



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO EJECUCIÓN DE UN PARQUE EÓLICO TERRESTRE P.E. BUFADERO

Autor: Laura Cuñado Rodríguez
Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid
Febrero de 2021

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

EJECUCIÓN DE UN PARQUE EÓLICO TERRESTRE
P.E. BUFADERO

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2020/21 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Laura Cuñado Rodríguez

Fecha: 03/02/2021

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Consolación Alonso Alonso

Fecha: 03/02/2021

Agradecimientos

A la directora del proyecto, Consolación Alonso Alonso por su atención, dedicación y ayuda.

A la empresa VORTEX por la cesión gratuita de los datos para la realización del estudio del recurso eólico.

A mi abuelo José Luis, por acompañarme siempre, iluminando el camino y siendo faro de guía, y contribuir, una vez más, al desarrollo industrial de la Isla de Gran Canaria.

EJECUCIÓN DE UN PARQUE EÓLICO TERRESTRE – P.E. BUFADERO

Autor: Cuñado Rodríguez, Laura.

Director: Alonso Alonso, Consolación.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

1. Introducción

Este proyecto se basa en el diseño y estudio de la ejecución de un parque eólico terrestre, el cual se sitúa en la isla de Gran Canaria y que abarca desde el análisis del recurso eólico y elección de la tecnología de aerogenerador más adecuada según el punto de vista de máxima producción de energía, hasta el diseño de las infraestructuras de obra civil e instalaciones eléctricas y el estudio de su impacto social y viabilidad económica.

El proyecto consta de cuatro apartados diferenciados, entre los que se incluyen una Memoria descriptiva, Planos, Pliego de condiciones y Presupuesto, que además van acompañados de cuatro Anexos donde se detallan el estudio completo de micrositing, los cálculos para el diseño de la red de Media Tensión, el estudio de viabilidad económico y los objetivos de desarrollo sostenible.

2. Definición del Proyecto

Tras realizar un amplio estudio de la normativa vigente para la implantación de parque eólicos en el territorio español y del recurso eólico disponible, se ha elegido como emplazamiento para realizar el estudio objeto de este proyecto un terreno llano que se encuentra en la isla de Gran Canaria, muy próximo a los barrios de Vecindario y Arinaga, pertenecientes a los municipios de Santa Lucía de Tirajana y Agüimes.

El primer paso ha sido realizar el estudio completo del recurso eólico, para lo que se ha utilizado el software “Windographer”, que realiza un análisis estadístico-descriptivo de los datos de viento brutos recogidos mediante una torre anemométrica situada en el emplazamiento y cedidos por la empresa Vortex, para obtener una serie de datos de viento a la altura de buje deseada, en este caso 120m.

Posteriormente, se ha implementado el software “WAsP”, que ha permitido realizar la simulación del campo de viento, en cada una de las posiciones de los aerogeneradores y para cada tipo de tecnología estudiada (Vestas, Siemens Gamesa y General Electric), y el cálculo energético del parque eólico.

Una vez seleccionada la tecnología que se implantará en el parque, aquella que muestre un mayor compromiso entre la cantidad de energía inyectada a la red y el coste, se ha realizado la descripción detallada de las características del parque eólico, así como el diseño de la obra civil (cimentación de aerogeneradores, viales y zanjas para cableado) y el de la instalación eléctrica (red de puerta a tierra, red de Media Tensión, dimensionado de cables y diseño del Centro de Control), para permitir la conexión de las distintas líneas de generación del parque con el Centro de Control (CC). Desde el CC, la energía será transportada, en este caso a 30 kV, a la Subestación de conexión a la red más cercana. Todo este proceso se ha hecho siguiendo la normativa pertinente para cada apartado y descrita en el Documento 3 – “Pliego de Condiciones”.

También, se ha realizado un presupuesto de la ejecución del proyecto y su análisis de viabilidad económica pertinente, junto con el desarrollo de planos descriptivos de la instalación eléctrica y obra civil presente en el parque eólico.

Por último, se ha desarrollado una valoración de la implantación de los objetivos de desarrollo sostenible en el proyecto, los cuales se han detallado en el Anexo IV.

3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

En este proyecto se han empleado dos softwares. En primer lugar, se ha utilizado la herramienta “Windographer” para realizar un análisis estadístico-descriptivo del recurso eólico, a través de datos de dirección y velocidad del viento a diferentes alturas.

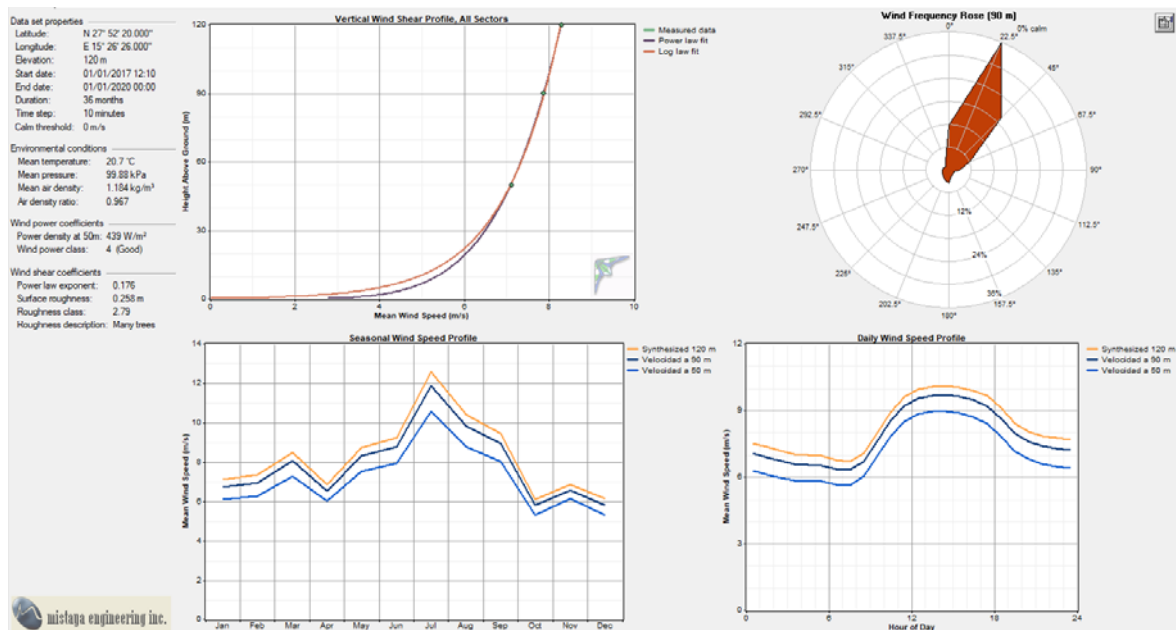


Figura 1: Pantalla principal de Windographer.

Este programa permite conocer parámetros estadísticos de la distribución del viento en el emplazamiento, así como la dirección dominante y frecuencia del viento a la altura de buje del aerogenerador y sus intensidades de turbulencia.

El otro software utilizado en la realización del proyecto es “WAsP” que, conociendo el modelo orográfico del emplazamiento y los datos de viento, calcula el viento geostrófico, aquel libre de perturbaciones debidas a la orografía u obstáculos presentes en el emplazamiento y que permite realizar una simulación completa del comportamiento del viento en el emplazamiento y la estimación de la energía producida por el parque eólico.

4. Resultados y Conclusiones

Del análisis estadístico descriptivo de los datos de viento se ha obtenido que la dirección predominante del viento en el emplazamiento es noreste y que la velocidad media del viento extrapolada a la altura de buje es de 8.29 m/s.

Tras la simulación del campo de vientos y el cálculo energético del parque eólico se ha concluido que la mejor tecnología a implantar es Vestas, con el modelo de aerogenerador V162 y 5.6MW de potencia nominal, por ser la tecnología que mayor cantidad de energía inyecta a la red.

Tabla 1: Resultado energético para cada tecnología estudiada, WAsP.

Parque Eólico Bufadero			
Resultados Producción Energía Eléctrica de Diferentes Alternativas Aerogeneradores			
	General Electric GE 153	Siemens Gamesa SG170	Vestas V162
Potencia Unitaria (MW)	5,3	6	5,6
N.º aerogeneradores	7	6	7
Potencia Total (MW)	37,1	36	39,2
Altura Buje (m)	120	120	120
Diámetro Pala (m)	158	170	162
Energía Bruta (GWh/año)	165,17	164,05	177,27
Energía Neta (GWh/año)	162,97	162,41	174,46
Perdidas Efecto Estela (%)	1,33	1,00	1,59
Rendimiento Eléctrico	0,97	0,97	0,97
Rendimiento O&M	0,95	0,95	0,95
Rendimiento C. Potencia y Otras	0,95	0,95	0,95
Energía a Red (GWh/año)	142,67	142,17	152,72
Horas Equivalentes (h)	3.844	3.949	3.896
Factor Capacidad (%)	43,90%	45,08%	44,47%

El parque eólico Bufadero, estará formado, por tanto, por siete aerogeneradores Vestas. La inyección anual de energía a la red se estima en 152.720 kWh, con los aerogeneradores funcionando 3896 horas equivalentes a plena y un factor de capacidad del 44.47%.

DEVELOPMENT OF AN ONSHORE WIND FARM – P.E. BUFADERO

Author: Cuñado Rodríguez, Laura.

Supervisor: Alonso Alonso, Consolación.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

ABSTRACT

1. Introduction

This project is based on the design and study of the execution of an onshore wind farm, which is located on the island of Gran Canaria. The project covers from the analysis of the wind resource and the choice of the most appropriate wind turbine technology according to the point of view of maximum energy production, until the design of the civil infrastructures, electrical installations, the study of their social impact and economic viability.

The project is divided into four differentiated sections, including a descriptive report, plans, legal terms, and budget. It also includes four annexes which contains the complete Micrositing study, the calculations for the design of the Medium Voltage grid, the economic feasibility study, and the sustainable development objectives.

2. Project definition

After carrying out an extensive study of the current law for the implementation of wind farms in Spain and of the available wind resource, a flat land located on the island of Gran Canaria has been chosen as the location of the wind farm. This location is placed very close to the neighborhoods of Vecindario and Arinaga, belonging to the municipalities of Santa Lucía de Tirajana and Agüimes.

The first step has been to carry out the complete study of the wind resource using the Windographer software, which performs a statistical-descriptive analysis of the raw wind data collected by an anemometric tower located on the site and provided by the company Vortex, to obtain wind data at the desired hub height, in this case 120m.

Subsequently, the “WAsP” software has been implemented to create a simulation of the wind field, in each of the wind turbine positions and for each type of technology studied (Vestas, Siemens Gamesa and General Electric), and to calculate the energy generated by the wind farm.

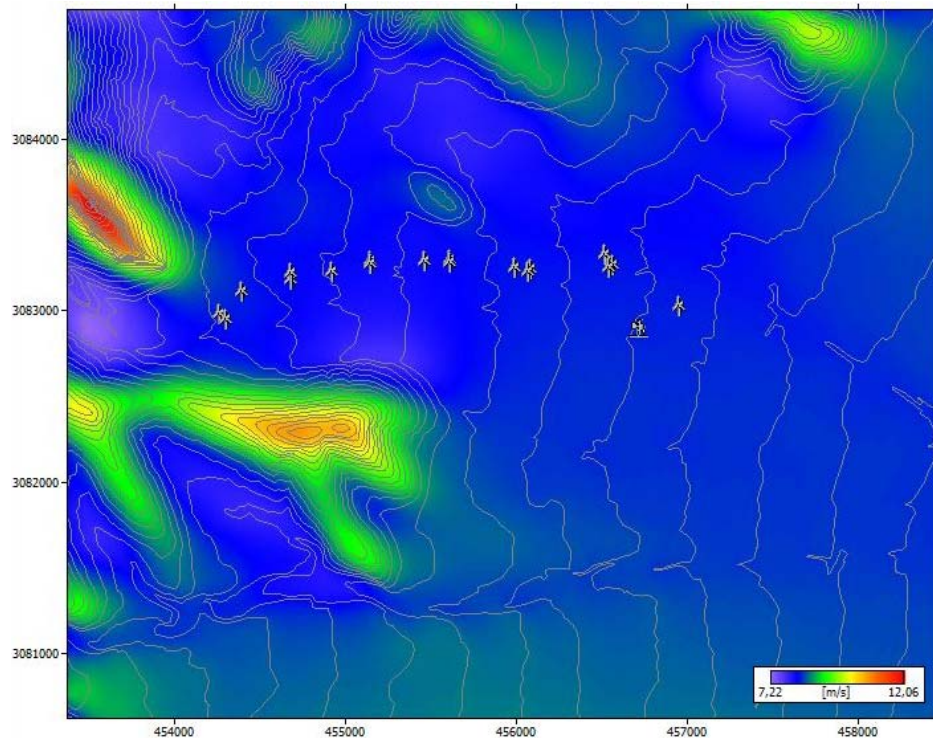


Illustration 1: Wind speed field at the hub height, WAsP.

Once the technology to be implemented in the wind farm is determined, the one that shows a greater compromise between the amount of energy injected into the power grid and the cost, a detailed description of the characteristics of the wind farm has been made, as well as the design of the civil works (foundations of wind turbines, roads, and cable trenches) and electrical installation (gate-to-ground grid, Medium Voltage grid, cable sizing and design of the Control Center). The electrical installation is going to allow the connection of the different lines of generation of the wind farm with the Control Center, from where the energy will be transported, in this case at 30 kV, to the nearest Electrical Substation. All this process has been done following the pertinent conditions for each section and described in Document 3 – Legal terms.

Moreover, a budget and an economic feasibility analysis for the execution of the project has been made. It has been also developed descriptive plans of the electrical installation and civil works at the wind farm.

Finally, an assessment of the implementation about sustainable development objectives has been made. This assessment has been developed in Annex IV.

3. Description of the model/system/toll

Two specific software have been used in this project. In the first place, the Windographer tool has been used to carry out a statistical-descriptive analysis of the wind resource, through wind direction and speed data at different heights.

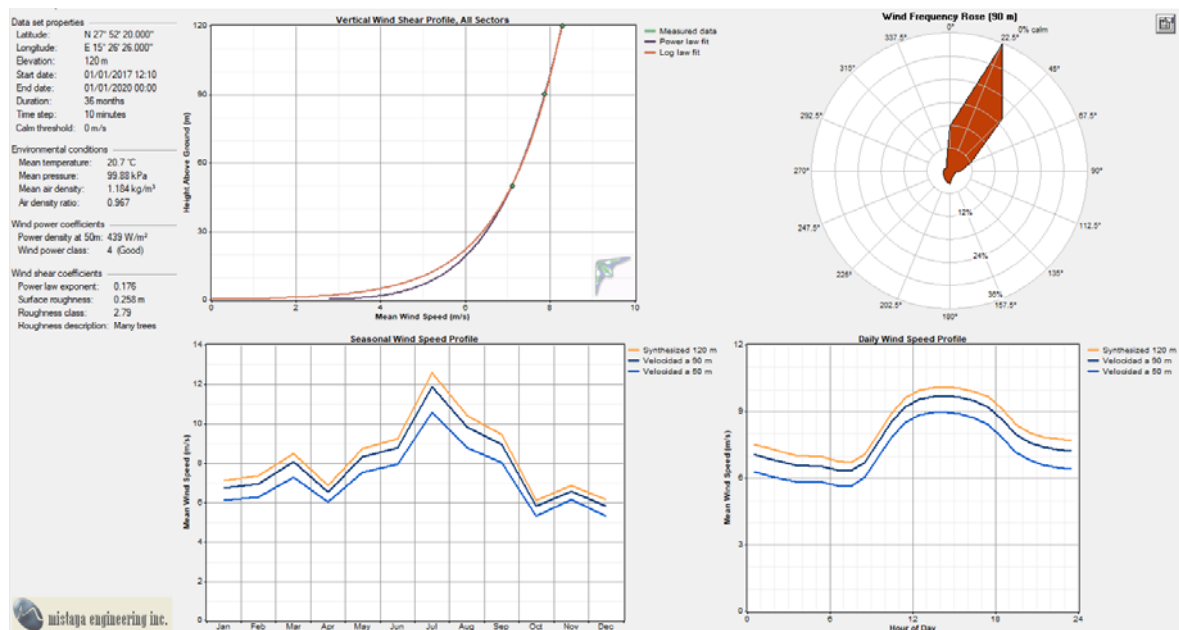


Illustration 1: Main Screen of Windographer.

This program allows to know statistical parameters of the wind distribution at the wind farm location, as well as the dominant direction, frequency, and turbulence intensities of the wind at hub height.

The other software used to develop the project is WasP, which, knowing the orographic model of the wind farm location and the wind data, calculates the geostrophic wind. This type of wind it's known as free from disturbances due to the orography or obstacles located at the wind farm and allows the development of the complete simulation of the wind behavior and the estimation of the energy produced.

4. Results & Conclusions

From the descriptive statistical analysis of the wind data, it has been obtained that the northeast direction is the one that predominate the wind behavior, and the average wind speed extrapolated at hub height is 8.29 m/s.

Chart 1: Energy Results for each technology, WAsP

Wind Farm Bufadero			
Electric Energy Production Results of Different Wind Turbines Alternatives			
	General Electric GE 153	Siemens Gamesa SG170	Vestas V162
Unit Power (MW)	5,3	6	5,6
N.º wind turbines	7	6	7
Total Power (MW)	37,1	36	39,2
Hub Height (m)	120	120	120
Blade Diameter (m)	158	170	162
Gross Energy (GWh/year)	165,17	164,05	177,27
Net Energy (GWh/year)	162,97	162,41	174,46
Estela Effect Losses (%)	1,33	1,00	1,59
Electric Performance	0,97	0,97	0,97
O&M Performance	0,95	0,95	0,95
C. Powers & Other Performance	0,95	0,95	0,95
Energy to Network (GWh/year)	142,67	142,17	152,72
Equivalent Hours (h)	3.844	3.949	3.896
Capacity Factor (%)	43,90%	45,08%	44,47%

After the simulation of the wind field and the energy calculation with the WAsP program, it has been concluded that the best technology to implement is Vestas with the V162 wind turbine model and 5.6MW of nominal power, as it is the technology that injects the greatest amount of energy into power grid.

