montaje
	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm
IMB 145 ¹	2490	2125	850	1120	745	270	410	460	55	410

ESCUELA DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA UNIVERSIDAD DE ZARAGOZA



**Escuela de
Ingeniería y Arquitectura
Universidad Zaragoza**

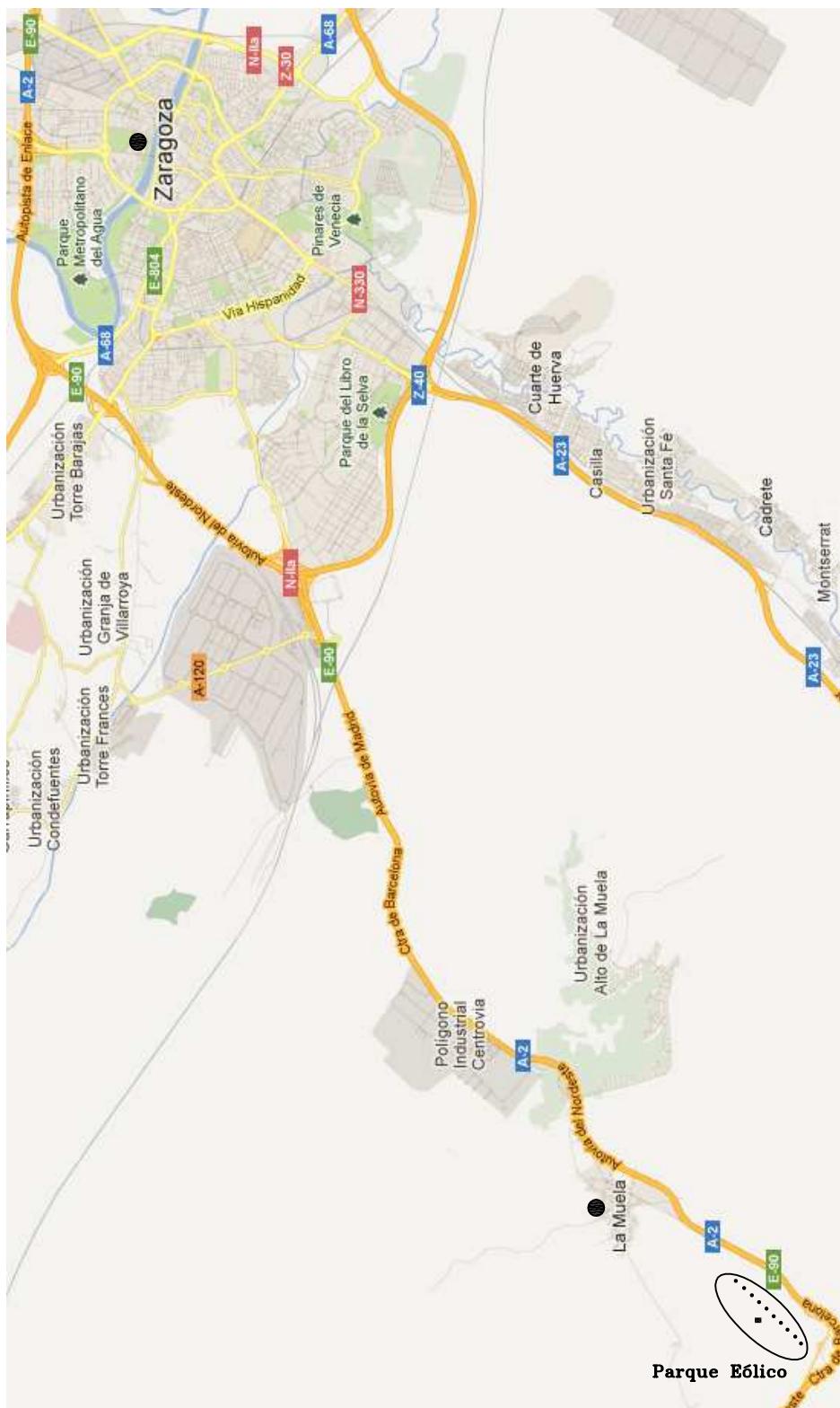
**PROYECTO FIN DE CARRERA
ESPECIALIDAD: ELECTRICIDAD**

LISTADO DE PLANOS PARQUE EÓLICO DE 20 MVA CON EVACUACIÓN A 132 KV

**AUTOR: MARLON VILLALVA QUINCHIMBA
TUTOR: ÁNGEL SANTILLÁN LÁZARO
DICIEMBRE 2012**

ÍNDICE

1. Plano de localización 1	2
2. Plano de localización 2	3
3. Plano unifilar Parque Eólico	4
4. Plano unifilar S.E.T	5
5. Plano de planta S.E.T	6
6. Plano de perfil S.E.T	7
7. Plano de planta edif. de celdas y control	8
8. Plano de perfil edif. de celdas y control	9
9. Plano iluminación edif. de celdas y control	10
10. Plano de tierra aerogenerador	11
11. Plano de tierra S.E.T	12
12. Plano de zanja aerogenerador	13
13. Plano de zanja S.E.T	14
14. Plano de CC Parque Eólico	15



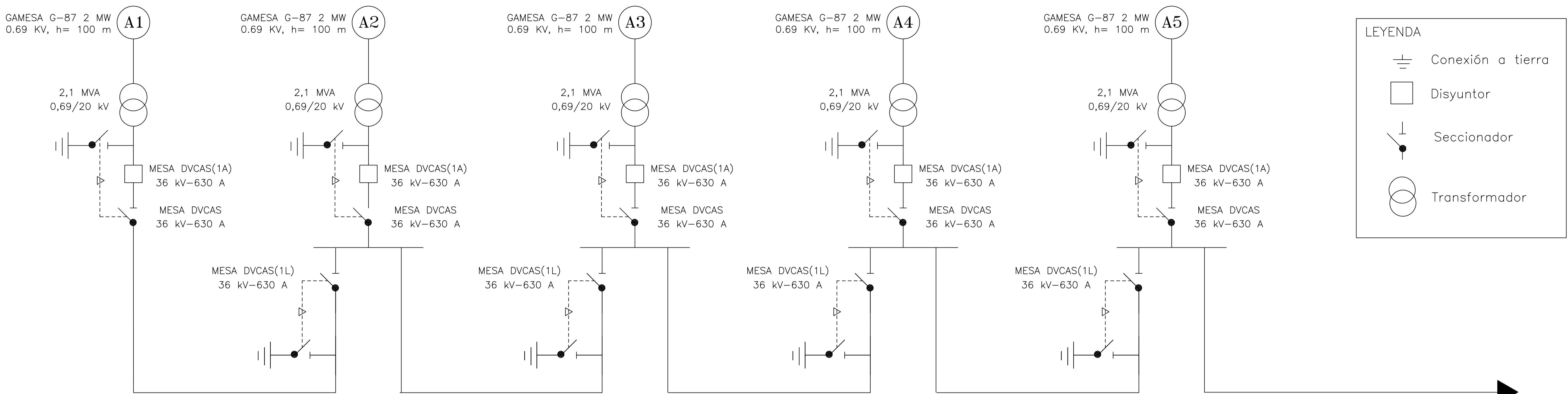
Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
15/11/2012	Marlon Villalva		
Escala: 1:5000			Plano: 1
			Hoja: 2
			Especialidad: Electricidad

PLANO DE
LOCALIZACIÓN

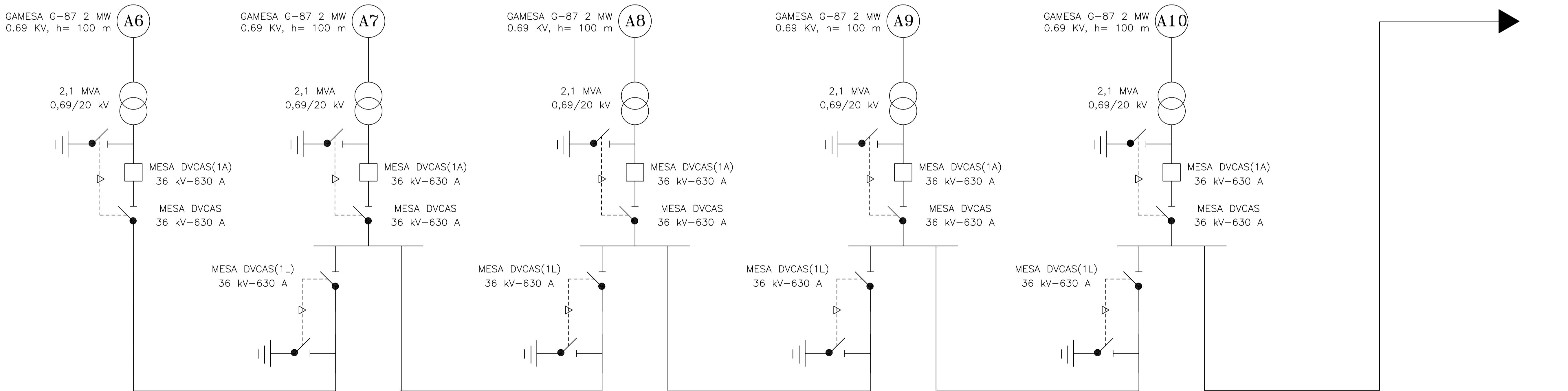


Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA	
15/11/2012	Marlon Villalva			
Escala: 1:500	Plano: 2 Hoja: 3 Especialidad: Electricidad			
PLANO DE LOCALIZACIÓN				