The Bufadero wind farm will therefore consist of seven Vestas wind turbines. The annual injection of energy into power grid is estimated at 152.72 GWh, with the wind turbines operating 3,896 equivalent hours at full capacity and a capacity factor of 44.47%.



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

EJECUCIÓN DE UN PARQUE EÓLICO TERRESTRE P.E. BUFADERO

Autor: Laura Cuñado Rodríguez

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

Febrero de 2021

Índice General

DOCUMENTO 1 – MEMORIA DESCRIPTIVA

DOCUMENTO 2 – PLANOS

DOCUMENTO 3 – PLIEGO DE CONDICIONES

DOCUMENTO 4 – PRESUPUESTO ECONÓMICO

ANEXO I: ESTUDIO DE MICROSITING

ANEXO II: CÁLCULOS Y DISEÑO INSTALACIÓN ELÉCTRICA

ANEXO III: ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICO

ANEXO IV: OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

DOCUMENTO 1 – MEMORIA DESCRIPTIVA

Autor: Laura Cuñado Rodríguez

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

Febrero de 2021

Índice de la memoria

CAPÍTULO 1. OBJETO Y ESTADO DE LA CUESTIÓN.....	5
1.1 ENERGÍA EÓLICA: INICIOS Y DESARROLLO	5
1.2 SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA.....	8
1.3 MOTIVACIÓN: OBJETIVO DE GENERACIÓN EÓLICA UNIÓN EUROPEA 2030.....	10
1.4 SISTEMA ELÉCTRICO INSULAR – GRAN CANARIA	12
CAPÍTULO 2. EMPLAZAMIENTO PARQUE EÓLICO	16
2.1 GEOLOCALIZACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO.....	16
2.2 CRITERIOS DE ELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO	17
CAPÍTULO 3. ESTUDIO DEL RECURSO EÓLICO	18
3.1 RESULTADOS DE LA MEDICIÓN DE VIENTO.....	18
3.2 CARACTERIZACIÓN DEL VIENTO: FRECUENCIA, VELOCIDAD Y ENERGÍA	19
3.3 CURVAS ISOVENTAS	22
3.4 CURVAS DE POTENCIA Y ESTIMACIÓN DE ENERGÍA PRODUCIDA SEGÚN EL TIPO DE TECNOLOGÍA	24
3.4.1 Energía inyectada a la red	25
CAPÍTULO 4. DISEÑO Y PLANIFICACIÓN	28
4.1 ESTRUCTURA DEL PARQUE EÓLICO: LOCALIZACIÓN AEROGENERADORES	28
4.2 AEROGENERADOR V162 5.6MW.....	30
4.3 OBRA CIVIL	31
4.3.1 Accesos al Parque Eólico y Viales Internos	32
4.3.2 Zanjas para Cableado	33
4.3.3 Cimentación de aerogeneradores y Plataformas de montaje.....	33
4.4 INSTALACIÓN ELÉCTRICA – RED MEDIA TENSIÓN	36
4.4.1 Descripción General	36
4.4.2 Centro de transformación	37
4.4.3 Conductores	43
4.4.4 Red de Puesta a Tierra	44
4.4.5 Cables de Fibra Óptica	44
4.4.6 Zanjas Eléctricas.....	45
4.4.7 Centro de Control – Subestación del parque.....	47
4.5 IMPLEMENTACIÓN: PLANIFICACIÓN.....	49

CAPÍTULO 5.	PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN.....	50
5.1	ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICO.....	51
CAPÍTULO 6.	IMPACTO SOCIAL Y MEDIOAMBIENTAL	52
6.1	AHORRO Y CONTAMINACIÓN EVITADA	52
CAPÍTULO 7.	CONCLUSIONES	55
CAPÍTULO 8.	BIBLIOGRAFÍA.....	56

Índice de figuras

FIGURA 1: EMBARCACIÓN EGIPCIA.	5
FIGURA 2: MOLINO MULTIPALA AMERICANO.	6
FIGURA 3: TURBINA DE EJE HORIZONTAL DE TRES PALAS.	7
FIGURA 4: TURBINA DARRIEUX DE EJE VERTICAL.	7
FIGURA 5: POTENCIA EÓLICA INSTALADA EN ESPAÑA EN LAS ÚLTIMAS DOS DÉCADAS.	8
FIGURA 6: POTENCIA INSTALADA EN CANARIAS ANTES Y DESPUÉS DEL PLAN EÓLICO.	14
FIGURA 7: INTERCONEXIÓN ENTRE LAS SUBESTACIONES Y POTENCIA INSTALADA DE GRAN CANARIA. ...	15
FIGURA 8: CLASIFICACIÓN DE EMPLAZAMIENTOS PARA IMPLANTAR PARQUES EÓLICOS.	17
FIGURA 9: ROSA DE VIENTOS DE VELOCIDAD A 120M.	20
FIGURA 10: DIRECCIÓN DOMINANTE DEL VIENTO A 120M.	20
FIGURA 11: FUNCIÓN ESTADÍSTICA DISTRIBUCIÓN WEIBULL.	21
FIGURA 12: INTENSIDAD DE TURBULENCIA DEL VIENTO A 120M.	21
FIGURA 13: CURVAS ISOVENTAS DE DENSIDAD DE POTENCIA.	22
FIGURA 14: CURVAS ISOVENTAS DE VELOCIDAD A LA ALTURA DE BUJE.	23
FIGURA 15: CURVAS DE POTENCIA Y COEFICIENTES DE EMPUJE DEL MODELO SG170.	24
FIGURA 16: ENERGÍA PRODUCIDA ANUALMENTE POR CADA TECNOLOGÍA.	26
FIGURA 17: ASPECTO GENERAL TURBINAS DEL P.E. BUFADERO. (GOOGLE EARTH)	29
FIGURA 18: PLANTA Y SECCIÓN TRANSVERSAL DE PLATAFORMA DE MONTAJE Y AEROGENERADOR.	35
FIGURA 19: CRONOGRAMA EJECUCIÓN DEL MONTAJE DEL PARQUE EÓLICO.	49

Índice de tablas

TABLA 1: DISTRIBUCIÓN DE LA POTENCIA EÓLICA INSTALADA EN 2019.	9
TABLA 2: GENERACIÓN DEL ESCENARIO OBJETIVO DEL PNIEC.	12
TABLA 3: COORDENADAS UTM HUSO 38 DEL EMPLAZAMIENTO DEL PARQUE EÓLICO.	16
TABLA 4: VELOCIDAD A LA ALTURA DE BUJE, 120M.	19
TABLA 5: TIPOS DE TECNOLOGÍAS DE AEROGENERADOR ESTUDIADAS.	24
TABLA 6: RESULTADO DEL CÁLCULO ENERGÉTICO DE LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS.	25
TABLA 7: ENERGÍA PRODUCIDA POR CADA GENERADOR VESTAS	26
TABLA 8: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS MÁQUINA VESTAS.	28
TABLA 9: CRITERIOS LOCALIZACIÓN AEROGENERADORES VESTAS.	29
TABLA 10: COORDENADAS EN METRO UTM HUSO 28 AEROGENERADORES VESTAS.	29
TABLA 11: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS P.E. BUFADERO	30
TABLA 12: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS AEROGENERADOR V162.	31
TABLA 13: LÍNEAS DE GENERACIÓN Y POSICIONES CORRESPONDIENTES.	37
TABLA 14: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS TRANSFORMADOR DE POTENCIA.	38
TABLA 15: CELDAS DE MEDIA TENSIÓN ASIGNADAS A CADA POSICIÓN.	39
TABLA 16: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LAS CELDAS DE M.T.	39
TABLA 17: COMPONENTES PRINCIPALES DE LAS CABINAS DE M.T.	40
TABLA 18: INTENSIDADES SOPORTADAS POR EL EMBARRADO GENERAL.	41
TABLA 19: CONDUCTORES AL CON AISLANTE XLPE PARA CADA LÍNEA DE GENERACIÓN.	43
TABLA 20: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL CABLE DE F.O.	44
TABLA 21: N.º DE CABLES EN ZANJAS ELÉCTRICAS.	46
TABLA 22: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS TRANSFORMADOR SSAA.	48
TABLA 23: AHORRO ENERGÉTICO NACIONAL DE COMBUSTIBLES FÓSILES.	53
TABLA 24: EMISIONES ANUALES AHORRADAS RESPECTO A CENTRALES DE CARBÓN EN TONELADAS.	54
TABLA 25: EMISIONES ANUALES AHORRADAS RESPECTO A CENTRALES TÉRMICAS EN TONELADAS.	54

Capítulo 1. OBJETO Y ESTADO DE LA CUESTIÓN

En este capítulo se van a exponer los inicios de la energía eólica y su evolución a lo largo de, principalmente, los últimos años.

En concreto, se va a profundizar en analizar el estado actual de la energía eólica en España y los objetivo y metas futuros para cumplir el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), principal motivación para la realización de este proyecto.

1.1 ENERGÍA EÓLICA: INICIOS Y DESARROLLO

A partir del IV milenio antes de J.C. en Egipto, la forma de aprovechamiento de la energía eólica más inmediata fue la aplicada a la navegación. Las embarcaciones llevaban incorporado un velamen, a través del cual se aprovechaba la energía proporcionada por el viento para desplazarse de un lugar a otro. (PremiumEnergia).

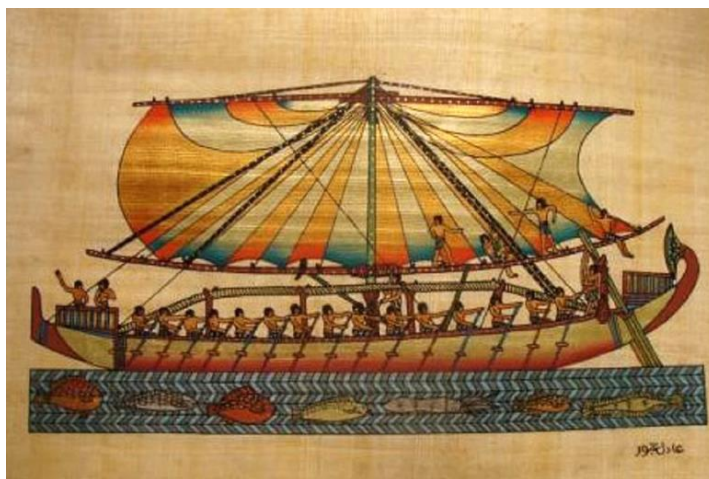


Figura 1: Embarcación egipcia.

Seguida de la primera forma de aprovechamiento de la energía eólica más rudimentaria, surgieron las primeras máquinas eólicas en Irak, China, Persia y Egipto, años

antes de J.C. Dichas máquinas estaban compuestas por un rotor vertical con varias palas de caña o madera. (PremiumEnergia)

Durante la Edad Media, los molinos de viento hicieron patente los grandes beneficios de la energía eólica. Dichos molinos fueron un elemento fundamental en la productividad agrícola. Nacieron en Italia, Grecia y Francia, aunque se acabaron extendiendo por toda Europa. (PremiumEnergia)

En 1883, Steward Perry desarrolló el molino multipala americano. Constaba de un rotor de 3 metros de diámetro y un conjunto de palas, normalmente comprendidas entre 18 y 24. El molino iba montado sobre un eje horizontal en la parte superior de una torre metálica. Este molino ha sido uno de los molinos de viento más extendidos de la historia y se considera el precursor de los actuales aerogeneradores. (TBSanMartin) (PremiumEnergia).



Figura 2: Molino multipala americano.

En 1927, el holandés A.J. Dekker construye el primer rotor provisto de palas con sección aerodinámica, capaz de alcanzar velocidades en punta de pala, cuatro o cinco veces superiores la del viento incidente. La principal desventaja que presentaba en el rotor en primera instancia era la necesidad de altas velocidades de rotación para lograr un rendimiento aceptable. Sin embargo, se demostró que, a altas velocidades de rotación, el

número de palas no era demasiado influyente. Por lo tanto, la principal desventaja quedó parcialmente neutralizada. (PremiumEnergia) (Ammonit)

Este avance provocó un incremento considerable en el número de aerogeneradores instalados, superando los 21.000 a finales de 1991, según datos de la Agencia Internacional de la Energía. La potencia media de los aerogeneradores instalados entre 1990 y 1991 era de 225 kW, con un total de potencia instalada de 2.200 MW. (IEA)

Tras numerosas experiencias, el campo de trabajo quedó concretado en dos modelos: las turbinas de eje horizontal de dos o tres palas y, en menor medida, las turbinas Darrieux de eje vertical. (PremiumEnergia) (Ammonit)



Figura 3: Turbina de eje horizontal de tres palas.



Figura 4: Turbina Darrieux de eje vertical.

Hoy en día la energía eólica es una de las fuentes de energía renovable más utilizada y que mayor desarrollo técnico ha logrado durante las últimas décadas. Los avances de los últimos años han permitido desarrollar aerogeneradores con potencias mayores, menor coste y mayor fiabilidad, convergiendo hacia una nueva generación de aeroturbinas de entre 500 kW y 1,2 MW. (PremiumEnergia)

1.2 SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA

La energía eólica representa la mayor fuente renovable de generación en España, con más de 25.000 MW de potencia instalada en el año 2020. Como se puede observar en la Figura 5, la potencia eólica instalada en España ha crecido exponencialmente en las últimas dos décadas. Gracias a ello, nuestro país se encuentra, junto con EE. UU. y Alemania, a la cabeza de las instalaciones eólicas en el mundo. (D.Energía)



Figura 5: Potencia eólica instalada en España en las últimas dos décadas.

A principios del 2020, los datos de la Asociación Empresarial Eólica (AEE) da a conocer la impresionante cifra de 25 847 MW de potencia eólica instalada a nivel nacional y 25 413 MW en el territorio peninsular, en 2019. Estos datos situaron a España a la cabeza de la UE como el país que más energía eólica Onshore ha instalado en 2019 (un 15% del total en Europa), ocupando la primera posición en el ranking europeo de instalación de potencia/año, con un aumento de potencia eólica instalada de 2.241 MW.

Por otro lado, cabe destacar los tres últimos meses del año 2019, en los que se produjo un aumento mensual de la capacidad algo superior al 2%, lo que supuso un aumento total de 1,7GW en el último trimestre del año. Si este dato se extrapola a un año, supondría un ritmo de crecimiento de 7,1 GW/año. Un ritmo que, si se mantuviera, permitiría alcanzar sobradamente el objetivo del Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC). Por lo tanto, el

año 2019 se puede calificar como espectacular en lo referente a la energía eólica. (AEE) (Energética)

A continuación, se muestra en la Tabla 1 la distribución de potencia instalada por comunidades autónomas. (Energética)

Tabla 1: Distribución de la potencia eólica instalada en 2019.

Comunidad Autónoma	Potencia instalada (MW)	Porcentaje
Aragón	1000	46,7%
Castilla y León	461	21,5%
Galicia	416	19,4%
Andalucía	124	5,8%
Navarra	85	4,0%
Extremadura	39	1,8%
Islas Canarias	16	0,7%

El primer semestre de 2020 se instalaron 632 MW de potencia eólica. Gracias a ello, dicha potencia se situó en el primer puesto en cuanto a potencia instalada en España tanto a nivel nacional como peninsular, superando a los ciclos combinados de gas, que pasaron al segundo lugar. La potencia total instalada de energía eólica alcanzó los 26 284 MW a nivel nacional y los 26 045 MW en la península. (Energética)

Al finalizar 2020, Red Eléctrica de España (REE) ha presentado los principales datos del comportamiento del sistema eléctrico en su previsión de cierre del año. En ellos, queda patente el crecimiento exponencial de las energías renovables. España ha generado 109.269 GWh de electricidad de origen renovable, un 11,6% más que en 2019. Cabe resaltar también el porcentaje de producción eléctrica procedente de energías renovables, un 43,6% de toda la electricidad en España, alcanzando su mayor participación en el mix de generación desde que se comenzaron a tomar registros anuales, en 2007. Concretamente, la energía eólica ha sido responsable de algo más de la quinta parte de toda la producción (21,7%), siendo la renovable con mayor presencia en una estructura de generación. (AEE.2020)

Este auge de producción renovable ha logrado que 2020 sea también el año con mayor producción libre de emisiones de CO2 equivalente desde que se cuenta con registros.

Según las previsiones de cierre de año publicadas por Red Eléctrica de España, el 66,9% de la generación de 2020 procede de tecnologías que no emiten gases de efecto invernadero a la atmósfera, de manera que las emisiones se han reducido un 27,3% respecto a las de 2019.

Esta cuota de producción de energía verde y limpia se debe, principalmente, a un uso más eficiente de viento y sol como combustibles naturales y al incremento de la potencia renovable instalada, que ha aumentado en 2.706 MW de energía eólica y solar fotovoltaica. Hoy en día, la potencia instalada en España alcanza los 109.674 MW, de los cuales el 53% pertenecen a tecnologías renovables.

1.3 MOTIVACIÓN: OBJETIVO DE GENERACIÓN EÓLICA UNIÓN EUROPEA 2030

Actualmente, ya existe un plan desarrollado por el Gobierno de España, llamado Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), siendo una de sus metas principales lograr que el 74% de toda la generación eléctrica española de 2030 sea de origen renovable.

Respecto a la energía eólica, el PNIEC tiene como objetivo alcanzar en 2030 una capacidad instalada de 50 GW, que representaría un tercio de la capacidad total estimada para esas fechas. Otro de los objetivos recogidos en el PNIEC es situar a la eólica como la tecnología con mayor potencia instalada.

Para lograr los objetivos marcados, se hace hincapié en la energía eólica marina, conocida también como eólica Offshore. El PNIEC recoge a esta tecnología como una vertiente de la energía eólica con gran potencial de cara al futuro. No obstante, dicha tecnología aún tiene un gran recorrido y margen de mejora. Son necesarios avances técnicos que permitan reducir su impacto ambiental y sus costes. Las propuestas más destacadas por el PNIEC son la implantación de técnicas de montaje poco invasivas sobre el medio ambiente y las instalaciones flotantes, aumentando así las zonas con un potencial elevado de cara a la implantación de parques eólicos marinos.