CIRCUITO AEROGENERADORES 1



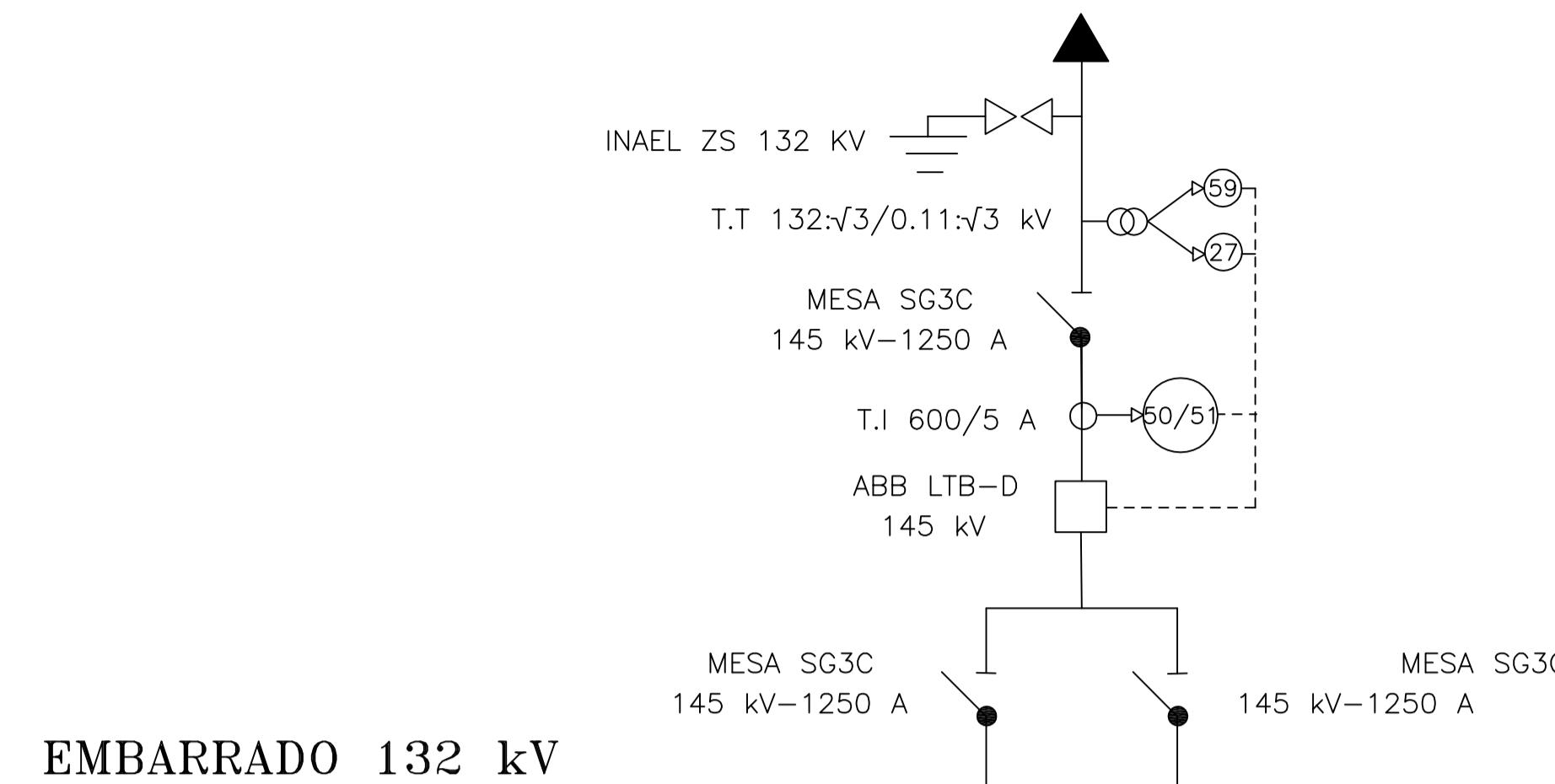
A EDIFICIOS DE CELDAS Y CONTROL



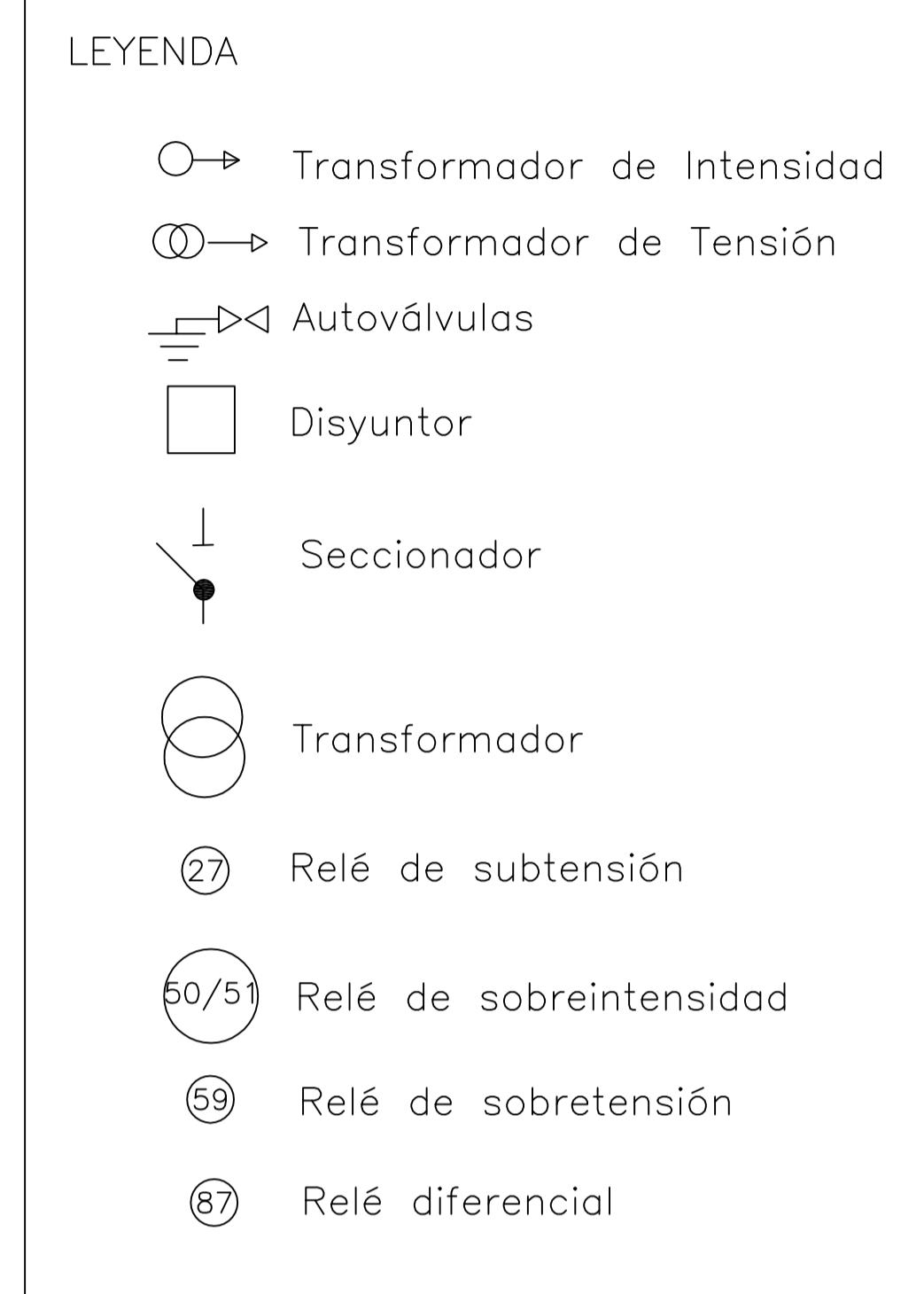
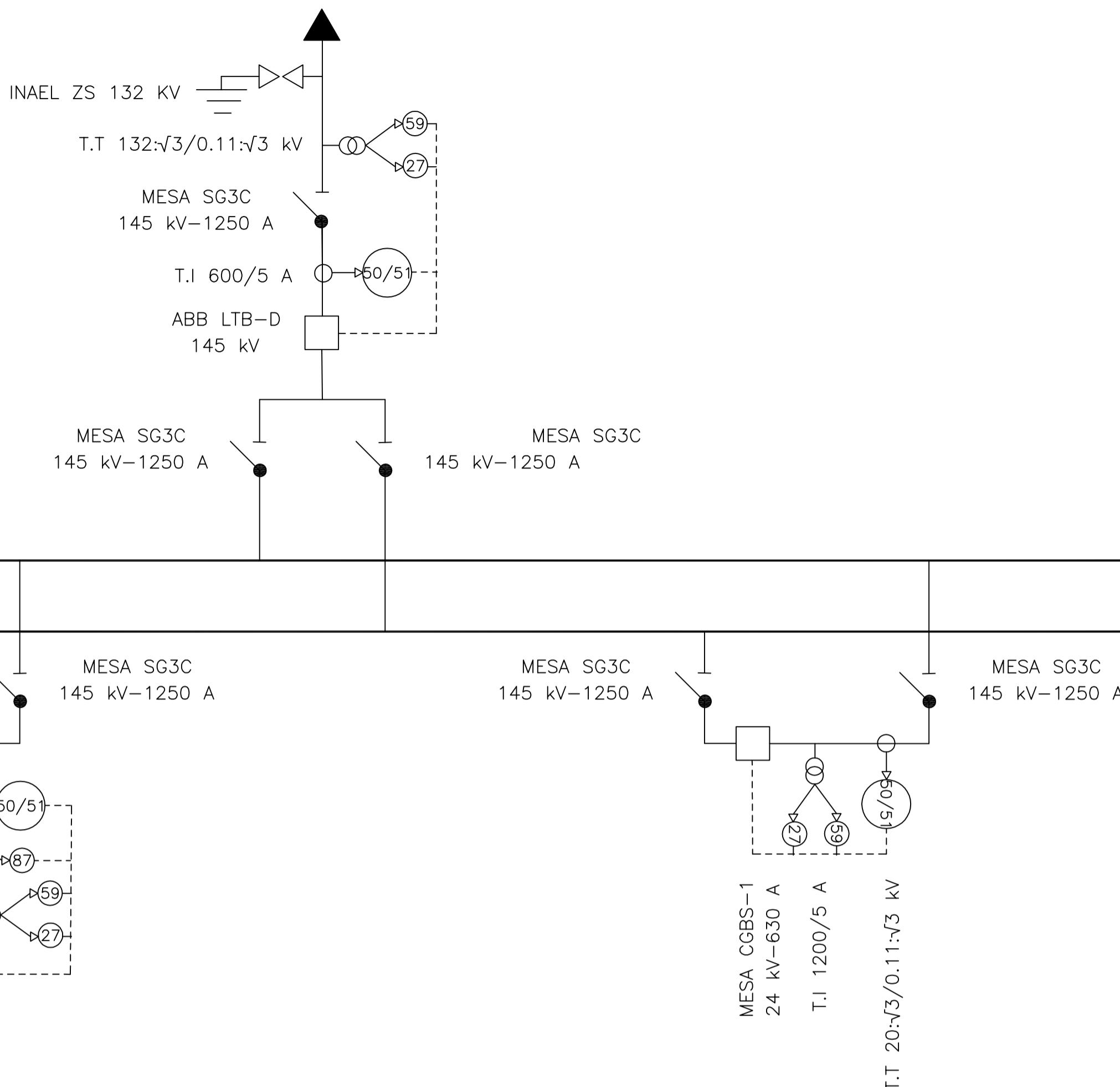
CIRCUITO AEROGENERADORES 2

Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
15/11/2012	Marlon Villalva		
Escala: S/E	PLANO UNIFILAR PARQUE EÓLICO	Plano: 3 Hoja: 4 Especialidad: Electricidad	

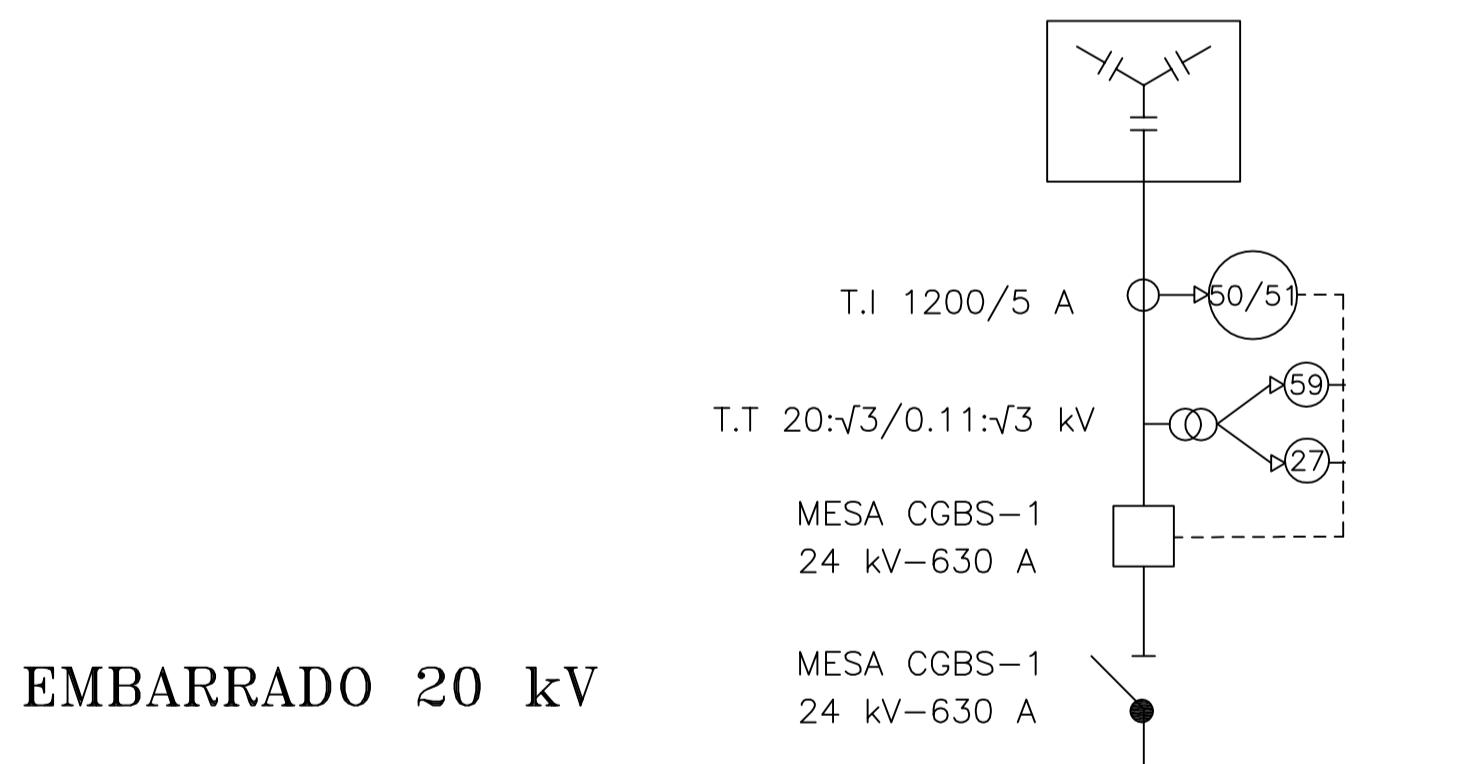
LÍNEA DE SALIDA 1



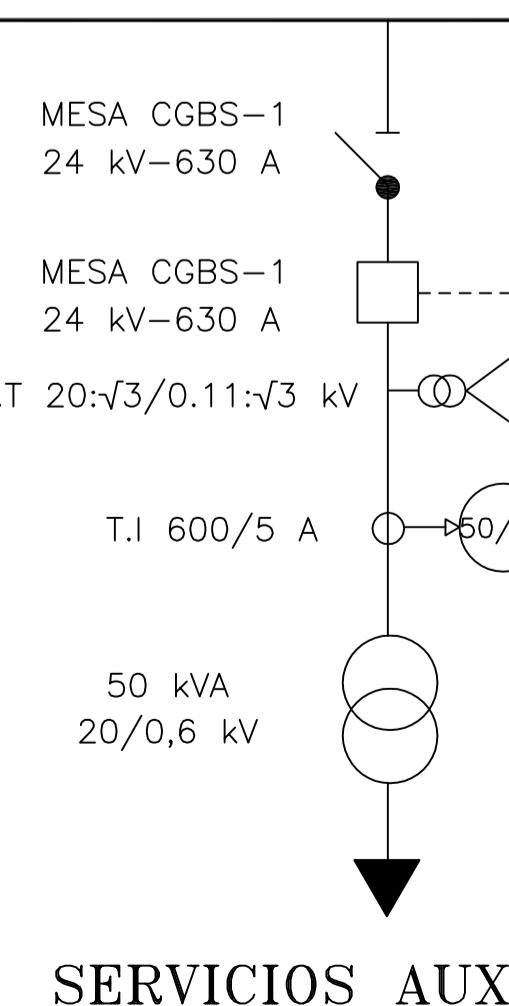
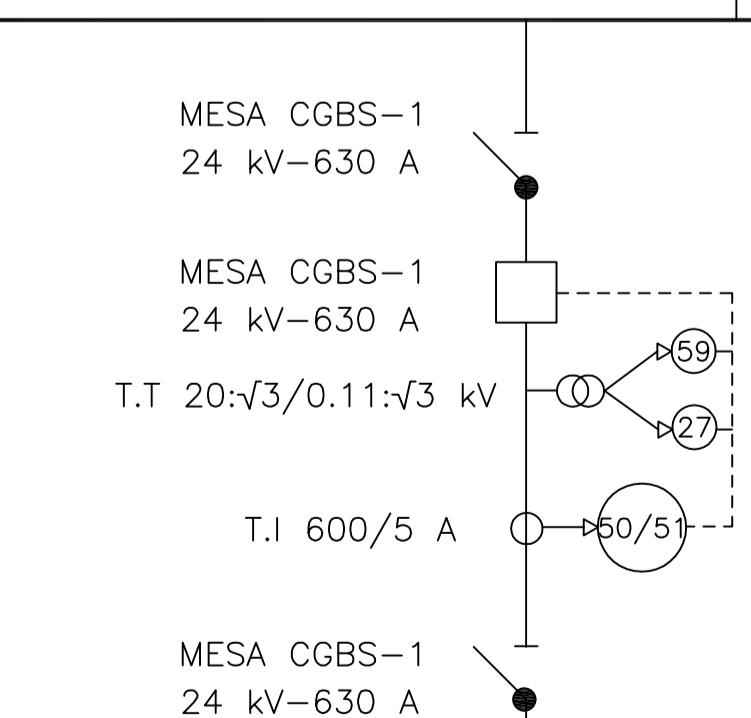
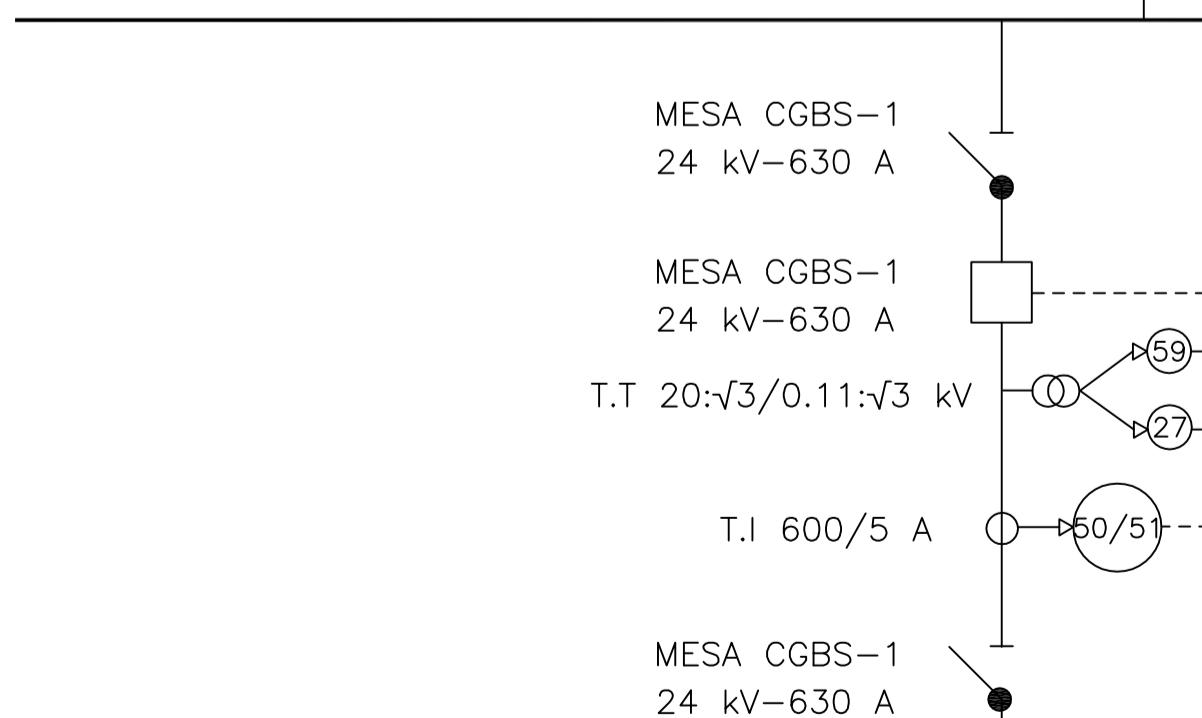