Con el objetivo de desarrollar el potencial de la energía eólica marina, el PNIEC expone la necesidad de adaptar los mecanismos de apoyo público a las peculiaridades de cada tecnología, teniendo en cuenta que todavía no pueden competir en términos de costes de generación, pero podrían aportar en un futuro valor añadido al sistema, diversificando fuentes de energía y ubicación de estas.

Por otro lado, el PNIEC propone un calendario de subastas específico con un volumen de potencia reducido que permita acomodar proyectos de demostración. Dependiendo de las necesidades concretas de cada caso podría acompañarse con financiación pública. En el caso de la energía eólica marina, los mecanismos de apoyo y volúmenes de potencia en las convocatorias de subastas en concurrencia se irán adaptando a sus niveles de competitividad crecientes, con atención a su contribución a la consolidación y competitividad del tejido industrial y a sus sinergias con otros sectores estratégicos. (PNIEC)

Adicionalmente, el IDAE coordinará la redacción de una “Estrategia española para el desarrollo de la eólica marina”, cuyas conclusiones y objetivos podrán incorporarse en las revisiones periódicas del PNIEC. (PNIEC)

Respecto a las tecnologías eólicas en tierra (Onshore), se apoyan también soluciones innovadoras que supongan reducción de costes y aumento de eficiencia energética. No obstante, esta rama de la energía eólica está actualmente muy desarrollada, sin demasiado margen de mejora. Por lo que resulta razonablemente más complicado encontrar soluciones innovadoras que supongan una inversión aceptable y una reducción de costes considerable. (PNIEC)

En relación con las interconexiones eléctricas transfronterizas, se han llevado a cabo trabajos enfocados en ampliar las interconexiones con Francia, duplicando la capacidad de intercambio de electricidad entre España y Francia, lo que ha contribuido a favorecer especialmente la integración de la energía eólica del sistema ibérico. (PNIEC)

A continuación, se muestra en la Tabla 2 la generación estimada hasta el 2030, basada en las pautas de actuación expuestas en el PNIEC. (PNIEC)

Tabla 2: Generación del escenario objetivo del PNIEC.

Año	2015	2020*	2025*	2030*
Eólica (terrestre y marítima)	22.925	28.033	40.633	50.333

1.4 SISTEMA ELÉCTRICO INSULAR – GRAN CANARIA

El sistema eléctrico de las islas canarias consta de seis subsistemas eléctricos aislados. Existe un subsistema por cada isla, a excepción de Fuerteventura y Lanzarote, que están interconectadas, siendo los más pequeños los de La Gomera, La Palma, El Hierro. No existen más interconexiones eléctricas entre islas debido a las grandes profundidades marinas, que dificultan el tendido de cables. (ALGE)

Se trata de un sistema eléctrico considerablemente menos estable que los sistemas interconectados, como el sistema eléctrico peninsular, debido a diversas razones. (ALGE)

Por un lado, el sistema eléctrico canario se encuentra aislado de las grandes redes eléctricas, por lo que se ve obligado a mantener una mayor capacidad de generación que asegure el suministro. (ALGE)

Por otro lado, la mayor parte de las tecnologías de generación eléctrica utilizan combustibles fósiles. Esto implica una mayor vulnerabilidad del sistema ante cambios en el precio de petróleo, que a su vez implica una mayor dependencia energética del exterior. (ALGE)

Además, se trata de un sistema pequeño, de manera que el aprovechamiento de economías de escala queda impedido. Como consecuencia, tanto los costes de explotación como los de inversión en plantas de generación eléctrica se incrementan considerablemente. (ALGE)

Para reducir esta vulnerabilidad, el sistema eléctrico canario está evolucionando hacia un modelo energético más eficiente y sostenible basado en las energías renovables. Una de las claves que podrían aportar estabilidad al sistema canario es la introducción de sistemas de almacenamiento de energía, como por ejemplo las centrales hidroeléctricas reversibles, que garantizan el suministro y hacen el sistema más seguro. Por otro lado, uno de los objetivos de cara a futuro es interconectar los subsistemas de las islas, mejorando la red de suministro en caso de incidencias. No obstante, actualmente la interconexión entre subsistemas es altamente compleja, debido a las grandes profundidades marinas. Por lo que este objetivo se encuentra aparcado por el momento.

Finalmente, el Gobierno canario también tiene como objetivo la instalación de energías renovables, de manera que adquieran mayor presencia en el abastecimiento de la demanda eléctrica frente a las tecnologías que utilizan combustibles fósiles, que actualmente cubren la mayor parte del abastecimiento eléctrico de las islas. (ALGE)

Concretamente, en lo referente a la energía eólica, REE finalizó a finales de 2018 las obras del Plan Eólico de Canarias, que supuso una inversión de 434 millones de euros. Tras la finalización de este plan, la red eléctrica de Canarias quedó provisionada con la capacidad suficiente para asimilar tanto la potencia existente como la prevista en el nuevo cupo de generación renovable anunciado por la administración central. Además, gracias a este plan, se han construido seis nuevas subestaciones y se ha llevado a cabo la ampliación y reforma de dos subestaciones existentes, así como de sus líneas asociadas. (SG)

A continuación, se muestra la distribución de la potencia instalada en el sistema eléctrico canario antes y después del Plan Eólico de Canarias.

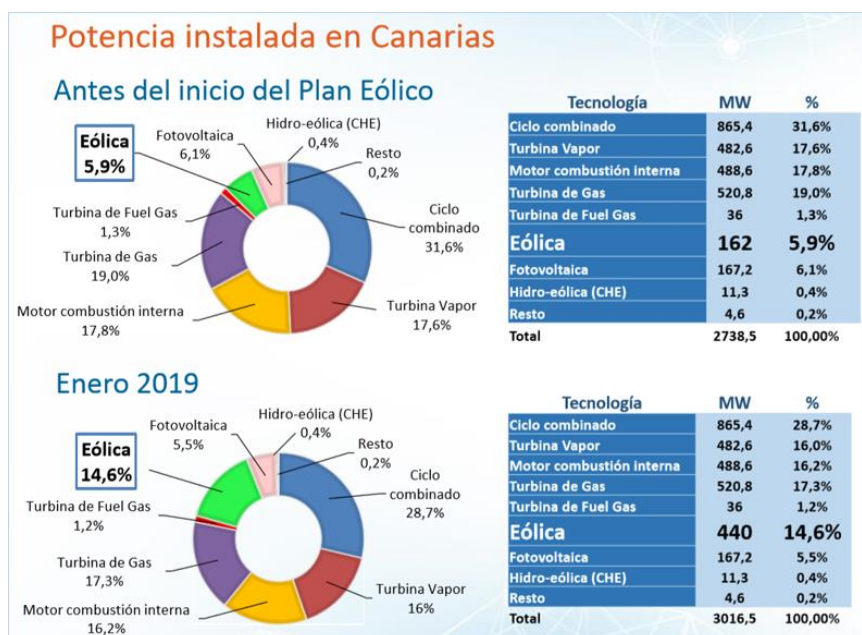


Figura 6: Potencia instalada en Canarias antes y después del Plan Eólico.

Como se puede observar en Figura 6, la potencia eólica instalada en Canarias antes del Plan Eólico era de 162 MW. La modernización de las infraestructuras de transporte ha supuesto un incremento de 278 MW de potencia instalada, alcanzando los 440 MW de potencia eólica instalada en enero de 2019. (SG)

Concretamente, en Gran Canaria, lugar de emplazamiento del parque eólico a implantar, se construyeron las subestaciones de Arinaga y Agüimes y las líneas de conexión asociadas y se amplió la subestación de Aldea Blanca (66kV). De esta manera, la potencia total instalada de la isla asciende a los 90 MW. (SG)

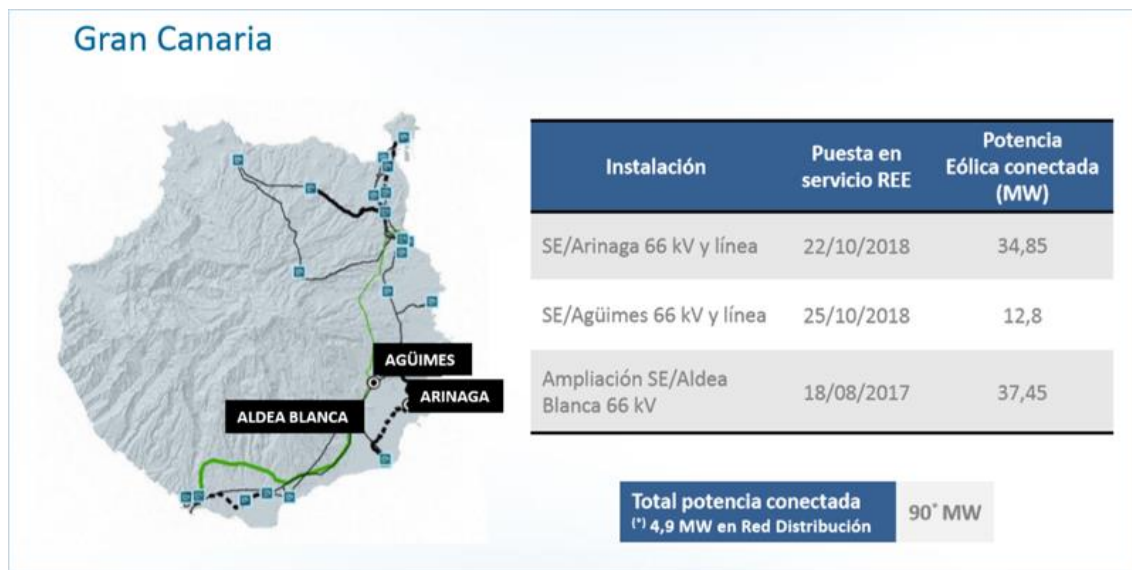


Figura 7: Interconexión entre las subestaciones y potencia instalada de Gran Canaria.

Se concluye, por tanto, que el Sistema Eléctrico canario denotaba a principios de 2018 un gran margen de mejora con respecto a la incorporación de energías renovables en su territorio. No obstante, el potencial de dichas energías provocó que Red Eléctrica Española desarrollara el Plan Eólico de Canarias, apostando así por las islas y su gran capacidad de generación eólica. Este plan generó los resultados esperados, convirtiendo el potencial de las Islas Canarias en una realidad. A partir de finales de 2018, la aportación energética de la tecnología eólica en este territorio ha ido creciendo gradualmente hasta la actualidad.

Capítulo 2. EMPLAZAMIENTO PARQUE EÓLICO

En este capítulo se procede a describir el emplazamiento elegido para realizar la implantación del parque eólico y la justificación de la elección de este.

2.1 GEOLOCALIZACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

El emplazamiento elegido para realizar el estudio y, por tanto, para dar cabida al Parque Eólico Bufadero, se sitúa al sureste de la isla de Gran Canaria (Islas Canarias, España), próximo a los barrios de Vecindario y Arinaga (localidades de Agüimes y Santa Lucía de Tirajana).

Las coordenadas que delimitan el emplazamiento son las siguientes:

Tabla 3: Coordenadas UTM huso 38 del emplazamiento del parque eólico.

	X_{UTM} [m]	Y_{UTM} [m]
A	454.583	3.083.564
B	455.380	3.083.543
C	456.119	3.083.707
D	457.535	3.083.276
E	457.287	3.082.754
F	457.039	3.082.132
G	456.266	3.082.140
H	456.369	3.082.897
I	455.350	3.083.159
J	454.702	3.082.727
K	454.115	3.082.766

2.2 CRITERIOS DE ELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Principalmente, los criterios o pautas seguidos para la elección del emplazamiento han sido:

- Disponibilidad de recurso eólico suficiente. Se necesitan vientos con una velocidad media superior a 7,3m/s a la altura de buje del aerogenerador.
- El terreno no puede presentar problemas medio ambientales o que supongan el no cumplimiento de la Ordenación del Territorio. Se descartan zonas afectadas por reservas de la Biosfera o Espacios naturales protegidos.
- Se necesita espacio suficiente como para poder colocar cierto número de máquinas que hagan que el parque eólico sea una inversión rentable, de lo contrario será muy difícil encontrar medios económicos para llevar a cabo la ejecución del proyecto.
- Terreno libre de grandes obstáculos, como pueden ser cadenas montañosas, que apantallen el recurso en su dirección principal, orografía favorable.
- Empleo de los recursos eólico con objetivo de generación de energía según el Plan de Energías Renovables de España y Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC).

En el siguiente esquema se puede ver gráficamente el procedimiento seguido:

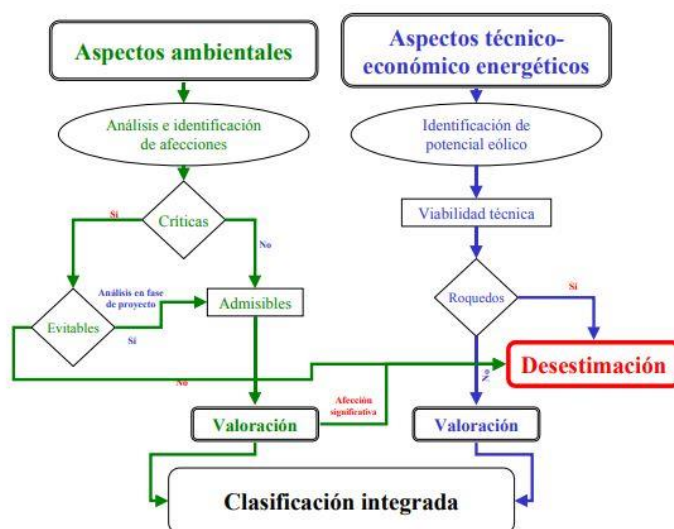


Figura 8: Clasificación de emplazamientos para implantar parques eólicos.

Capítulo 3. ESTUDIO DEL RECURSO EÓLICO

En este capítulo se van a mostrar, de forma resumida y concreta los resultados del estudio del recurso eólico realizados con el software Windographer, los cuales están ampliamente detallados y explicados en el Anexo I – “Estudio completo de Micrositing”.

3.1 RESULTADOS DE LA MEDICIÓN DE VIENTO

La medición del recurso eólico en el emplazamiento se ha realizado mediante una estación anemométrica localizada en las coordenadas UTM huso 28R $X_{UTM}=456.720$, $Y_{UTM}= 3.082.855$.

Esta estación está equipada con una torre de celosía sobre la que se han localizado anemómetros y veletas a 90m y 50m, y un termómetro a 5m de altura, por lo que los datos obtenidos contienen la siguiente información:

- Dirección y velocidad del viento a 90m.
- Dirección y velocidad del viento a 50m.
- Temperatura a 5m.

Los datos recogidos tienen una duración de 36 meses, desde el 01/01/2017 al 01/01/2020, siendo VORTEX la empresa encargada, que ha cedido dichos datos de forma gratuita para la realización de este proyecto.

3.2 CARACTERIZACIÓN DEL VIENTO: FRECUENCIA, VELOCIDAD Y ENERGÍA

A través de los datos recogidos, medidos a 90m y 50m de altura, se ha realizado una extrapolación lineal siguiendo la ley potencial para obtener los datos a la altura de buje deseada: 120m.

A continuación, se muestran los datos más relevantes del estudio del recurso eólico:

Tabla 4: Velocidad a la altura de buje, 120m.

Variable	Extrapolada a 120m	Medida a 90m	Medida a 50m
Altura de medición [m]	120	90	50
Velocidad media [m/s]	8.281	7.855	7.105
Velocidad mínima [m/s]	0.249	0.267	0.310
Velocidad máxima [m/s]	25.864	24.212	21.758
Coefficiente k de Weibull	1.620	1.634	1.731
Coefficiente c de Weibull [m/s]	9.224	8.749	7.955
Densidad media de potencia [W/m ²]	742	622	439
Contenido energético medio [kWh/m ² /año]	6499	5452	3850
Ratio de datos válidos [%]	99.94	99.94	99.76

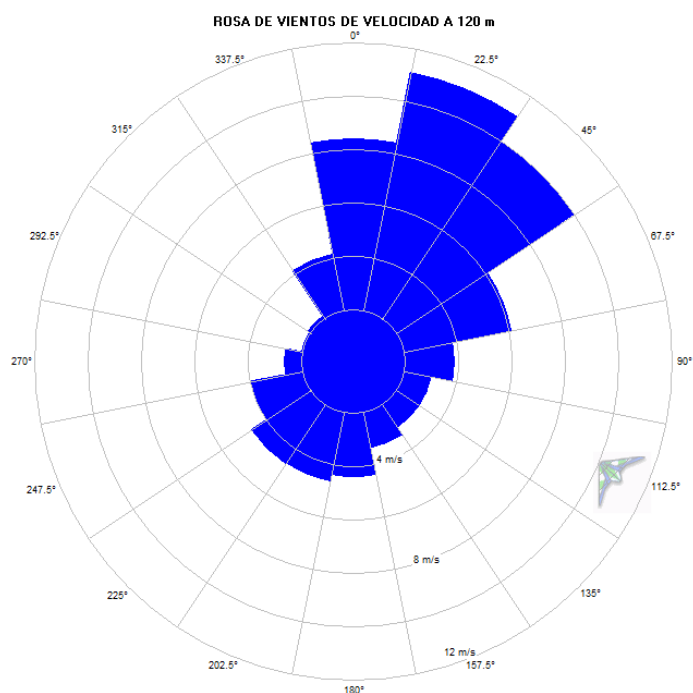


Figura 9: Rosa de vientos de velocidad a 120m.



Figura 10: Dirección dominante del viento a 120m.