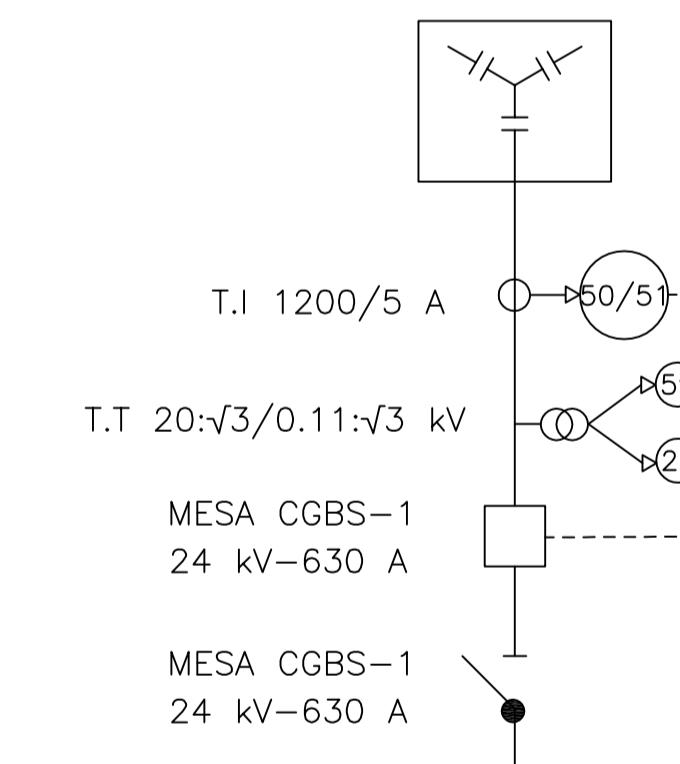
LÍNEA DE SALIDA 2



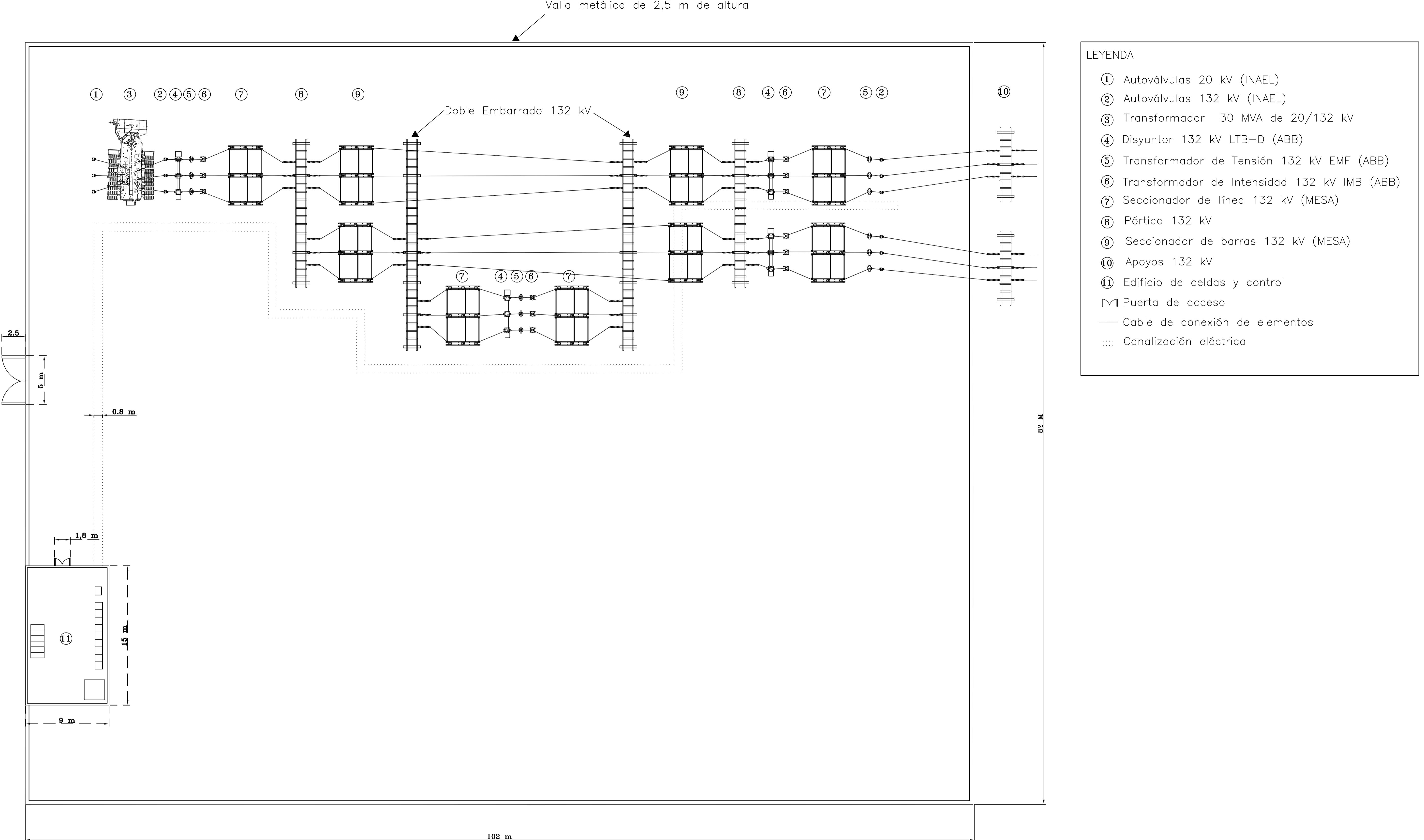
BATERÍA DE CONDENSADORES 1



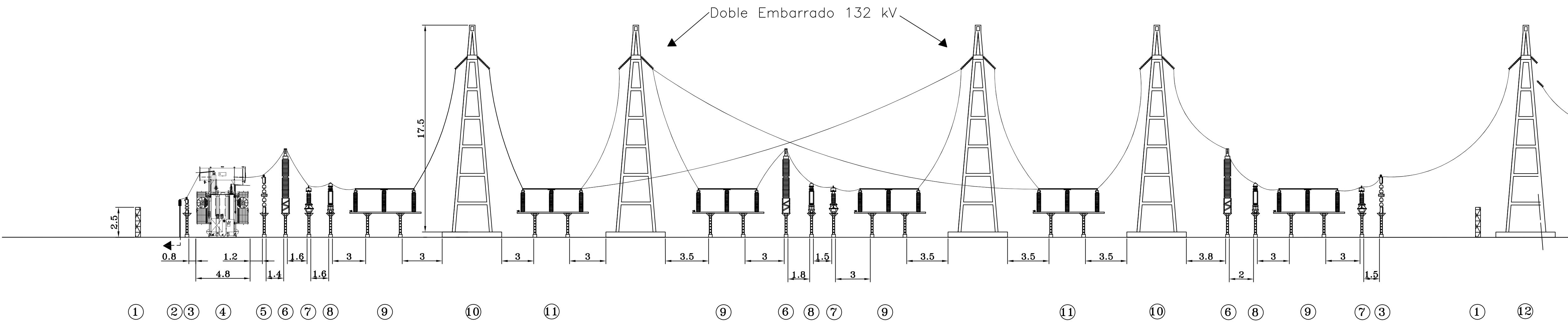
BATERÍA DE CONDENSADORES 2



Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
15/11/2012	Marlon Villalva		
Escala:			Plano: 4
S/E	PLANO UNIFILAR S.E.T		Hoja: 5
			Especialidad: Electricidad



Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
15/11/2012	Marlon Villalva		
Escala:			Plano: 5
1:200	PLANO DE PLANTA S.E.T		Hoja: 6 Especialidad: Electricidad



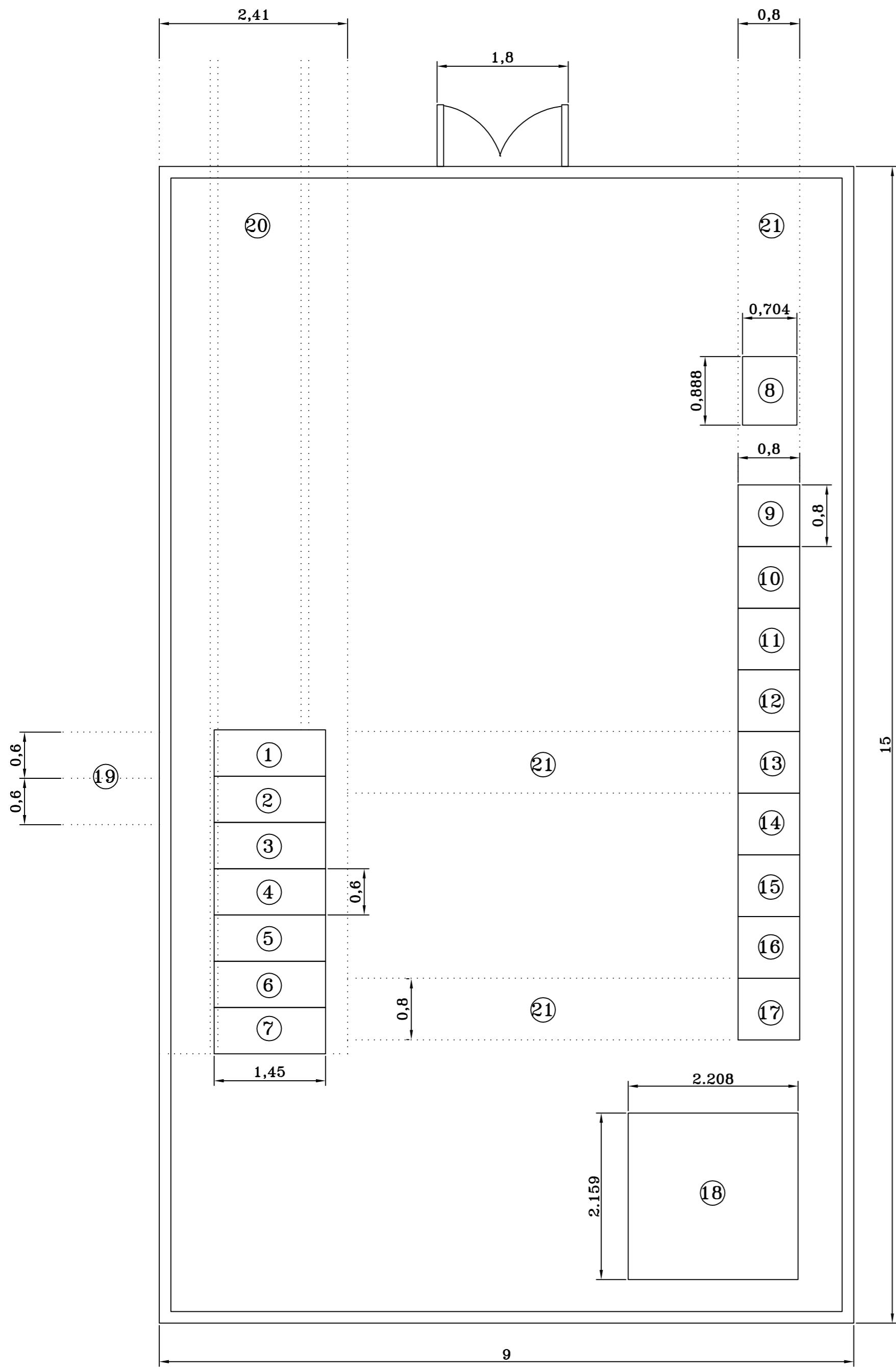
LEYENDA

- ① Valla metálica de 2,5 m de altura
- ② Botella terminal
- ③ Autoválvulas 20 kV (INAEL)
- ④ Autoválvulas 132 kV (INAEL)
- ⑤ Transformador 30 MVA de 20/132 kV
- ⑥ Disyuntor 132 kV LTB-D (ABB)
- ⑦ Transformador de Tensión 132 kV EMF (ABB)
- ⑧ Transformador de Intensidad 132 kV IMB (ABB)
- ⑨ Seccionador de línea 132 kV (MESA)
- ⑩ Pórtico 132 kV
- ⑪ Seccionador de barras 132 kV (MESA)
- ⑫ Apoyos 132 kV
- ← Cable AL Voltalene H Compact 3x1x240 mm²

COTAS EN METROS

Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
15/11/2012	Marlon Villalva		
Escala:			Plano: 6
1:200			Hoja: 7
			Especialidad: Electricidad

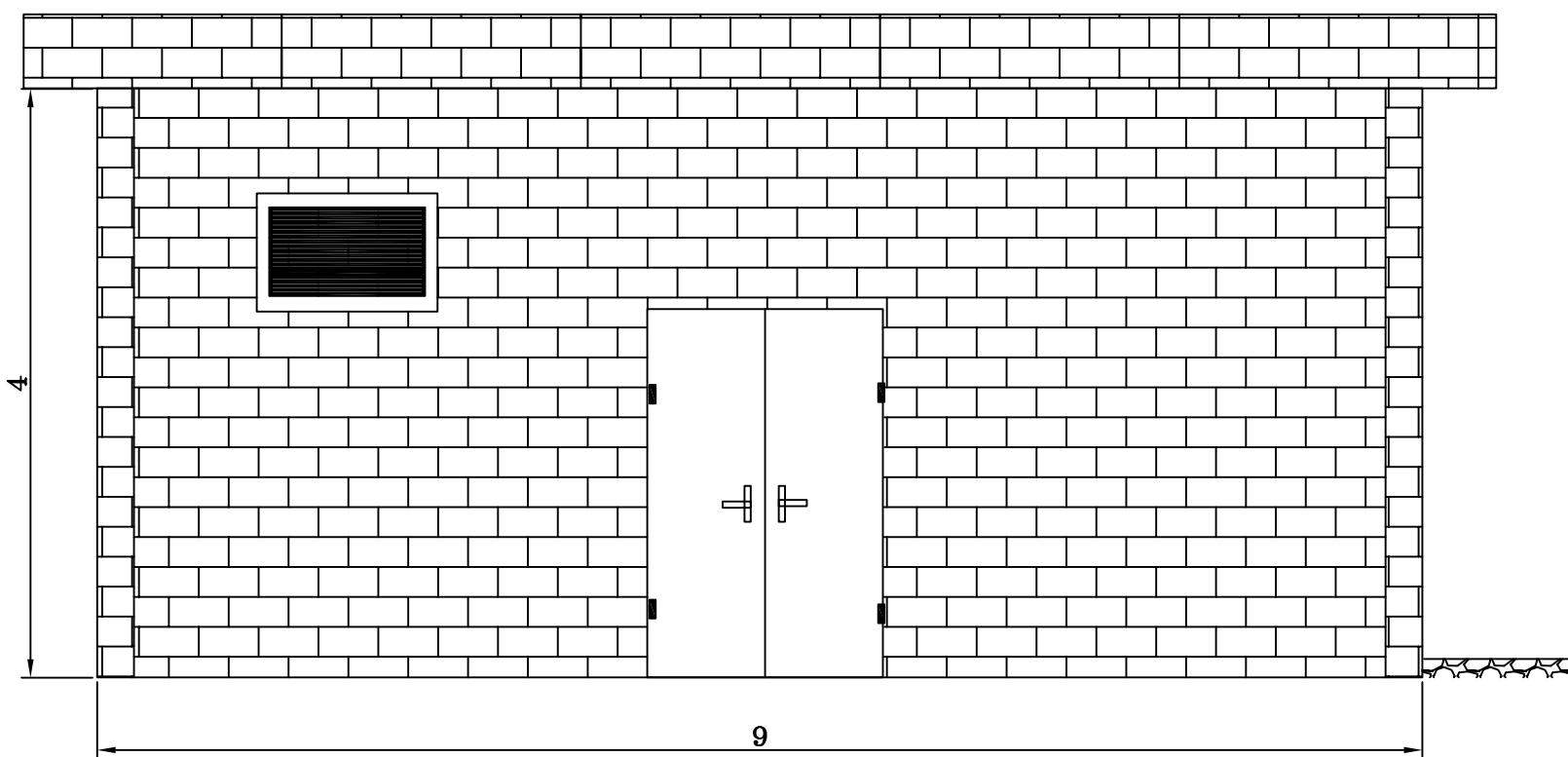
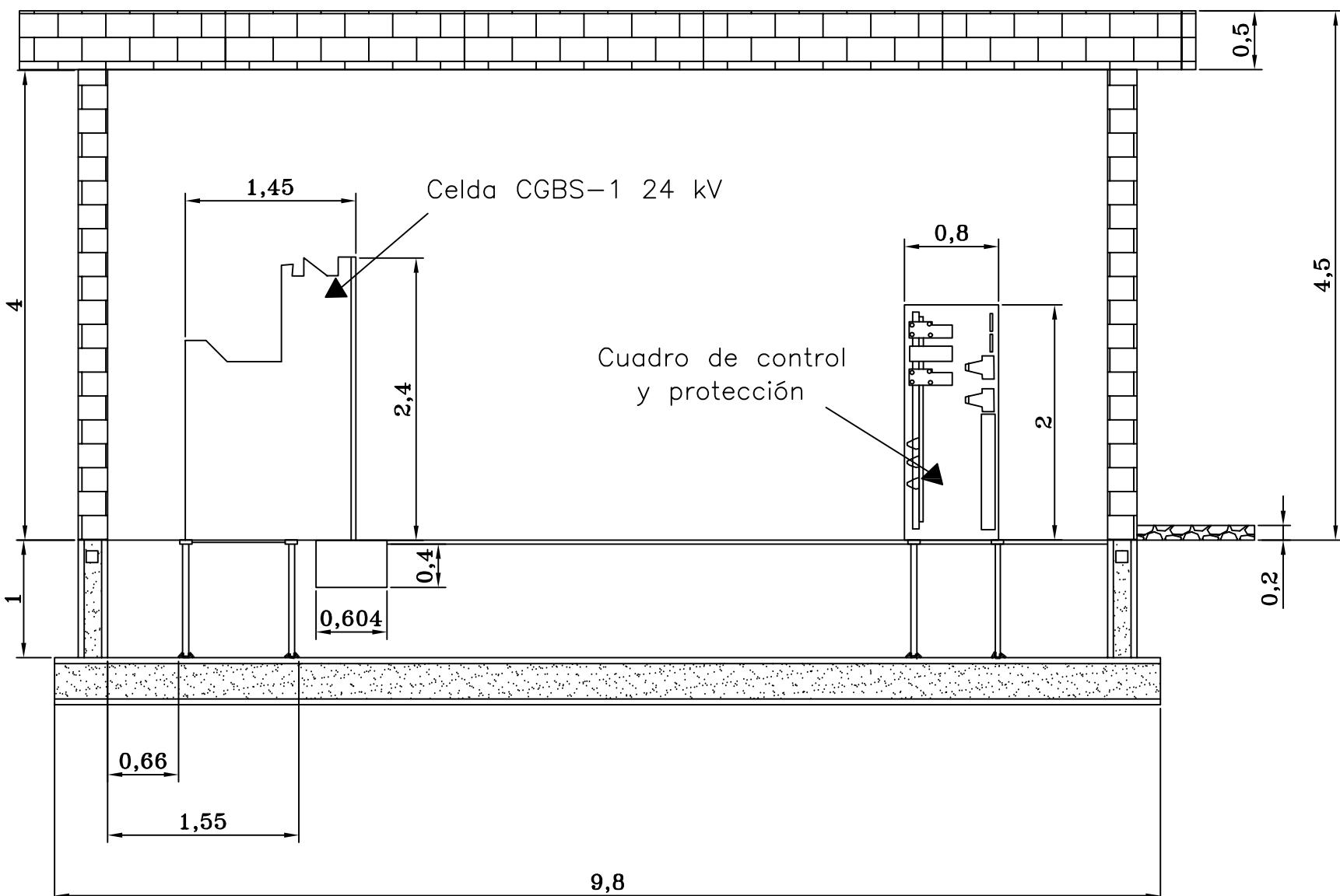
PLANO DE
PERFIL S.E.T