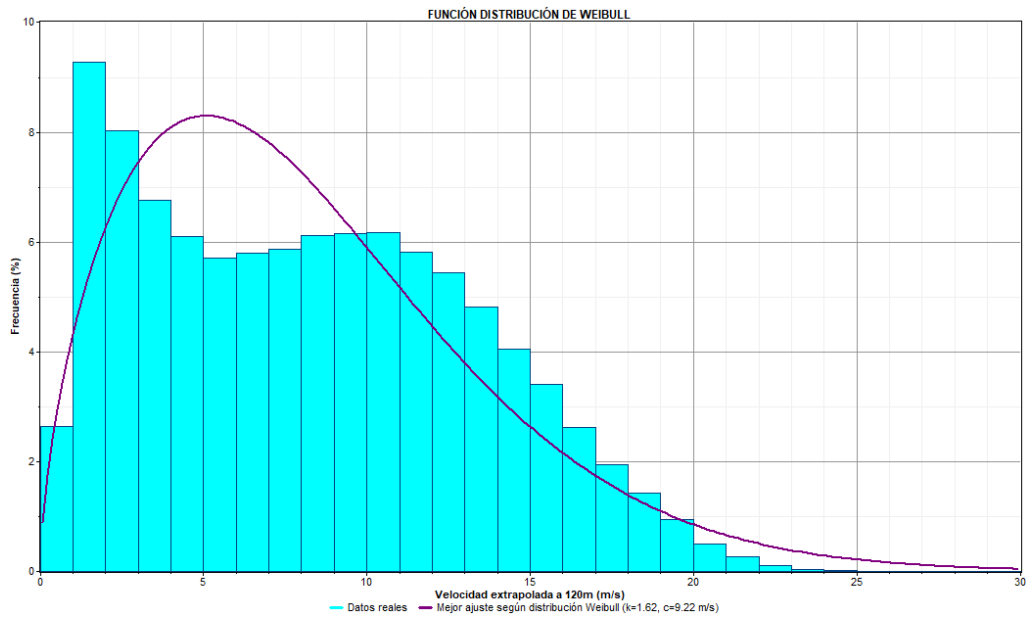


Figura 11: Función estadística Distribución Weibull.

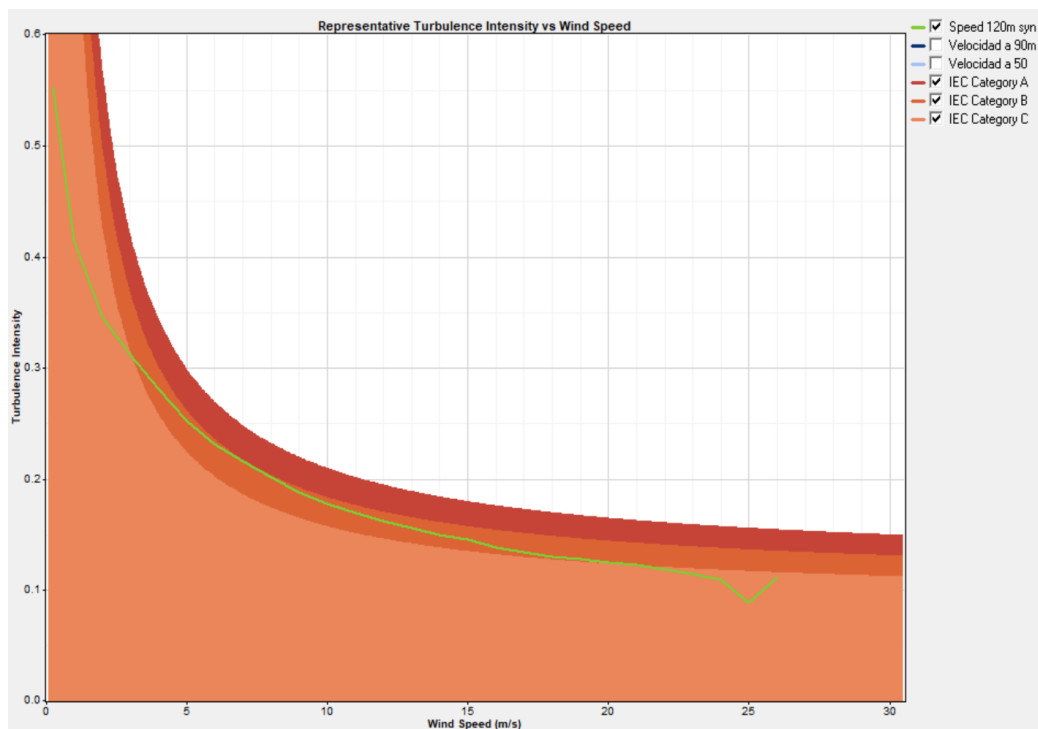


Figura 12: Intensidad de turbulencia del viento a 120m.

3.3 CURVAS ISOVENTAS

A continuación, se presentan las curvas isoventas obtenidas tras la simulación de campos de viento en el emplazamiento con el programa WAsP, que indican la variación de la velocidad del viento y de la densidad de potencia en función de la orografía y rugosidad y obstáculos existentes en el emplazamiento y especificados en el programa:

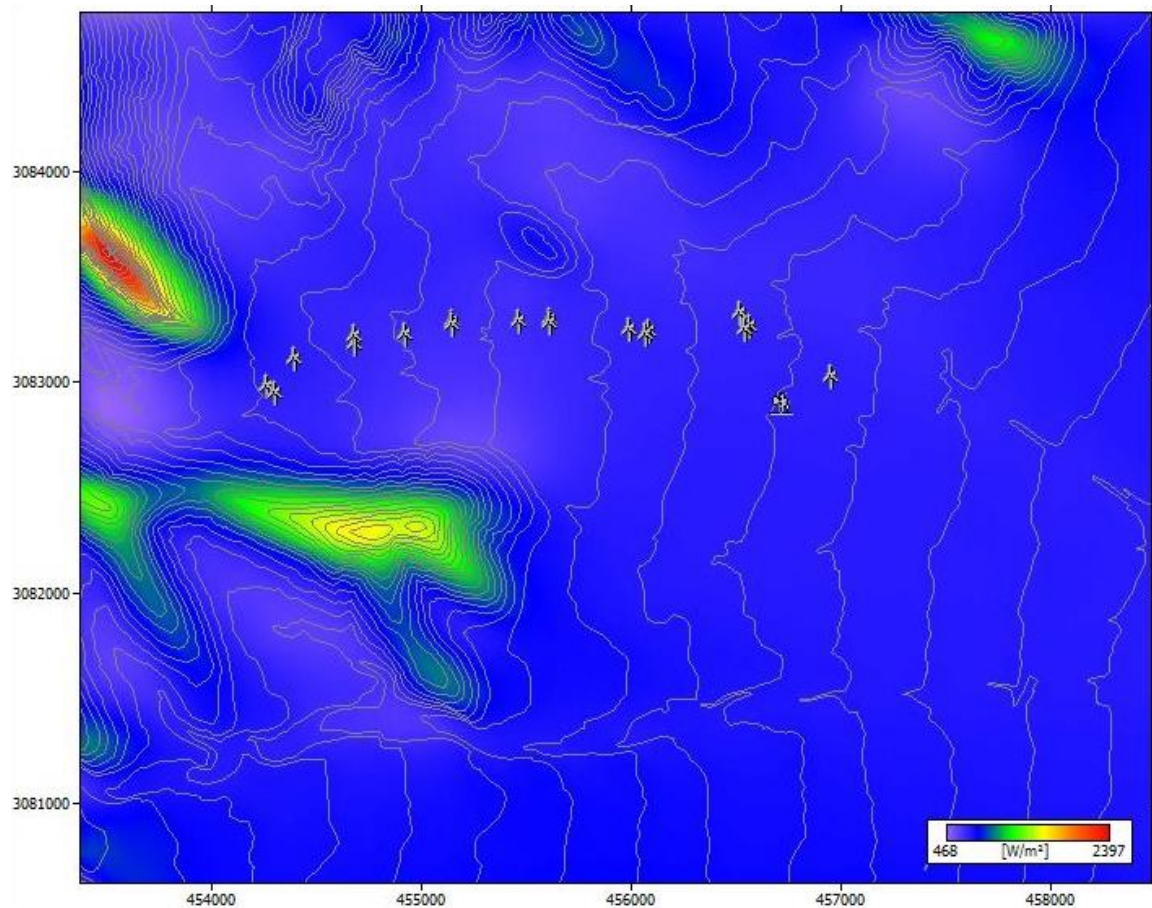


Figura 13: Curvas Isoventas de densidad de potencia.

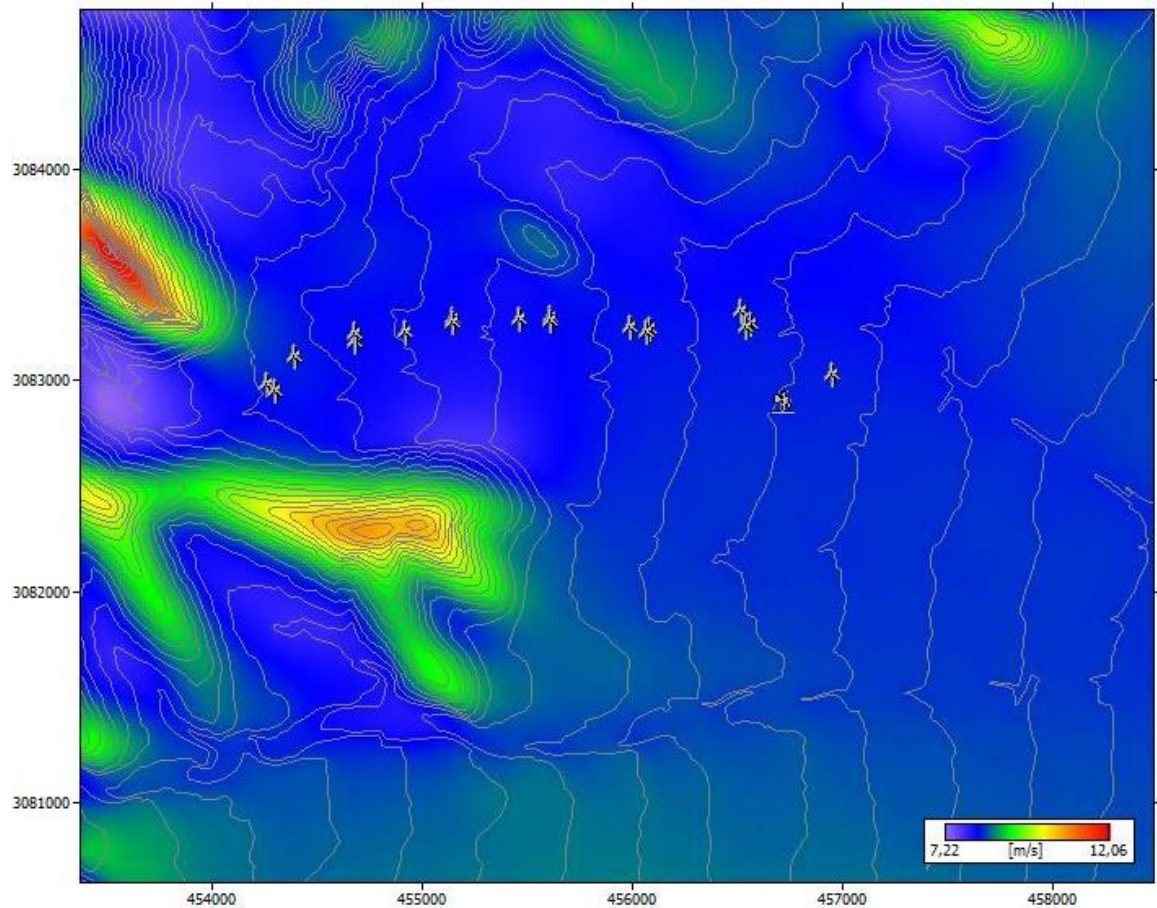


Figura 14: Curvas Isoventas de velocidad a la altura de buje.

Como se puede observar, y como era de esperar, la densidad de potencia es mayor en las zonas donde aumenta la altitud. Este comportamiento también se ve reflejado en la velocidad del viento a la altura de buje.

3.4 CURVAS DE POTENCIA Y ESTIMACIÓN DE ENERGÍA PRODUCIDA SEGÚN EL TIPO DE TECNOLOGÍA

Tal y como se detalla en el Anexo I se ha realizado la simulación de producción de energía según tres configuraciones posibles, que incluyen las siguientes tecnologías:

Tabla 5: Tipos de tecnologías de aerogenerador estudiadas.

FABRICANTE	MODELO	POTENCIA [MW]
Vestas	V162	5.6
Siemens Gamesa	SG170	6
General Electric	GE153	5.3

Para realizar esta simulación se han calculado las curvas de potencia y coeficientes de empuje de cada una de las tecnologías, obtenidos del catálogo del fabricante mediante interpolación lineal del valor de la densidad del aire en el emplazamiento [1.173 kg/m^3]. Se muestra. Como ejemplo, la curva de potencia obtenida para la tecnología Siemens Gamesa:

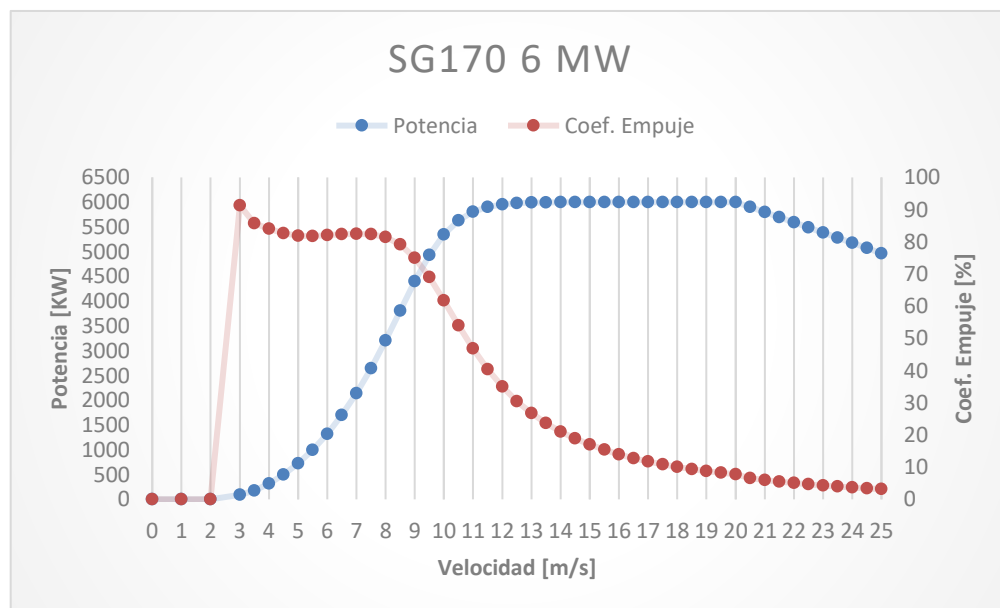


Figura 15: Curvas de potencia y coeficientes de empuje del modelo SG170.

3.4.1 ENERGÍA INYECTADA A LA RED

Los resultados obtenidos de la simulación y el cálculo energético de cada una de las tecnologías se muestran a continuación en la Tabla 6. El cálculo se ha realizado con el programa WAsP, asumiendo las siguientes condiciones de partidas:

- Distribución estadística del viento según Weibull con los parámetros de escala y forma correspondientes calculados en el software Windographer.
- Un rendimiento de los aerogeneradores nominal del 100%.
- Altura de buje de los aerogeneradores: 120m.
- Escenario de pérdidas previsto del:
 - 97% para pérdidas en la instalación eléctrica
 - 95% para las pérdidas por incumplimiento de la curva de potencia y por operación y mantenimiento.

Tabla 6: Resultado del cálculo energético de las diferentes tecnologías.

Parque Eólico Bufadero			
Resultados Producción Energía Eléctrica de Diferentes Alternativas Aerogeneradores			
	General Electric GE 153	Siemens Gamesa SG170	Vestas V162
Potencia Unitaria (MW)	5,3	6	5,6
N.º aerogeneradores	7	6	7
Potencia Total (MW)	37,1	36	39,2
Altura Buje (m)	120	120	120
Diámetro Pala (m)	158	170	162
Energía Bruta (GWh/año)	165,17	164,05	177,27
Energía Neta (GWh/año)	162,97	162,41	174,46
Pérdidas Efecto Estela (%)	1,33	1,00	1,59
Rendimiento Eléctrico	0,97	0,97	0,97
Rendimiento O&M	0,95	0,95	0,95
Rendimiento C. Potencia y Otras	0,95	0,95	0,95
Energía a Red (GWh/año)	142,67	142,17	152,72
Horas Equivalentes (h)	3.844	3.949	3.896
Factor Capacidad (%)	43,90%	45,08%	44,47%

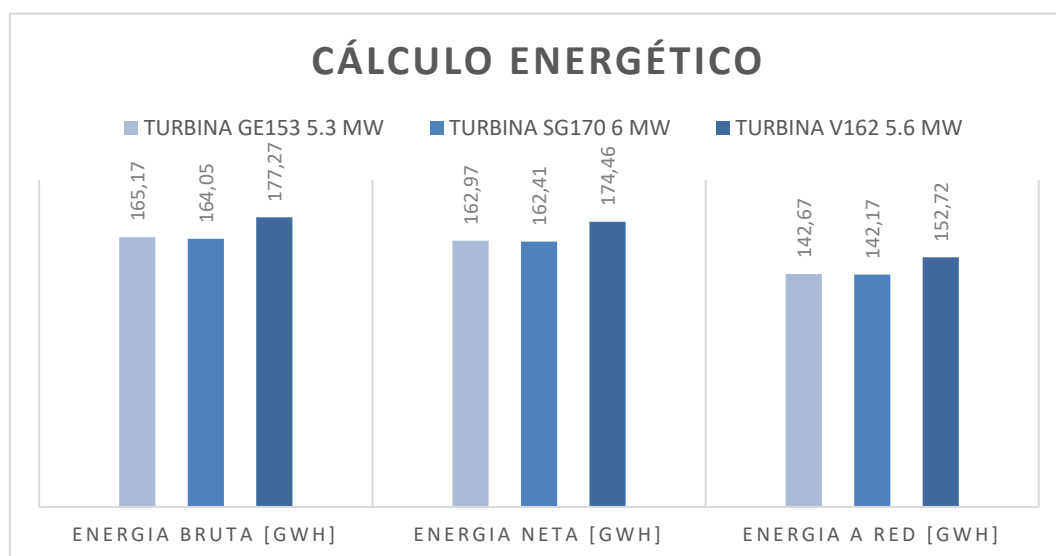


Figura 16: Energía producida anualmente por cada tecnología.