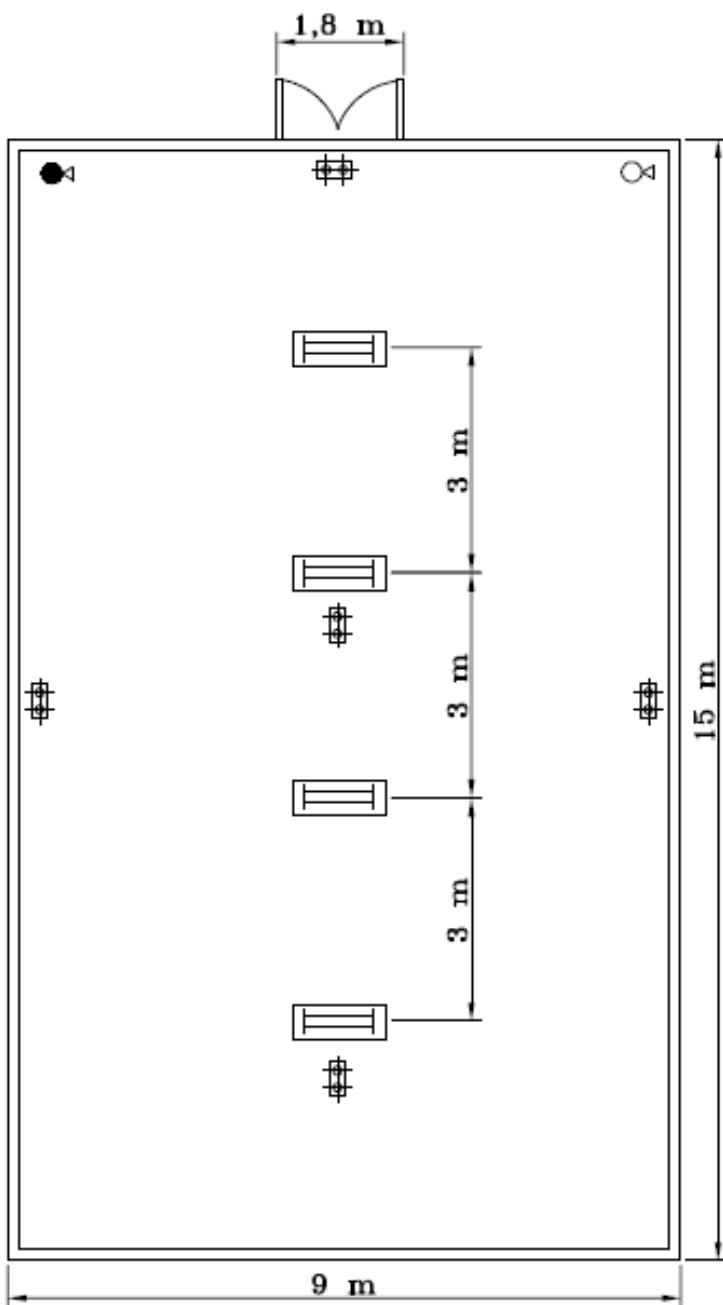
LEYENDA

- ① Celda de entrada y protección C.A.1
 - ② Celda de entrada y protección C.A.2
 - ③ Celda de protección transformador lado 20 kV
 - ④ Celdad e protección transformador SS-AA
 - ⑤ Celda de protección de la Bat. de Condensadores 1
 - ⑥ Celda de protección de la Bat. de Condensadores 2
 - ⑦ Celda de medida
 - ⑧ Transformador de SS-AA 20/0,4 kV
 - ⑨ Cuadro de control y protección del
Transformador de 30 MVA 20/132 kV
 - ⑩ Cuadro de control y protección de
la Línea de 132 kV 1
 - ⑪ Cuadro de control y protección de
la Línea de 132 kV 2
 - ⑫ Cuadro de control y protección de SS-AA 1
 - ⑬ Cuadro de control y protección de SS-AA 2
 - ⑭ Armario de Corriente Continua 1
 - ⑮ Armario de Corriente Continua 2
 - ⑯ Comunicación y telemundo
 - ⑰ Monitor
 - ⑱ Batería de Condensadores
 - ⑲ Entrada cables de 20 kV
 - ⑳ Canalización celdas de MT
 - ㉑ Canalización cables de control y protección
 - ㉒ Puerta de acceso
 - Canalización eléctrica

Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
15/11/2012	Marlon Villalva		
Escala: 1:50	PLANO DE PLANTA EDIF. DE CELDAS Y CONTROL	Plano: 7 Hoja: 8 Especialidad: Electricidad	



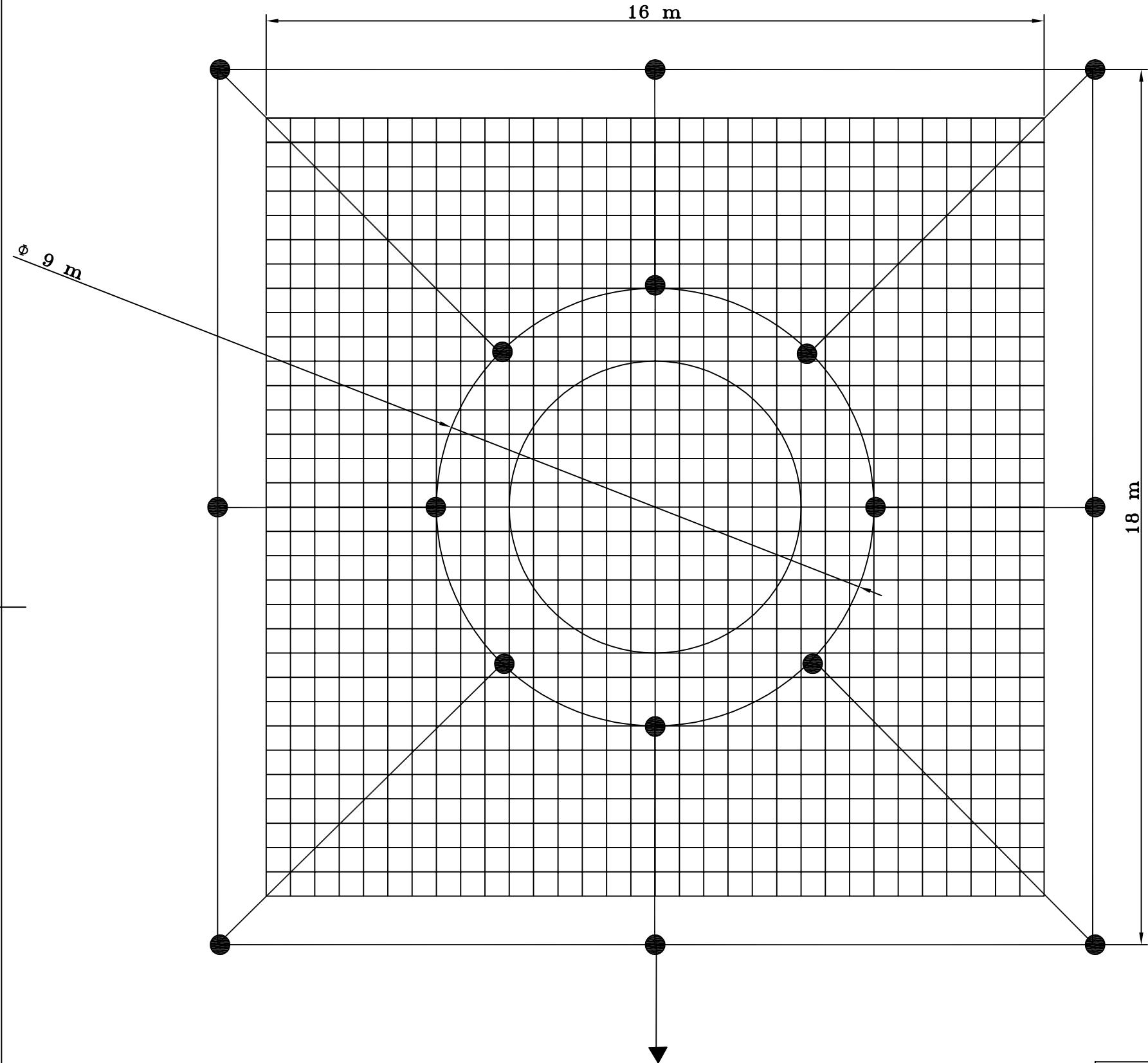
Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
15/11/2012	Marlon Villalva		
Escala:			Plano: 8
1:50	PLANO DE PERFIL EDIF. DE CELDAS Y CONTROL		
	Hoja: 9		
	Especialidad: Electricidad		



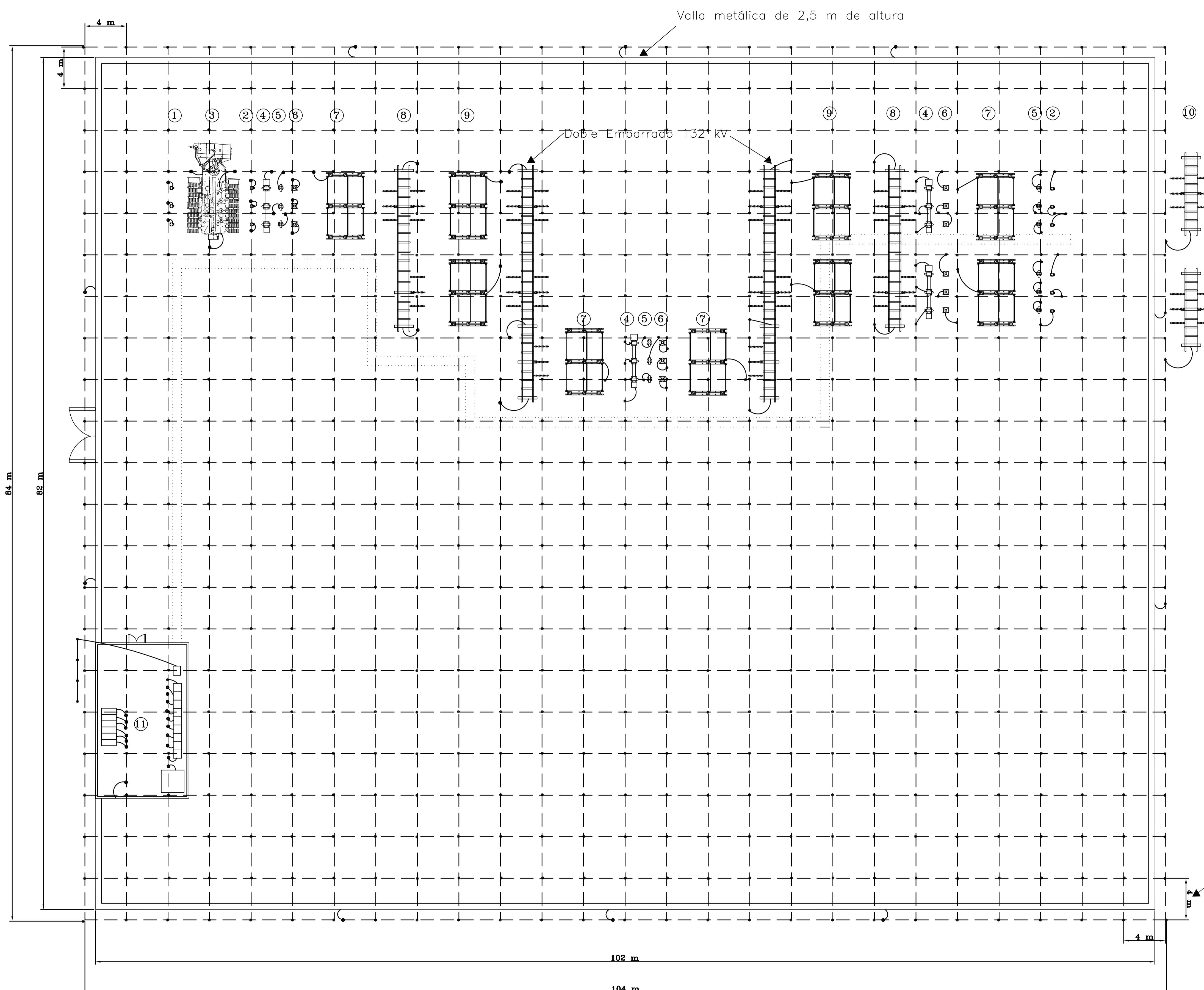
LEYENDA

- Extintor de 5 kg de CO₂ eficacia 21 B
- Extintor de 12 kg de Polvo Polivalente eficacia 21 A
- ◆ Alumbrado de emergencia con señalización permanente de 8 W
- Puerta de acceso
- Pantalla fluorescente 2x58 W

Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
15/11/2012	Marlon Villalva		
Escala:			Plano: 9
1:100	ILUMINACIÓN EDIF. DE CELDAS Y CONTROL		Hoja: 10
			Especialidad: Electricidad

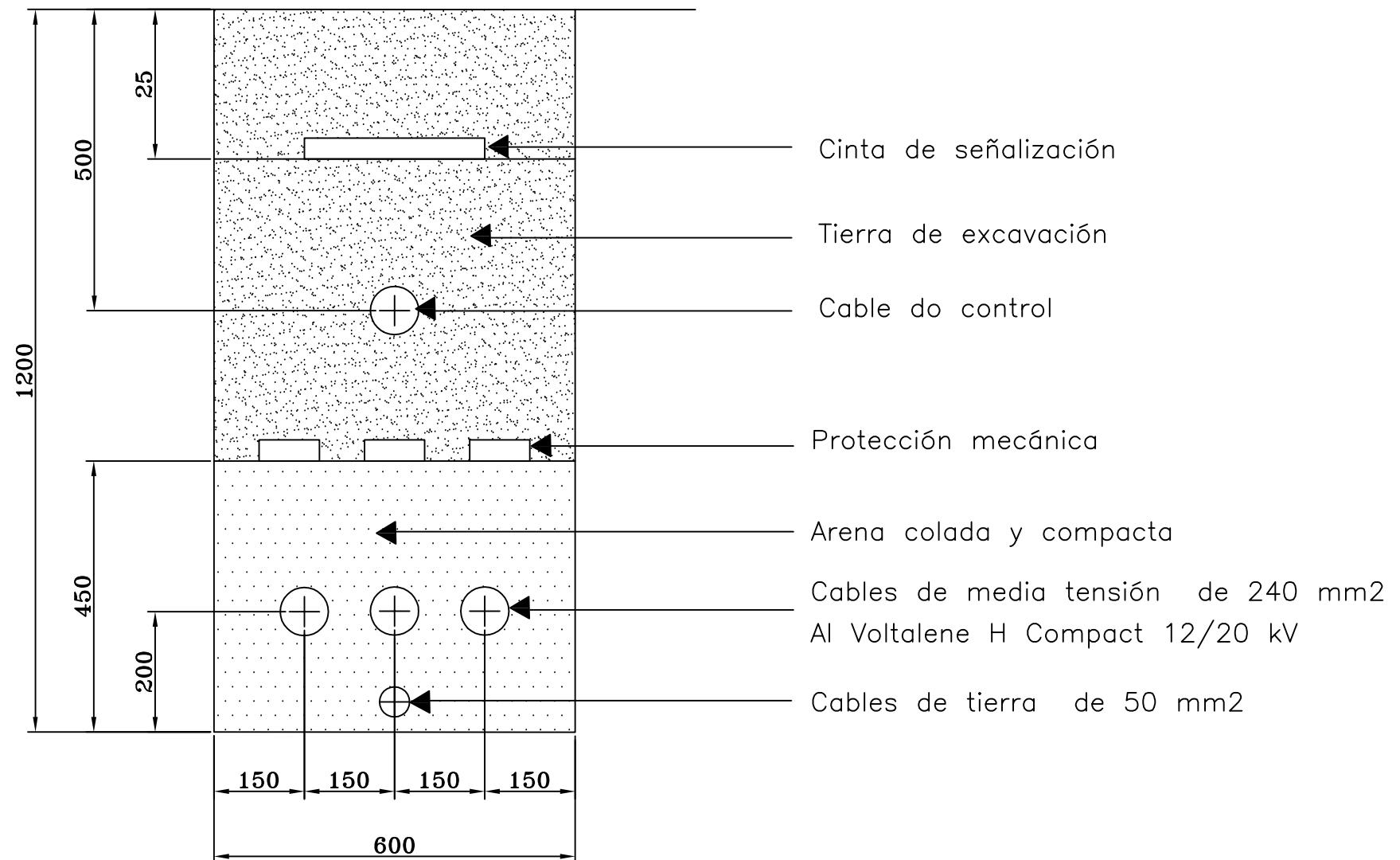


Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
15/11/2012	Marlon Villalva		
Escala:			Plano: 10
1:100	PLANO DE TIERRA AEROGENERADOR		Hoja: 11
			Especialidad: Electricidad