Se concluye, por tanto, que la tecnología elegida para implantar en el parque Eólico Bufadero es Vestas, con el modelo de máquina V162 y una potencia nominal unitaria de 5.6 MW, al ser la alternativa que mayor compromiso entre producción, energía inyecta a la red y coste muestra.

La distribución de energía producida por cada uno de los aerogeneradores Vestas es la siguiente:

Tabla 7: Energía producida por cada generador Vestas

Conf. 3: 7 aerogeneradores V162 de 5.6MW (39.2 MW) con altura de buje a 120m						
	X_{UTM} [m]	Y_{UTM} [m]	Elevación [m]	E. Bruta [GWh]	E. Neta [GWh]	Pérdidas [%]
Turbina V1	456.958	3.082.979	74,8	25,558	25,521	0,14
Turbina V2	456.549	3.083.201	84,6	25,467	25,377	0,35
Turbina V3	456.081	3.083.182	94,9	25,431	25,181	0,98
Turbina V4	455.621	3.083.232	105,2	25,244	25,057	0,74
Turbina V5	455.153	3.083.224	115,2	25,077	24,796	1,12
Turbina V6	454.693	3.083.175	127,0	25,192	24,788	1,6
Turbina V7	454.312	3.082.906	138,6	25,305	23,735	6,21
TOTAL				177,273	174,455	1,59

La inyección anual de energía a la red del P.E. Bufadero se estima en 152.72 GWh, con los aerogeneradores funcionando 3896 horas equivalentes a plena carga y con un rendimiento de productivo del 100% y un factor de capacidad del 44.47%.

Capítulo 4. DISEÑO Y PLANIFICACIÓN

4.1 ESTRUCTURA DEL PARQUE EÓLICO: LOCALIZACIÓN AEROGENERADORES

Como se ha decidido en el capítulo anterior, la tecnología que se implantará en el P.E: Bufadero es Vestas. El parque eólico tendrá una potencia nominal instalada de 39.1 MW y estará formado por siete aerogeneradores tripala con motor síncrono de imanes permanentes V162 de 5.6 MW de potencia nominal unitaria en disposición de una única alineación.

Tabla 8: Características técnicas máquina Vestas.

Modelo	V162
Motor	Motor síncrono de imanes permanentes
Potencia nominal	5600 kW
N.º Palas	3
Pares de polos	18
Altura de buje	120 m
Diámetro del rotor	162 m
Longitud de la pala	79,35 m
Tipo de torre	Tubular de acero
Tensión de estator [U_{NS}]	800V

Las coordenadas de localización de las siete máquinas han sido elegidas siguiendo los siguientes criterios, y se muestran en la Tabla 10:

Tabla 9: Criterios localización aerogeneradores Vestas.

V162 5,6 MW		
Distancia entre aerogeneradores de la misma alineación	≥	454 m
Distancia entre aerogeneradores de alineaciones paralelas	≥	1134 m
Distancia de aerogenerador a carretera	≥	282 m
Distancia a invernadero o bien no habitado	≥	100 m
Distancia a casas habitadas	≥	500 m

Tabla 10: Coordenadas en metro UTM huso 28 aerogeneradores Vestas.

V162 5,6 MW		
	X_{UTM}	Y_{UTM}
VE1	456.958	3.082.979
VE2	456.549	3.083.201
VE3	456.081	3.083.182
VE4	455.621	3.083.232
VE5	455.153	3.083.224
VE6	454.693	3.083.175
VE7	454.312	3.082.906

La distribución de las turbinas será la que se observa en la Ilustración, formando una única alineación que recorre la extensión longitudinal completa del emplazamiento situado próximo al cruce de Arinaga en la Isla de Gran Canaria.



Figura 17: Aspecto general turbinas del P.E. Bufadero. (Google Earth)

El parque eólico Bufadero, tendrá una estructura de 7 aerogeneradores que estarán distribuidos según las coordenadas recientemente mencionadas y respetando una distancia media entre aerogeneradores de 2,8 veces el diámetro del rotor.

Como se puede observar en la Tabla 8, los aerogeneradores generan energía a 800V, tensión que será elevada a 30KV en un transformador de potencia nominal 7000kVA situado en la góndola de torre de la máquina.

La red de media tensión de conexión de los aerogeneradores con la Subestación o Centro de Control del parque eólico, se ha diseñado por tanto en 30kV.

Tabla 11: Características técnicas P.E. Bufadero

N.º Aerogeneradores	7
Modelo	V162
Motor	Motor síncrono imanes permanente
Potencia nominal unitaria [kW]	5600
Potencia total instalada [MW]	39.1
Altura de buje	120 m
Diámetro del rotor	162 m
Producción bruta anual de energía [GWh]	177.27
Producción neta anual de energía [GWh]	174.25
Energía vertida a la red anualmente [GWh]	152.72
Inversión total (Millones de €)	35.5

4.2 AEROGENERADOR V162 5.6MW

La turbina V162 se trata de un tipo de máquina con motor síncrono de imanes permanentes, con control variable de velocidad y tripala, cuyo buje y gangola se montará sobre una torre tubular de acero a una altura de buje de 120m. El diámetro del rotor es de 162m, con una longitud de cada pala de aproximadamente 79m, dotadas de control de paso variable. en sus palas.

Sus características más diferenciadoras son las siguientes:

- Controles variables de velocidad y paso de pasa para maximizar la producción de energía.
- Capacidad de adaptación a diversos terrenos gracias a su sistema incorporado “yaw”.
- Sistema instalado de control de ruido emitido.
- Monitorización y control remoto del aerogenerador.

En la siguiente tabla de muestran las características principales:

Tabla 12: Características técnicas aerogenerador V162.

V162		
ROTOR	Diámetro	162 m
	Área barrida	20,612
	Rango de operación	4,3-12,1 rpm
	Velocidad de arranque	3
PALA	Longitud	79,35 m
	Material	Fibra de vidrio con resina epoxy
GENERADOR	Potencia nominal	5,6 MW
	Tipo	MS imanes permanentes
FRENOS	Tipo	Mecánico de rotor
TORRE	Altura buje	120m
	Torre	Tubular de acero

4.3 OBRA CIVIL

El P.E. Bufadero engloba una obra civil durante su ejecución que abarca los siguientes puntos y elementos:

- Ejecución de accesos y viales entre aerogeneradores y el Centro de Control.
- Construcción de zanjas para cableado.
- Cimentación de aerogeneradores y plataformas de acopio y montaje.
- Canalizaciones para tierras.
- Cimentaciones de aparellaje del centro de control.

4.3.1 ACCESOS AL PARQUE EÓLICO Y VIALES INTERNOS

El acceso al Parque eólico principal está situado en el vértice noreste del emplazamiento, y se realiza mediante conexión por glorieta a la carretera convencional de primer nivel GC-104 que conecta el cruce de Arinaga con el barrio de Corralillos, en el término de Agüimes.

Este acceso principal se conecta directamente a la glorieta mencionada anteriormente y con el eje principal del parque eólico, que lo recorre desde el inicio hasta el final de los diferentes aerogeneradores y que es de doble sentido, con un ancho aproximado de 10m. También existe otro acceso secundario en el vértice noroeste del parque eólico, que conecta con la continuación de la GC-104, y aprovecha un tramo asfaltado ya existente para enlazar con el parque eólico y el centro de control.

A su vez, existen una cantidad de siete viales internos que conectan cada una de las plataformas de los aerogeneradores con el eje principal, tal y como se puede observar en el Plano “Implantación general”.

Tanto el eje principal como los viales internos, en su mayoría de nueva construcción, cuenta con un ancho de 5 m para cada sentido y han sido diseñados teniendo en cuenta las especificaciones del Tecnólogo Vestas en su catálogo:

- Anchura útil mínima por sentido de 5m en tramos rectos.
- Sobreanchos requeridos en las curvas, cuando sea necesario.
- Radio mínimo de curvatura de 160m.
- Pendiente máxima del 10% en tramos rectos, del 7% en tramos curvos o del 14% como valor máximo excepcional.

Además, el objetivo principal es intentar realizar la menor cantidad de movimientos de tierras. La longitud total de viales de nueva construcción es de 5.7 km.

En cuanto a la composición de los viales, estará formada por dos capas o subbases, una inferior de un espesor aproximado de 28cm de material Proctor modificado y compactado al 95% y una base superior de zahorra artificial compactada al 98% y con un espesor aproximados de 25cm.

4.3.2 ZANJAS PARA CABLEADO

El cableado, cuyas dimensiones han sido especificadas en el documento “Anexo II – Cálculos y Diseño de la Instalación Eléctrica”, irá enterrado a una profundidad de 1.5m y con una distancia entre ternas de 40cm por un recorrido paralelo a los viales internos del parque, tal y como se especifica en el Plano “Implantación General”.

4.3.3 CIMENTACIÓN DE AEROGENERADORES Y PLATAFORMAS DE MONTAJE

La cimentación y plataformas de montaje de los aerogeneradores se construirán siguiendo las medidas especificadas en el Plano “Cimentación de aerogeneradores”, siguiendo las dimensiones y geometría dispuestas en el catálogo del fabricante de los aerogeneradores, en este caso Vestas.

El diseño consiste en una zapata fabricada en hormigón HA-30/B/20/IIa con un armado de aceto B-500-S, con geometría circular de diámetro 22m y un reborde de 1.5m, sobre la cual se montará un pedestal fabricado en hormigón con dimensiones de 9m diametrales y medio metro de espesor. Esta estructura deberá soportar tanto las cargas gravitatorias como las cargas aerodinámicas generadas por la interacción del aire con la estructura de la turbina.

Por otro lado, las plataformas de montajes, destinadas para realizar el acopio de palas y montaje de los aerogeneradores, tendrán un acabado muy parecido a los viales del parque eólico, con espesor de 20 cm de terminación en Zahorra.

El Tecnólogo, Vestas, suministrará en su catálogo las magnitudes y geometría de dicha plataforma.

Generalmente, se identifican tres zonas diferentes dentro de la plataforma, cada una con sus requerimientos oportunos:

- Zona de almacenaje de palas y componentes: Esta zona está incluida dentro del radio de operación de la grúa principal, que debe ser llana y con una capacidad portante suficiente. El vuelo de la pala fuera de la plataforma está permitido, normalmente, en un tramo.
- Zona de maniobras de la grúa principal: Las dimensiones depende del tipo de grúa en cuestión, respetándose la distancia entre el centro de la cimentación y el rectángulo de la plataforma indicada. En el caso de que la plataforma esté localizada sobre un talud natural o terraplén, deberán guardarse las distancias de seguridad suficientes por parte de la grúa principal para evitar el colapso del borde.

La plataforma de montaje se sitúa al mismo nivel que la cimentación. La nivelación del terreno deberá ser especialmente cuidada en el área en el que trabaja la grúa principal durante los trabajos de izado (0%). En esta área la capacidad portante deberá ser mayor que en las zonas de almacenaje de palas.

También deberá haber zonas para montaje y desmontaje de la grúa de celosía, que deberá ser lineal, plana y alargada. En esta zona se sustentará la celosía, transitarán caminos de transporte de tramos de pluma y se situará la grúa auxiliar de montaje.

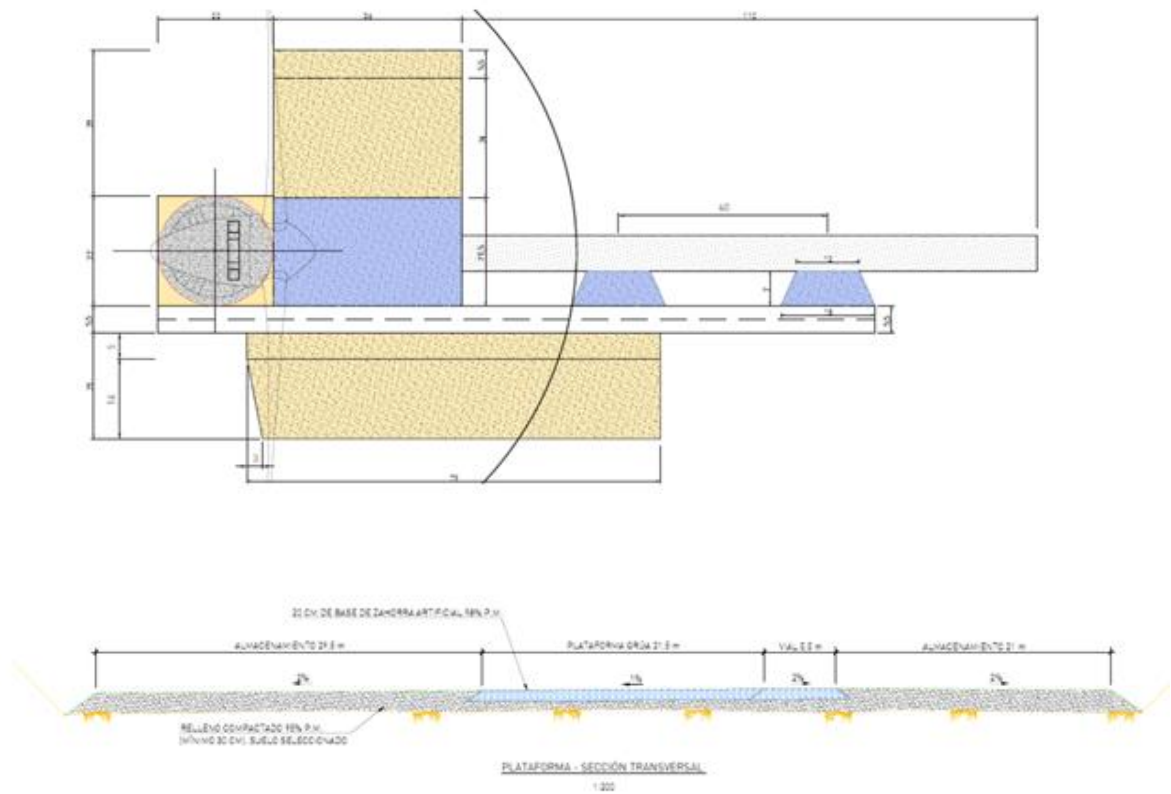


Figura 18: Planta y sección transversal de plataforma de montaje y aerogenerador.

4.4 INSTALACIÓN ELÉCTRICA – RED MEDIA TENSIÓN

El P.E. Bufadero tendrá un Centro de Control (CC) donde se interconectarán todas las líneas correspondientes para poder transportar la Energía hasta el punto de conexión con la Red, situado en la Subestación Eléctrica de Aldea Blanca, a escaso 22km del emplazamiento.

El CC está situado en el punto centras del emplazamiento, en el punto de Coordenadas UTM huso 28 $X_{UTM} = 455409\text{ m}$, $Y_{UTM} = 3083340\text{ m}$. Su misión principal es por canalizar y distribuir la producción de energía del parque eólico con el fin de que esta pueda ser inyectada en la red.

Esta red de media tensión comprende desde la instalación eléctrica interna en los aerogeneradores hasta la instalación canalizada en zanjas para su posterior conexión con el CC.

4.4.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

Para transportar la energía generada hasta el CC es necesario elevar la tensión de generación que sale de la turbina a 800V hasta 30 kV para minimizar las pérdidas en el posterior transporte, para lo cual los aerogeneradores cuentan con un centro de transformación 0,8/30 kV. A partir de la salida en 30 kV de los aerogeneradores, se diseñan las líneas de distribución en media tensión (M.T.). El transformador de 0,8/30 kV de cada aerogenerador es trifásico, de 37.000 kVA de potencia aparente, de tipo seco encapsulado.

Los aerogeneradores se van uniendo unos con otros mediante las correspondientes cabinas de entrada y salida de línea, que se instalan en el interior de los propios centros de transformación de cada aerogenerador. Estas cabinas serán de diferente tipo, en función de las posiciones que ocupe el aerogenerador en cada una de las líneas de generación. En este caso, se dispondrá de cuatro líneas de 30 kV denominadas Línea 1, Línea 2, Línea 3 y Línea 4.

Las Líneas de aerogeneradores se pueden ver en el plano denominado “Esquema Unifilar General del Parque Eólico”.

Tabla 13: Líneas de generación y posiciones correspondientes.

	Aerogeneradores
Línea 1	A01, A02
Línea 2	A03, A04
Línea 3	A05
Línea 4	A06, A07

Para el cálculo y dimensionamiento de los elementos, conductores y equipos a emplear, se seguirá lo establecido en el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.

4.4.2 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

En el interior de cada torre, existirá un centro de transformación para elevar la tensión de generación de la turbina, en este caso 800V, a la tensión de 30 kV para poder ser transportada al CC. Esta instalación eléctrica está compuesta por un transformador y las cabinas de Media Tensión correspondientes según la posición del aerogenerador en cada una de las líneas de generación. Esta instalación completa está representada de forma gráfica en el Plano “Esquema unifilar centros de transformación”.

Dadas las características del interior de la torre, de sección circular con espacios limitados, así como el tamaño de la puerta de acceso, los equipos a instalar están condicionados a adaptarse al citado recinto, de modo que las celdas de media tensión deberán tener unas dimensiones adecuadas para poder entrar por la puerta sin problemas.

TRANSFORMADOR

El transformador de potencia tiene, según el catálogo del fabricante, las siguientes características técnicas descritas en la Tabla 14, se especifica una tensión de aislamiento de 36kV, una fabricación especialmente indicada para interiores, de tipo seco y encapsulados en resina. Además, deben de ser totalmente herméticos.

Tabla 14: Características técnicas Transformador de potencia.