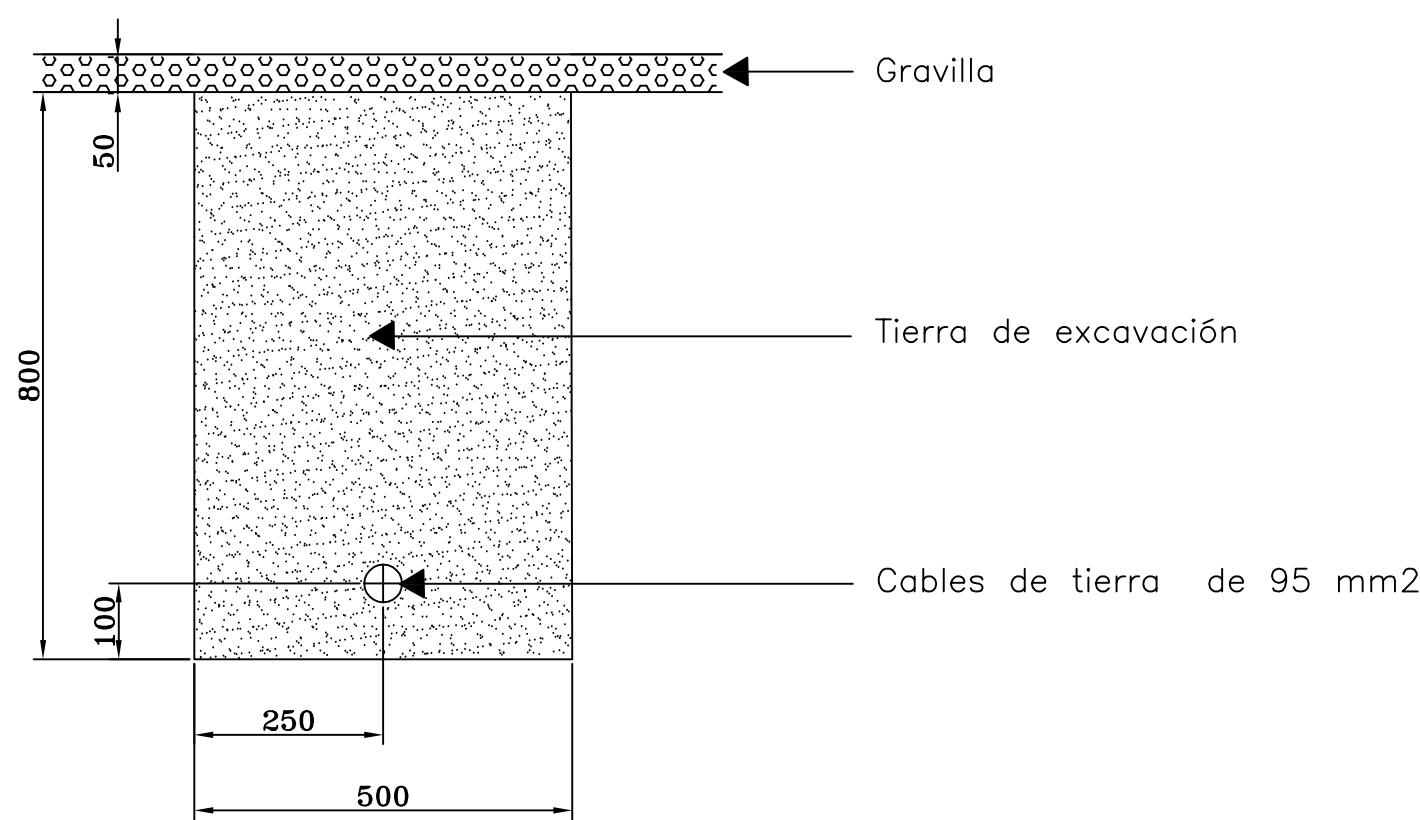
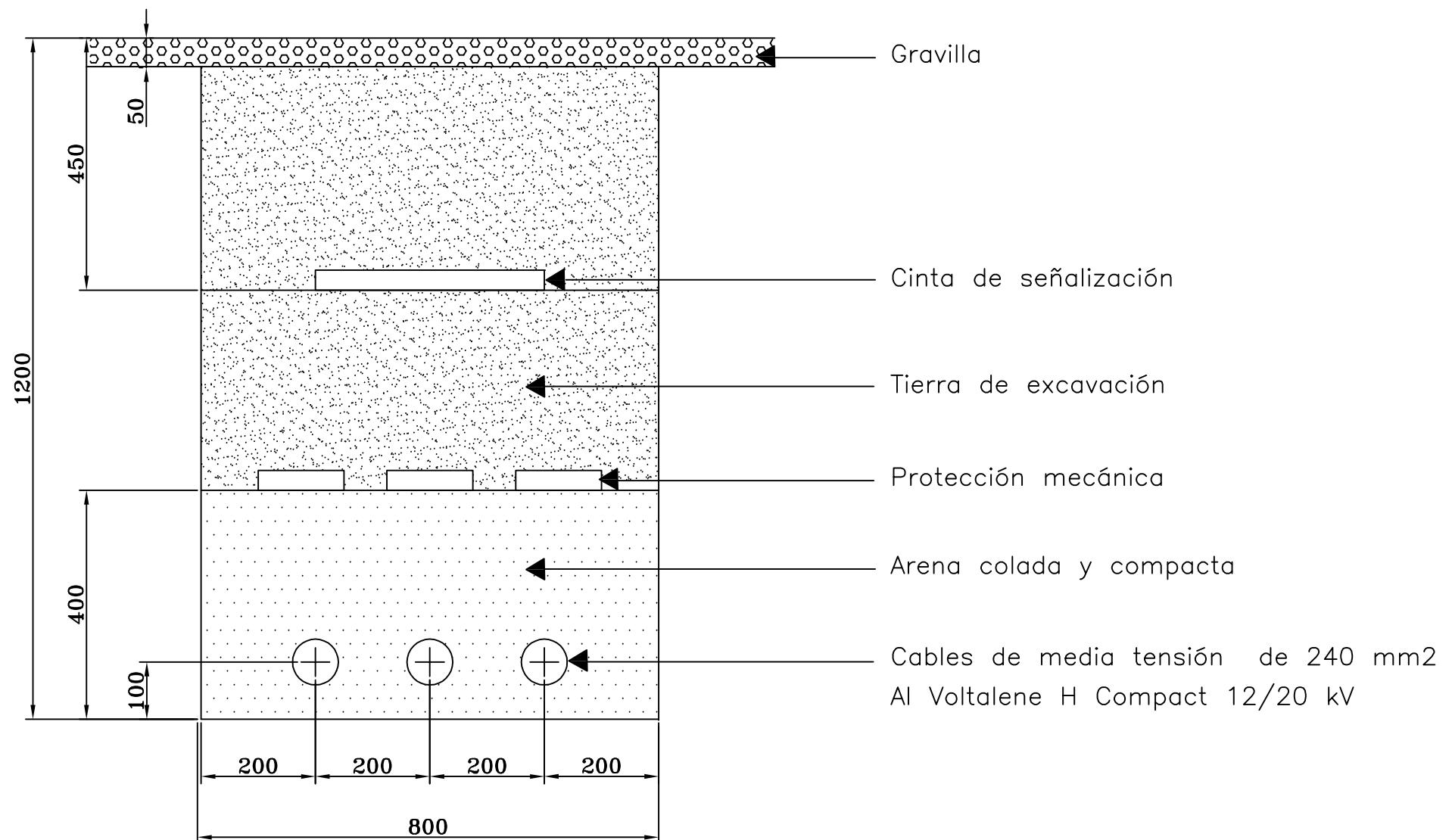
Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
15/11/2012	Marlon Villalva		
Escala:	1:200	Plano: 11 Hoja: 12 Especialidad: Electricidad	

PLANO DE
TIERRA S.E.T



Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
15/11/2012	Marlon Villalva		
Escala:			Plano: 12
1:10	PLANO DE ZANJA AEROGENERADOR		Hoja: 13
			Especialidad: Electricidad

ZANJA CABLE MT



ZANJA CABLE DE TIERRA

Fecha	Nombre	Firma	ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERIA TECNICA INDUSTRIAL DE ZARAGOZA
15/11/2012	Marlon Villalva		
Escala:			Plano: 13
1:10			Hoja: 14
			Especialidad: Electricidad

PLANO DE
ZANJA S.E.T