Transformador de potencia - V162	
Potencia nominal	7000 kVA
Nº de fases	3
Frecuencia	50 Hz
Tipo	Seco
Tipo de refrigeración	AN
Instalación	Interior
Tensión nominal de alta en vacío	30 kV
Tensión nominal de baja en vacío	720 kV
Arrollamiento lado de alta	Triángulo
Arrollamiento lado de baja	Estrella
Grupo de conexión	Dyn11

Los transformadores deberán estar identificados con una placa con el nombre del fabricante, así como el tipo de transformador, sus números identificativos, y las características eléctricas y técnicas de este.

CABINAS DE MEDIA TENSIÓN

Se distinguen 2 tipos de centros de transformación, cada uno de estos, está formado por un módulo de celdas compactas de 2, o 3 unidades, de la siguiente manera:

- Tipo 1 – Final de línea: Celda de remonte y celda de protección. (OL + 1V)
- Tipo 2 – Intermedia: Celda de remonte, celda de línea y celda de protección. (OL + 1L + 1V)

Las celdas de media tensión asignadas a cada generador, se especifican en la Tabla 15 y tienen las características técnicas de la Tabla 16. Las celdas de M.T. serán cabinas compactas según normativa UNE-EN-60298, UNESA6407 y CEI298, diseñadas para su uso en interiores con chapa de acero que pueda soportar los esfuerzos derivados de las vibraciones de operación de la torre tubular del aerogenerador y equipadas con una puerta para montaje, desmontajes y manipulación del aparellaje eléctrico en caso de ser necesario.

Tabla 15: Celdas de media tensión asignadas a cada posición.

	Aerogenerador	Celda
Línea 1	1	Final de línea 0L+1V
	2	Intermedia 0L+1L+1V
Línea 2	3	Final de línea 0L+1V
	4	Intermedia 0L+1L+1V
Línea 3	5	Intermedia 0L+1L+1V
Línea 4	6	Intermedia 0L+1L+1V
	7	Final de línea 0L+1V

Tabla 16: Características técnicas de las celdas de M.T.

Cabinas de Media Tensión	
Sitio de instalación	Interior
Tensión máxima	36 kV
Tensión nominal	30 kV
Frecuencia	50 Hz
Corriente nominal máxima	400 A
Medio de aislamiento	SF6
Tipo de celda	GIS
Protección transformadores	Interruptor automático
Seccionamiento	Seccionador
Capacidad nominal interrupción en cortocir.	16 kA
Capacidad nominal de cierre en cortocir.	40 kA
Duración máxima de cortocir.	1s

Las celdas de final de línea están equipadas con una protección de transformador y una protección de entrada de línea, mientras que las celdas intermedias tienen una protección de transformador y otras dos protecciones de entrada y salida de línea.

Los componentes principales de las cabinas se muestran en la siguiente tabla, según el tipo de cabina que sean:

Tabla 17: Componentes principales de las cabinas de M.T.

Cabina	Componentes
Salida de Línea	Interruptor-seccionador de corte en carga SF6 Seccionador de puesta a tierra Salida de cables con pasatapas a bornes de conexión Indicadores capacitivos de presencia de tensión
Entrada de línea	Salida de cables con pasatapas a bornes de conexión. Indicadores capacitivos de presencia de tensión
Protección de Transformador	Interruptor-seccionador de corte en vacío SF6 de tres posiciones: abierto, cerrado y puesta a tierra Interruptor automático en vacío o SF6 Disparadores de sobretensión Relé de protección (50-51 y 50N-51N) Seccionador de puesta a tierra Indicadores capacitivos de presencia de tensión Salida de cables con pasatapas a bornes de conexión

Las características de los componentes principales que incluye cada una de las cabinas serán las siguientes:

➤ EMBARRADO GENERAL:

El embarrado incluido está dimensionado para soportar además de la intensidad nominal, las intensidades térmicas y dinámica asignada de la siguiente Tabla:

Tabla 18: Intensidades soportadas por el embarrado general.

Intensidad nominal	400 A
Límite térmico 1 seg.	16 kA _{ef}
Límite electrodinámico	40 kÂ

➤ CONEXIÓN CON CABLES:

La conexión tanto de las salidas a transformador o celdas como de las acometidas de media tensión se realizarán con cables, que se unirán mediante pasatapas. Dichas uniones, en caso de que la intensidad de cortocircuito sea igual o superior a 16 kA, se llevarán a cabo con terminales enchufables de conexión reforzada, atornillables y apantallados.

➤ INTERRUPTOR-SECCIONADOR:

Este dispositivo tiene tres posiciones: abierto, cerrado y de puesta a tierra, y su principal función es cortar en carga. Este tipo de interruptor se caracteriza por ser accionado manualmente, estar adecuadamente fijado mediante enclavamientos que impidan falsas maniobras y contener en su interior hexafluoruro de azufre.

La tensión de aislamiento será de 36 kV, intensidad nominal de 400 A y poder de corte 16 kA.

➤ INTERRUPTOR AUTOMÁTICO:

Estos interruptores producirán una desconexión en carga con corte en vacío si se accionan, con el objetivo de proteger al transformador por sobreintensidad. Serán accionados por muelles con carga por motor y fijos, mediante los enclavamientos pertinentes. Su tensión de aislamiento será de 36 kV, intensidad nominal de 400 A y poder de corte 16 kA.

Además, están equipados con una bobina de cierre, de disparo y de sistema de control a 125 V c.c. en la propia cabina.

Las celdas, siguiendo la Norma UNE-EN 60298, estarán equipadas con los enclavamientos funcionales estipulados, y que serán los siguientes:

- I. Parar cerrar el interruptor, el seccionador de tierra debe estar abierto y el panel de acceso cerrado.
- II. Sólo se podrá ejecutar el cierre del seccionador de puesta a tierra con el interruptor abierto.
- III. La apertura del panel de acceso al compartimento de cables sólo será posible con el seccionador de puesta a tierra cerrado.
- IV. Únicamente será posible abrir el seccionador de puesta a tierra para realizar el ensayo de cables, con el panel delantero retirado. No será posible cerrar el interruptor.
- V. Además de los enclavamientos funcionales ya definidos, algunas de las distintas funciones se enclavarán entre ellas mediante cerraduras adecuadas.

4.4.3 CONDUCTORES

El cálculo de la sección y el tipo de conductor elegido para cada línea de generación se muestra detallado en el documento “Anexo II – Cálculo y Diseño de la instalación Eléctrica).

A continuación, se muestra un resumen de los resultados obtenidos:

Tabla 19: Conductores Al con aislante XLPE para cada línea de generación.

	Posiciones	$I_{línea} [A]$	Sección [mm^2]	$I_{max admisible} [A]$
Línea 1	A01, A02, CC	374,8	3 x 400	415
Línea 2	A03, A04, CC	374,8	3 x 400	415
Línea 3	A05, CC	187,4	3 x 95	190
Línea 4	A07, A06, CC	374,8	3 x 400	415

Por motivos de coste, se ha elegido cables de Aluminio, con aislamiento XLPE, al ser es más indicado para instalaciones de media tensión. Según normativa UNE 21 123 y IEC502 (detalles sobre características técnicas del cableado en la página 1 de la Sección III – Pliego de condiciones técnicas de la infraestructura eléctrica del documento N°3 “Pliego de Condiciones”), todos los conductores deberán ir correctamente identificados con el fabricante y combinación numérica de borne, coincidiendo con las notas especificadas en los planos de cableados.

En los más profundo de la zanja se situarán los conductores a tierra, que irán enterrados con una base finada de arena de río de 10 cm de espesor, sobre los que se asentarán los cables de potencia de M.T.

Tras la siguiente subbase de 30cm de espesor convenientemente compactada se alojarán cables de fibra óptica, que están enterrados por dos capas arenosas de 15 cm separadas por una protección por PVC y un empedrado muy fino.

Toda la instalación y canalización deberá ir correctamente señalizada con un código de colores previamente definido.

4.4.4 RED DE PUESTA A TIERRA

La instalación eléctrica contará con cables de cobre sin aislante de 95 mm^2 de sección que conformarán la red de puesta a tierra para unir todos los aerogeneradores y que irá enterrado por las zanjas habilitadas.

Se puede diferenciar entre la red de puesta a tierra individual de cada turbina y la red de puesta a tierra general. Ambas se conectarán, según las especificaciones de las NTE y MIE RAT, al armazón de la zapata, consiguiéndose una resistencia de puesta a tierra que debe tener un valor inferior a 10 ohmios.

Los elementos metálicos juntos con celdas de media tensión, herrajes, carcasas y cuadros eléctricos se conectarán a tierra mediante cable de cobre para derivar las averías o desvíos de tensión que se puedan producir.

4.4.5 CABLES DE FIBRA ÓPTICA

En este apartado se van a detallar las características de los cables de interconexión entre aerogeneradores y de conexión entre generadores y el CC (remitirse al plano “Esquema interconexión Cables Fibra Óptica”).

Las características técnicas se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 20: Características técnicas del cable de F.O.

	Cable monomodo	Cable multimodo
Tipo de fibra	Monomodo 10/125 μm	Multimodo 50/125 μm
Construcción	Ajustada	Ajustada
Número de fibras	8	8
Cubierta interna	Polietileno	Polietileno
Armadura	Acero corrugado	Acero corrugado
Cubierta externa	Polietileno	Polietileno

La señalización y maniobra del parque eólico ejecutada desde el puesto central de control, situado en el CC, se conducirá mediante cables de fibra óptica de ocho fibras, tipo monomodo (10/125 μ m) y multimodo (50/125 μ m). Remitirse al plano “Esquema de Interconexión de Cables de Fibra Óptica para determinar el tipo de cable y distancias de cada tramo.

El tipo de cable de fibra óptica empleado en cada tramo se adecuará a los equipos de control a instalar, ya sea en las turbinas o en el CC. Su disposición será enterrada en las mismas zanjas que los demás conductores, y estará protegido contra la acción de roedores.

Al igual que el resto de los conductores, toda la instalación y canalización deberá ir correctamente señalizada con un código de colores previamente definido y, tal y como indica la normativa UNE 21.123 y R.U. 3.305, cada cable deberá estar grabado permanentemente la identificación del conductor y nombre del fabricante. Además, estarán identificados en los extremos mediante codificación numérica de borna y equipo receptor, tal y como se puede observar en el plano correspondiente.

Los empalmes de este tipo de cables están permitidos únicamente para interconexiones con distancias sean superiores a 3km. No podrá haber empalmes entre conexiones de diferentes aerogeneradores.

4.4.6 ZANJAS ELÉCTRICAS

Se han estipulado diferentes tipos de zanjas para el tendido de los cables de fuerza de M.T. y para los de control de F.O. (remitirse al plano denominado “Zanjas para cableado”).

Las características y especificaciones técnicas de estas zanjas, como por ejemplo la sección, están ilustradas en el mismo plano y en la tabla adjunta, donde

quedan definidas dichas zanjas en función del número de cables que llevan incorporadas.

Tabla 21: N.º de cables en zanjas eléctricas.

Tipo de Zanja	Número de Cables		
	Media Tensión (M.T.)	Fibra Óptica (F.O.)	Cable de Tierra
Tipo Z-1a	1	1	1
Tipo Z-2b	2	1	1
Tipo Z-3b	3	1	1
Tipo Z- 3b - PV	4	1	1
Tipo Z- 4c	4	1	1
Tipo Z- 6e	6	1	1

El tendido de cables se hará según los siguientes criterios:

- En los más profundo de la zanja se situarán los conductores a tierra, que irán enterrados con una base fina de arena de río de 10 cm de espesor, sobre los que se asentarán los cables de potencia de M.T.
- Posteriormente, las ternas de cables de potencia de M.T., irán situados sobre una capa de 10 cm de espesor de arena de río fina y compactada. La distancia entre los diferentes circuitos o ternas será de 40 cm.
- En la siguiente subbase, de 30cm de espesor y convenientemente compactada, se alojarán cables de fibra óptica, enterrados por dos capas arenosas de 15 cm separadas por una protección por PVC y un empedrado muy fino.
- Finalmente, se señalizará, mediante una cinta, la existencia de cables eléctricos de M.T. en todo el recorrido y se extenderá otra base de arena fina de 30 cm, compactada, sin piedras, ni raíces, hasta que la zanja quede completamente cubierta.
- Toda la extensión de las zanjas deberá ir correctamente señalizas mediante hitos separados 50m y de diferentes colores según la presencia de empalmes.

4.4.7 CENTRO DE CONTROL – SUBESTACIÓN DEL PARQUE

Toda la instalación eléctrica anteriormente descrita tiene como objetivo derivar la producción de energía de cada uno de los aerogeneradores al centro de control (CC), donde puede agruparse para ser transportada en 30 kV a la Subestación Eléctrica de Aldea Blanca [30/66 kV], en donde se llevará a cabo el proceso de transformación a 66 V para inyectarse a la red.

Este CC estará formado por un edificio propio diseñado específicamente para albergar todas cabinas propias de la instalación eléctrica de 30kV del P.E. Bufadero junto con los cuadros de baja tensión.

Según se aprecia en el Plano “Esquema Unifilar General 30 kV”, las líneas de generación, mediante cabinas de protección con interruptores automáticos, de conectarán al Centro de Control. También habrá salida para conexión de los Sistemas de Servicios auxiliares.

La instalación eléctrica del Centro de Control está compuesta por los siguientes elementos:

- Banco de condensadores.
- Cuadro de Servicios Auxiliares (SSAA) con su respectivo Transformador de SSAA.
- Cabinas de alta tensión para cuatro líneas de generación.
- Equipos Rectificadores-Cargadores de baterías.
- Equipo de Control y Protección de interconexión.

Las Protecciones eléctricas serán tanto de sobreintensidad (51, 67N, 50) como de sobretensión de neutro (59N) tanto en las líneas de generación como en las acometidas y transformador de potencia. También se instalarán protecciones de medida en las celdas de los trafos tanto de intensidad como de tensión.

SERVICIOS AUXILIARES Y TRANSFORMADOR DE SERVICIOS

AUXILIARES:

Los servicios auxiliares están compuestos por fuentes de alimentación alterna/continua, sistemas de señalización, refrigeración, protección, control y filtrados estarán alimentados mediante un transformador de servicios auxiliares. Las características técnicas de este transformador se resumen a continuación:

Tabla 22: Características técnicas Transformador SSAA.

Transformador de Servicios Auxiliares (SSAA)	
Sitio de instalación	Interior
Potencia	50 kVA
Refrigeración	AN
Frecuencia	50 Hz
Aislamiento	36 kV
Tensión nominal primario	30 kV
Tensión nominal secundario	400 V
Grupo de Conexión	Dyn11
Regulación en vacío	$\pm 2,5\%$ y $\pm 5\%$
Refrigerante	Aire
Max. Var. Tª devan. Doble	65°C

APARELLAJE

El aparellaje estará formado principalmente por interruptores con el objetivo de proteger las líneas eléctricas. Estos interruptores estarán fijados con los enclavamientos correspondientes y serán de corte en vacío con accionamiento por muelles. La intensidad nominal de estos interruptores será de 400A tal y como se ha explicado en el Anexo II – Cálculo y Diseño de la Instalación Eléctrica.

El transformador de Servicios Auxiliares estará protegido con interruptores-seccionadores de fusibles para protección en caso de cortocircuito, a una tensión de 36kV, según normativa UNE Y CEI.

4.4 IMPLEMENTACIÓN: PLANIFICACIÓN

A continuación, se muestra, en forma de cronograma, la distribución de tareas para la implantación del P.E. Bufadero:

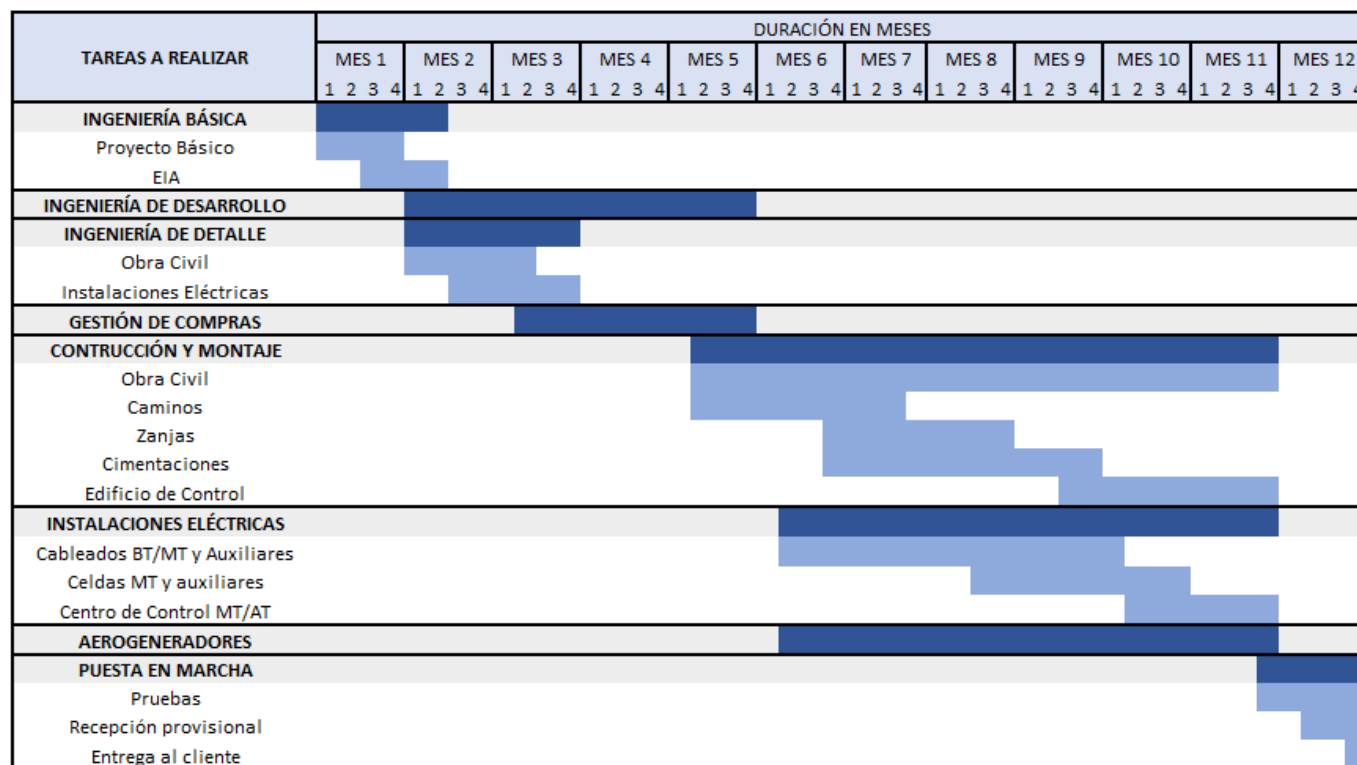


Figura 18: Cronograma ejecución del montaje del parque eólico.

Capítulo 5. PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN

A continuación, se refleja el presupuesto en EUROS de ejecución del proyecto mediante el desglose de las principales partidas:

Obra Civil:

– Parque Eólico	1.141.518,38
– Centro seccionamiento y almacén residuos peligrosos (prefabricados)	80.000,00

Suministros eléctricos del Parque Eólico:

– Conductores y puesta a tierra	125.769,54
– Centro de Interconexión y Seccionamiento	146.763,28
– Cabinas de Media Tensión (MT)	98.567,00

Montaje Eléctrico del Parque Eólico

– Tendido de cables	64.000,00
– Centro Interconexión y Seccionamiento	80.000,00

Aerogeneradores:

– Aerogeneradores	27.832.000,00
-------------------	---------------

Ingeniería y Dirección de Obra

– Ingeniería del Parque Eólico	50.000,00
– Dirección facultativa de la obra	45.289,86

Varios	27.000,00
---------------	-----------

TOTAL DE EJECUCIÓN MATERIAL	29.690.908,06
------------------------------------	---------------

– 16 % Gastos Generales	4.750.545,29
– 3 % Beneficio Industrial	890.727,24

TOTAL DE EJECUCIÓN POR CONTRATA	35.332.180,59
--	---------------

El presupuesto de ejecución por contrata de las instalaciones y obras del Parque Eólico Bufadero asciende a la cantidad de:

TREINTA Y CINCO MILLONES TRESCIENTOS TREINTA Y DOS MIL CIENTO OCHETA EUROS Y CINCUENTA Y NUEVE CÉNTIMOS (35.332.180,59 €)

5.1 ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICO

En el documento “Anexo III – Estudio de Viabilidad Económico” se han detallado los resultados obtenidos sobre la viabilidad económica del proyecto, para una vida útil del proyecto de 20 años, una Tasa de Inflación General del 2%, una Tasa de Descuento del 4% y un precio de venta de la energía inyectada a la red de 45 €/MWh.

Se han detallado la cuenta de pérdidas y ganancias, el cronograma para la inversión, las fuentes de ingresos, los ingresos derivados de la explotación del parque eólico y los gastos acarreados por operación y mantenimiento.

Como conclusión, el volumen total de la inversión asciende a la cantidad de 37.284.674€ y la ejecución del proyecto es viable en términos económicos, ya que se ha obtenido un valor de la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) positivo, concretamente del 9.9%

Capítulo 6. IMPACTO SOCIAL Y MEDIOAMBIENTAL

La generación de energía eólica supone beneficios muy destacables en el ámbito social y medio ambiental.

Por un lado, la generación a través de energía eólica reduce considerablemente la emisión de gases contaminantes y dióxido de carbono, por ejemplos los producidos por las centrales cuya fuente de energía son los combustibles fósiles. Incrementar la generación con fuentes de energía renovable implica una reducción de generación a través de fuentes no renovables. Tanto las que emiten gases de efecto invernadero, como por ejemplo las centrales de carbón, como aquellas que generan residuos tóxicos o radiactivos, como por ejemplo las centrales nucleares.

Por otro lado, la implementación de los parques eólicos genera un impacto social muy positivo, ya que la mayor parte de ingeniería, instalación, montaje y comercialización del parque se lleva a cabo a través de subcontratos o acuerdos con empresas de la zona. Todo ello acaba traduciéndose en la contratación de aproximadamente 100 personas, normalmente residentes de la zona. En conclusión, el aumento de puestos de trabajo genera un aumento en la renta per cápita de los residentes canarios, que a su vez tiene un efecto en la riqueza e inversiones de la Isla de Gran Canaria.

6.1 AHORRO Y CONTAMINACIÓN EVITADA

El parque eólico Bufadero está formado por un total de 7 aerogeneradores de 5.600 kW de potencia unitaria, que conforman una total de 39.2 MW de potencia instalada. Se ha calculado que trabajará 3896 horas al año a potencia nominal, con una producción neta de energía vertida a red de 152.720 MWh/año.

Dado que el viento es un recurso renovable, la producción de energía eólica supone una disminución considerable de la energía producida por recursos no renovables, como, por

ejemplo, recursos fósiles. Esta disminución supone un ahorro importante de generación de energía primaria a nivel nacional, según se va a calcular a continuación a partir de la información proporcionada por el Plan de Energías Renovables de España, CNE, REE y Foro Nuclear.

En estos cálculos de ahorro energético también se han contabilizado las pérdidas de producción y transporte, las cuales se han estimado, según la Orden ITC/107/2014 del 31 de enero (anexo III), en un 10,93 % desde las barras de salida de la central hasta la acometida del aerogenerador.

Teniendo en cuenta lo recientemente mencionado, en la siguiente Tabla se enumera el ahorro de energía a nivel nacional para los diferentes tipos de combustibles fósiles.

Tabla 23: Ahorro energético nacional de combustibles fósiles.

Tecnología	Rendimiento en punto de generación (%)	Rendimiento en punto de consumo (%)	Consumo específico (kcal/kWh final)	Ahorro Energético Nacional (Tep/año)
<u>CT Fuel</u>	37%	32%	2.135	30.928
<u>CT GN ciclo abierto</u>	36%	31%	2.195	31.787
<u>CT Carbón</u>	39%	34%	2.026	29.342
<u>IGCC</u>	45%	39%	1.756	25.430
<u>CTCC (GN)</u>	54%	47%	1.261	18.265

De la misma manera, la generación de energía renovable se refleja en una disminución de las emisiones provocadas por las energías fósiles. Se muestra a continuación la cantidad de estas emisiones, compuestas de óxido de nitrógeno, dióxido de azufre, dióxido de carbono y cenizas (partículas) evitadas por la operación del parque eólico frente a las centrales de carbón:

Tabla 24: Emisiones anuales ahorradas respecto a centrales de carbón en toneladas.

Contaminante	Hulla + Antracita	Lignito Negro	Lignito Pardo	Carbón Importado
NOX	447	539	207	241
SOX	780	2.500	3.073	378
CO2	107	109	117	98
Partículas	46	46	34	23

Según CNE y REE, la operación del parque eólico frente a las centrales térmicas convencionales del Régimen Ordinario, excluyendo centrales hidráulicas y nucleares, supone el ahorro de emisiones detallado en la siguiente tabla:

Tabla 25: Emisiones anuales ahorradas respecto a Centrales Térmicas en toneladas.

Contaminante	Promedio CT Carbón	Centrales de Fuel - Gas	CTCC (GN)
NOX	359	138	138
SOX	1.683	253	0.8
CO2	107.377	88.425	40.148
Partículas	37	11	2

Además, el parque eólico Bufadero generará energía eléctrica suficiente para el abastecimiento anual de la demanda eléctrica de 24.413 personas, según el consumo energético por persona estimado por el Banco Mundial en 2012 (5.530 kWh electricidad anuales por persona).

Capítulo 7. CONCLUSIONES

El Parque Eólico Bufadero, situado en el sureste de la isla de Gran Canaria, está formado por siete aerogeneradores Vestas V162 5.6MW, tiene una potencia total instalada de 39.2 MW e inyecta a la red, de forma anual, 152.720 kWh de energía.

Con relación a la infraestructura de obra civil, contará con dos accesos de conexión a la carretera convencional GC-104km. La instalación eléctrica de Media Tensión, diseñada a 30 kV, está formada por cuatro líneas de generación que conectan la energía producida por cada turbina con el Centro de Control situado en el parque eólico.

El presupuesto total de ejecución de material y contrata asciende a la cantidad de 35.332180,59€, y se ha determinado que el proyecto es viable en términos económicos, con un valor calculado de la Tasa de Rentabilidad Interna (TIR) del 9.9%

Por último, la implantación del P.E. Bufadero, permite un ahorro de más de 300 Toneladas anuales de emisiones de Dióxido de Carbono y generará energía eléctrica suficiente para el abastecimiento anual de la demanda eléctrica de 24.413 personas. Además, contribuirá favorablemente al desarrollo sostenible de la Isla de Gran Canaria, en cuanto a su infraestructura de generación renovable y crecimiento económico.

Capítulo 8. BIBLIOGRAFÍA

[AEE.] Asociación Eólica Española (2020)

Obtenido de <https://www.aeeolica.org/comunicacion/la-actualidad-eolica/4277-aee-presenta-el-anuario-eolico-2020-analisis-de-la-situacion-de-la-energia-eolica-en-espana-y-en-el-mundo>

[AEMET] Agencia Española de Meteorología.

Obtenido de <http://www.aemet.es/es/portada>

[ALGE.] Energía Las Palmas de Gran Canaria

Obtenido de <https://energialaspalmasgc.es/informacion-energetica-canarias/>

[Ammonit.] Ammonit Measurement GmbH

Obtenido de <https://www.ammonit.com/es/informacion-eolica/energia-eolica>

[REE] Red Eléctrica de España. <https://www.ree.es/es>

[D.Energía.] Fundación Descubre la Energía.

Obtenido de <https://descubrelaenergia.fundaciondescubre.es/las-fuentes/eolica>

[Energética.] Revista de generación de Energía y Eficiencia Energética.

Obtenido de <https://www.energetica21.com/noticia/la-energia-eolica-en-espana-se-dirige-con-pasos-firmes-hacia-los-objetivos-del-pniec-a-2030>

[Google Earth] Google Earth

Obtenido de <https://earth.google.com>

[OMIE] Operador de mercado eléctrico. <https://www.omie.es/es>

[IEA] Agencia Internacional de Energía

Obtenido de <https://www.iea.org/>

[ISTAC.] Gobierno de Canarias

Obtenido de <http://www.gobiernodecanarias.org>

[Petersen, E. L.] (1990). Atlas Eólico Europeo . DTU Library.

[PNIEC] Plan Nacional Integrado de Energía y Clima

Obtenido de

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/es_final_necp_main_es.pdf

[PremiumEnergia.] Empresa de Ingeniería y Recursos Energéticos

Obtenido de <https://premiumenergia.es/historia-de-la-energia-eolica/>

[SG.] Smart Grids

Obtenido de <https://www.smartgridsinfo.es/2019/01/31/red-transporte-electrico-canaras-preparada-transicion-energetica-gracias-inversion-ree-plan-eolico>

[TBSanMartin.] Tecnoblog San Martín.

Obtenido de <https://tecnoblogsanmartin.wordpress.com/category/tecnologia-3%C2%BA-e-s-o/unidad-5-energias-renovables/5-2-energia-eolica/multipala-americo/>

[Windographer] Software Windographer.

Obtenido de <https://www.windographer.com>

[WAsP] Wind Atlas Analysis and Application Program.

[AutoCad] Software AutoCad - Student Version

[Reglamento Eléctrico de Líneas de Alta Tensión]

[Alonso, C] Apuntes y Lecciones sobre Energía Eólica.

[Vestas] Vestas. <https://www.vestas.com/>



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

DOCUMENTO 2 – PLANOS

Autor: Laura Cuñado Rodríguez

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

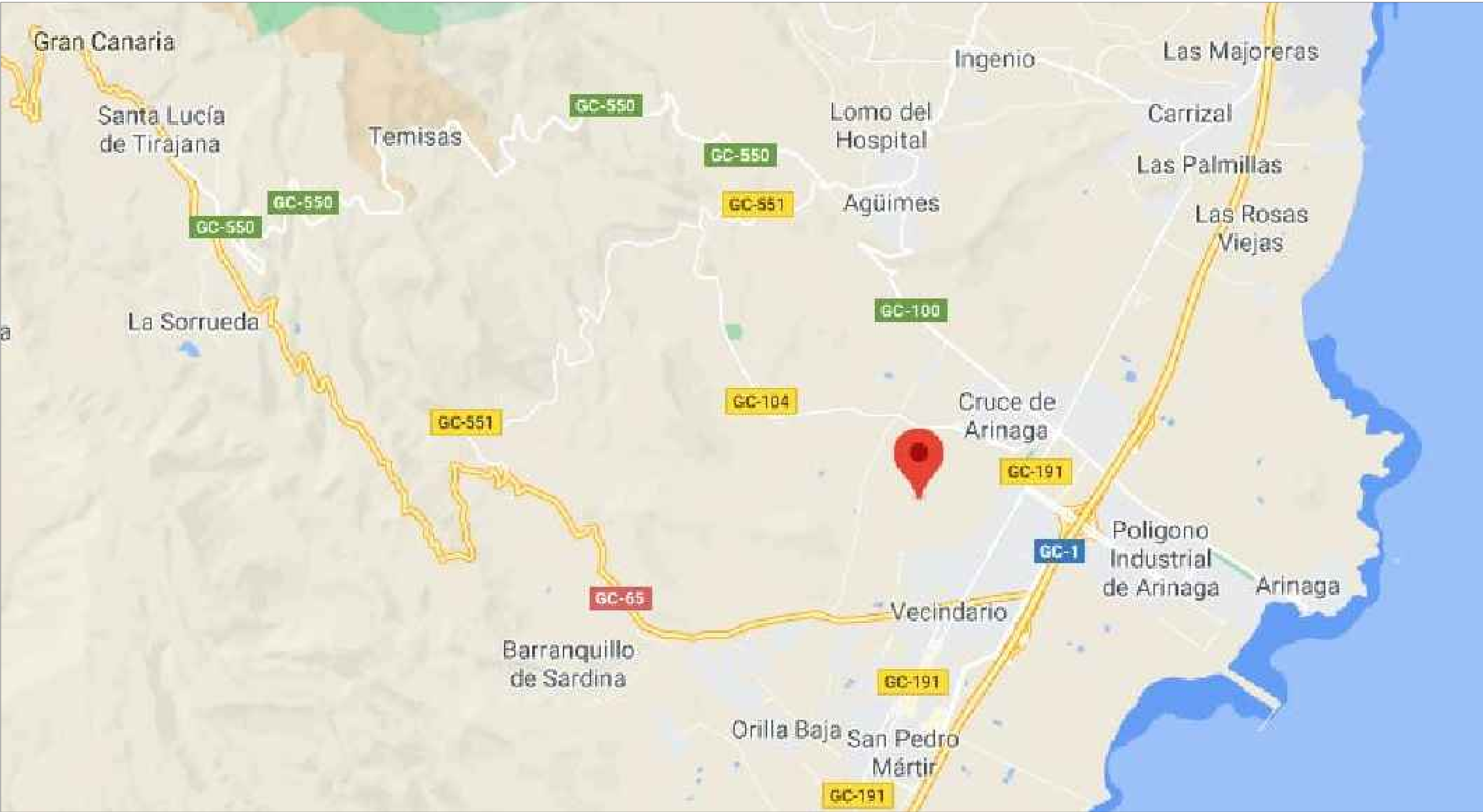
Febrero de 2021

Índice de planos

1. LOCALIZACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO	3
2. IMPLANTACIÓN GENERAL	4
3. DETALLE ACCESO AL PARQUE.....	5
4. CIMENTACIÓN AEROGENERADORES	6
5. VIALES.....	7
6. ZANJAS PARA CABLEADO	8
7. DISPOSICIÓN DE LÍNEAS DE GENERACIÓN.....	8
8. ESQUEMA UNIFILAR SUBESTACIÓN 30 KV.....	9
9. ESQUEMA UNIFILAR CENTROS DE TRANSFORMACIÓN.....	10
10. ESQUEMA DE INTERCONEXIÓN DE FIBRA ÓPTICA	11

1
2
3
4
5
6

A B C D E F G H



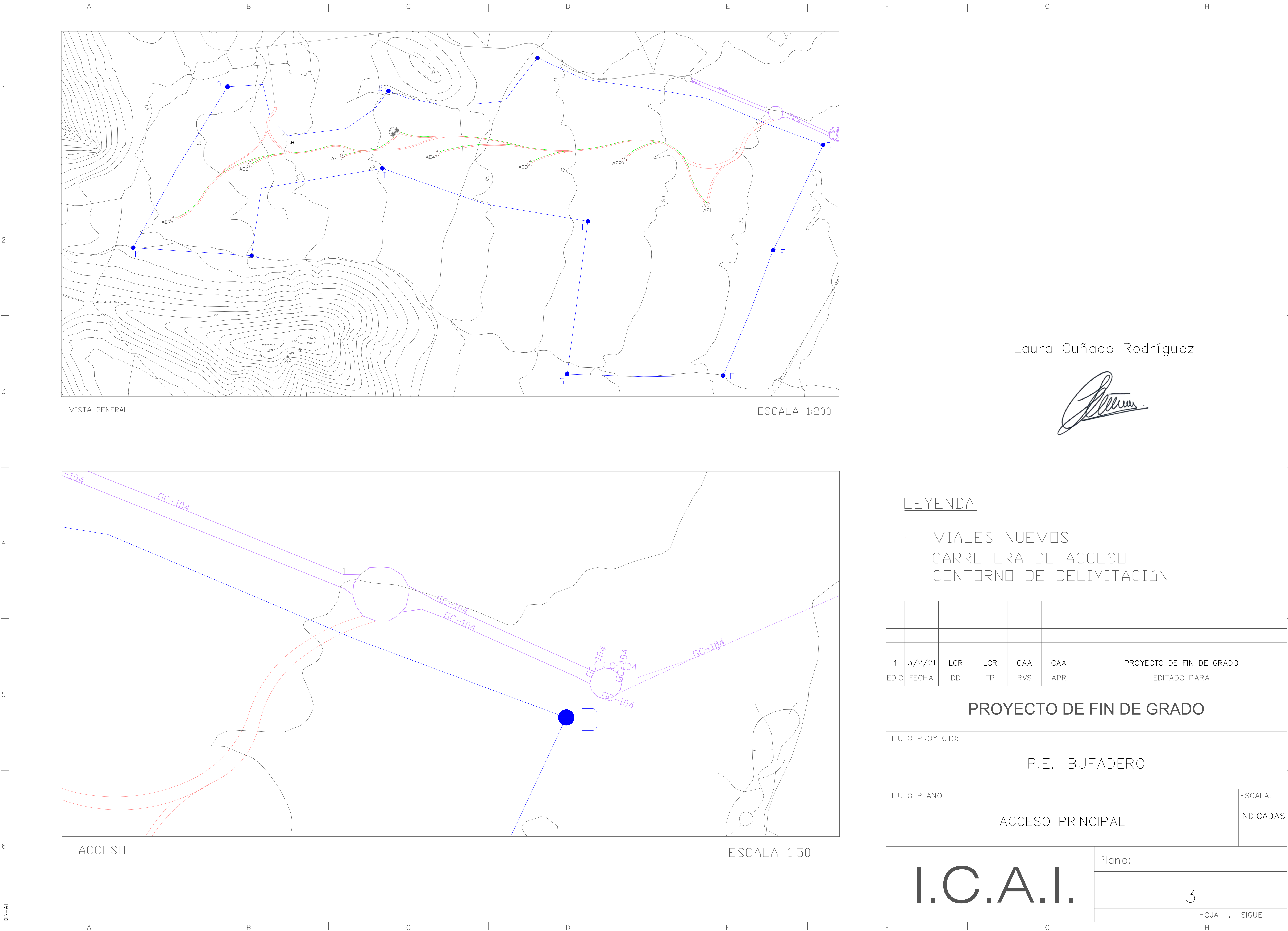
Laura Cuñado Rodríguez



NOTAS:

- 1- PARA LA LOCALIZACIÓN E IMPLANTACIÓN DE LAS INFRAESTRUCTURAS TEMPORALES DE OBRA SE ATENDERÁ A LO QUE DICTAMINE LA DIRECCIÓN GENERAL DE PATRIMONIO CULTURAL. PARA NO AFECTAR A LOS ELEMENTOS DEL PATRIMONIO CULTURAL PRESENTE.
- 2- ANTES DEL INICIO DE LA OBRA SE COMPROBARÁ QUE LAS ZONAS SELECCIONADAS SIGUEN SIENDO ADECUADAS TANTO POR UBICACIÓN COMO POR LA VEGETACIÓN PRESENTE, PARA ACOPIOS, PARQUE DE MAQUINARIA Y ÁREAS DE SEGREGACIÓN.

1	3/2/21	LCR	LCR	CAA	CAA	PROYECTO DE FIN DE GRADO	
EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	EDITADO PARA	
PROYECTO DE FIN DE GRADO							
TITULO PROYECTO:							
P.E.–BUFADERO							
TITULO PLANO:							ESCALA:
LOCALIZACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO							---
I.C.A.I.					Plano:		
					1		
					HOJA . SIGUE		



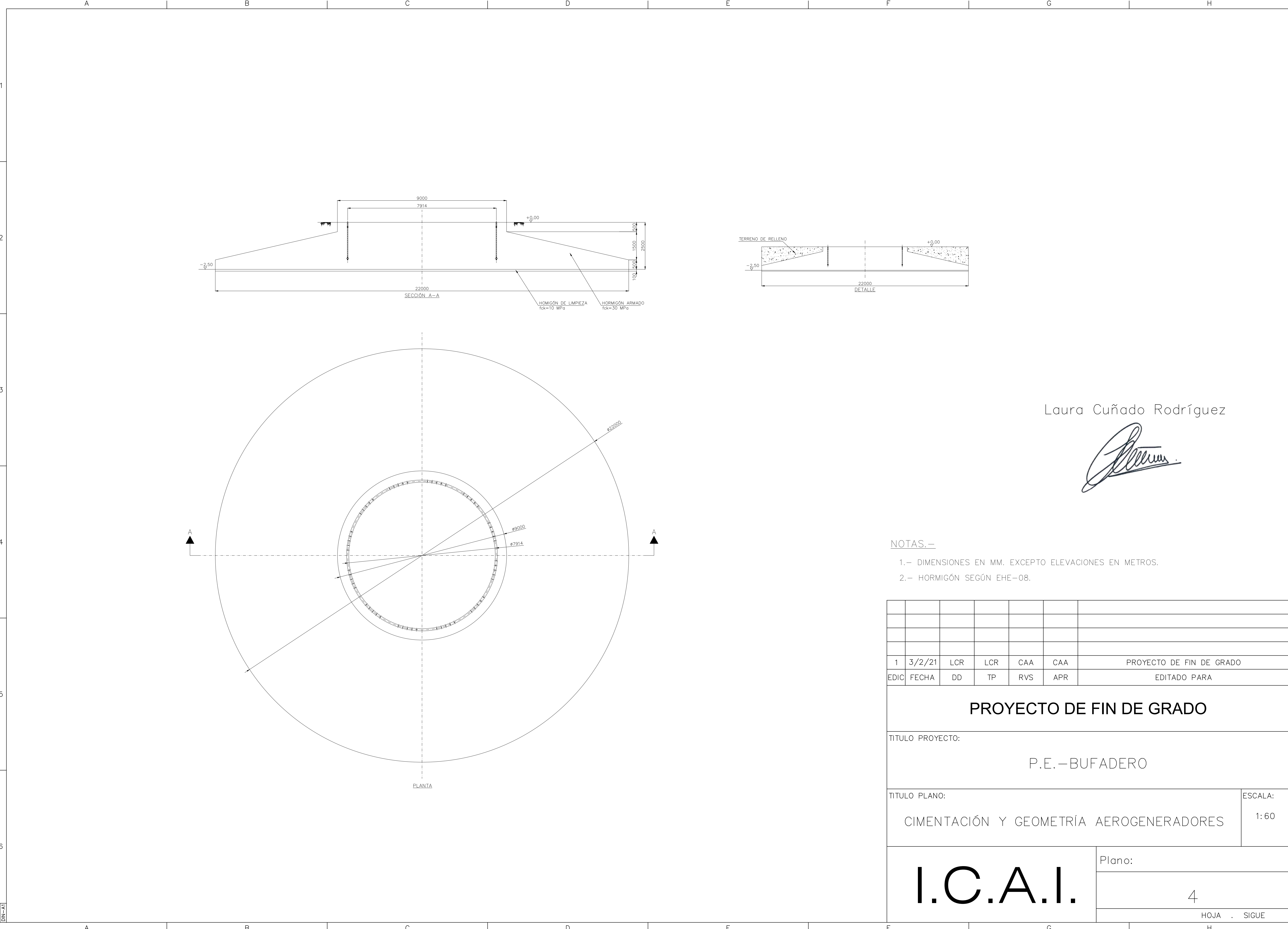
Laura Cuñado Rodríguez



LEYENDA

- VIALES NUEVOS
- CARRETERA DE ACCESO
- CONTORNO DE DELIMITACIÓN

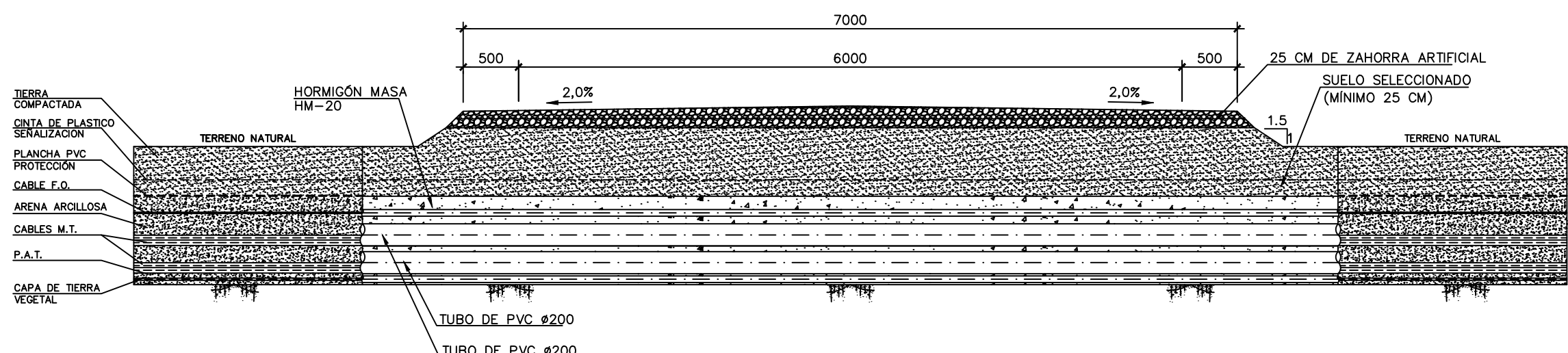
1	3/2/21	LCR	LCR	CAA	CAA	PROYECTO DE FIN DE GRADO	
EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	EDITADO PARA	
PROYECTO DE FIN DE GRADO							
TITULO PROYECTO:							
P.E.—BUFADERO							
TITULO PLANO:							ESCALA:
ACCESO PRINCIPAL							INDICADAS
I.C.A.I.					Plano:		
					3		
					HOJA . SIGUE		



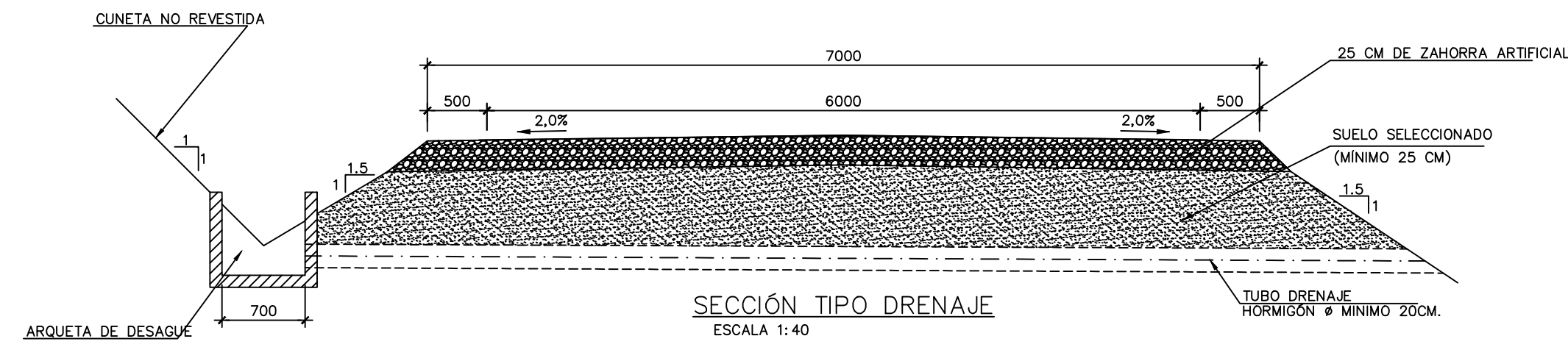
Laura Cuñado Rodríguez

- NOTAS.—
- 1.— DIMENSIONES EN MM. EXCEPTO ELEVACIONES EN METROS.
 - 2.— HORMIGÓN SEGÚN EHE-08.

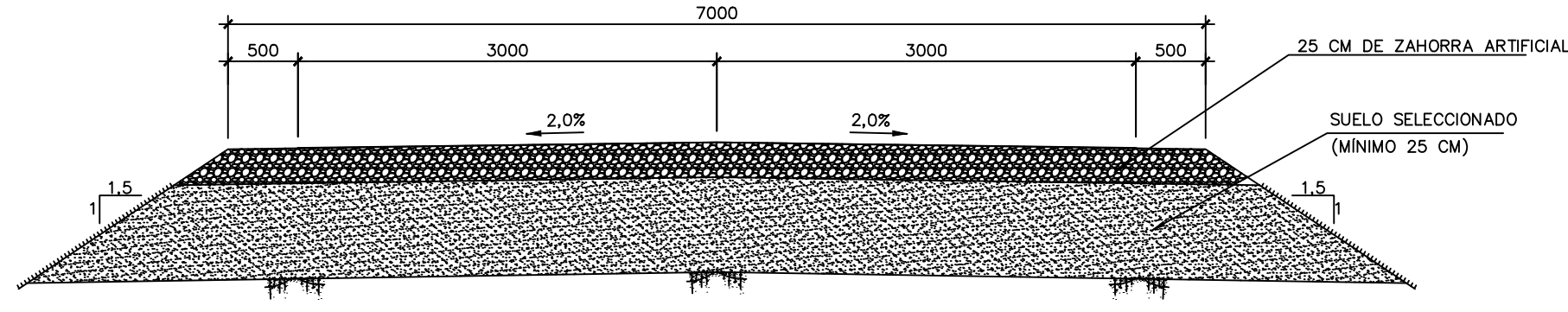
1	3/2/21	LCR	LCR	CAA	CAA	PROYECTO DE FIN DE GRADO
EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	EDITADO PARA
PROYECTO DE FIN DE GRADO						
TITULO PROYECTO:						
P.E.—BUFADERO						
TITULO PLANO:						ESCALA:
CIMENTACIÓN Y GEOMETRÍA AEROGENERADORES						1:60
I.C.A.I.					Plano:	
					4	
					HOJA . SIGUE	



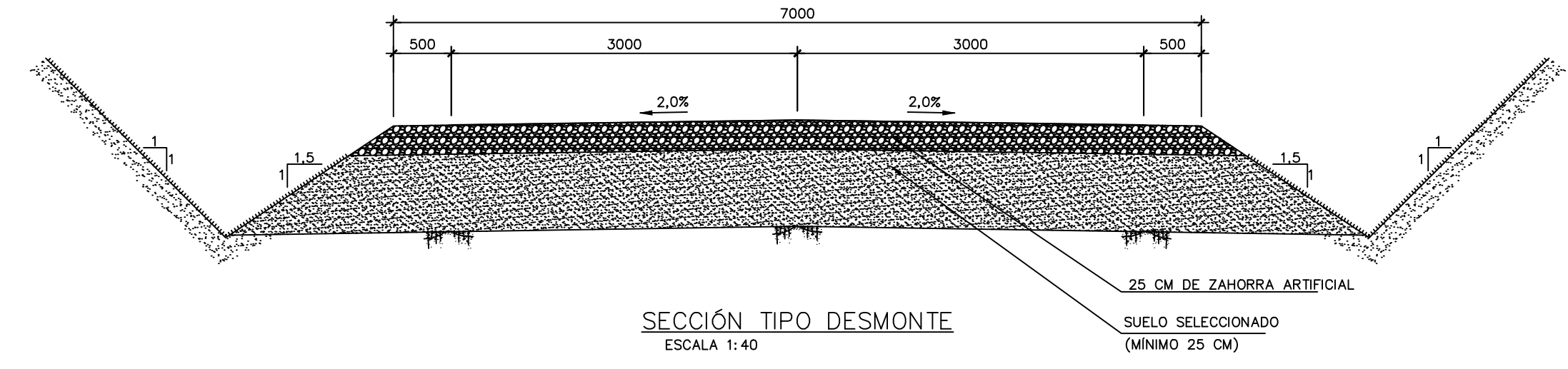
SECCIÓN TIPO PASO ZANJA BAJO VIAL
ESCALA 1:40



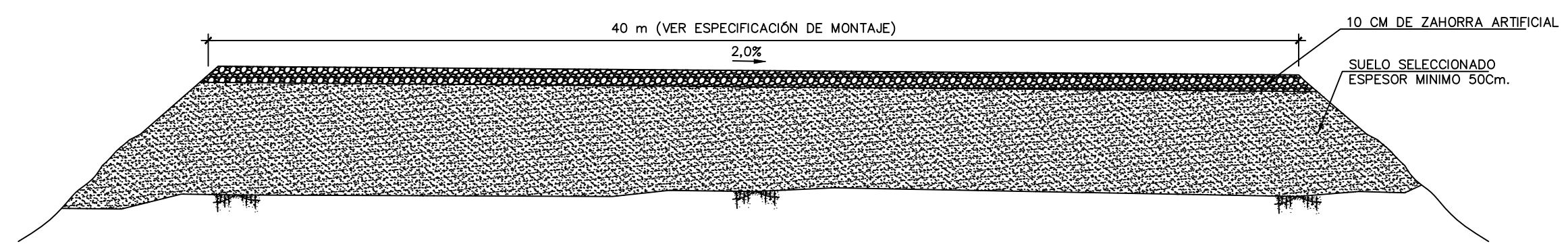
SECCIÓN TIPO DRENAJE
ESCALA 1:40



SECCIÓN TIPO TERRAPLÉN
ESCALA 1:40



SECCIÓN TIPO DESMONTE
ESCALA 1:40



PLATAFORMA. SECCIÓN TRANSVERSAL
SIN ESCALA

Laura Cuñado Rodríguez

NOTAS:

- 1- EN TRAMOS CURVOS SE INCLUIRÁ UN SOBREALCHO EN CUMPLIMIENTO DE LAS ESPECIFICACIONES DEL SUMINISTRADOR DE LAS MAQUINAS.
- 2- SE REALIZARÁN PRUEBAS DE PLACAS DE CARGA PARA VERIFICAR EL CUMPLIMIENTO DE LAS ESPECIFICACIONES DEL SUMINISTRADOR DE LAS MAQUINAS EN VIALES Y PLATAFORMAS.
- 3- EL RELLENO CON SUELO SELECCIONADO SE COMPACTARÁ AL 95% PN.
- 4- LA ZAHORRA ARTIFICIAL SE COMPACTARÁ AL 98% PM.

1	3/2/21	LCR	LCR	CAA	CAA	PROYECTO DE FIN DE GRADO
EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	EDITADO PARA

PROYECTO DE FIN DE GRADO

TITULO PROYECTO:

P.E.—BUFADERO

TITULO PLANO:

VIALES TIPO

ESCALA:
INDICADAS

I.C.A.I.

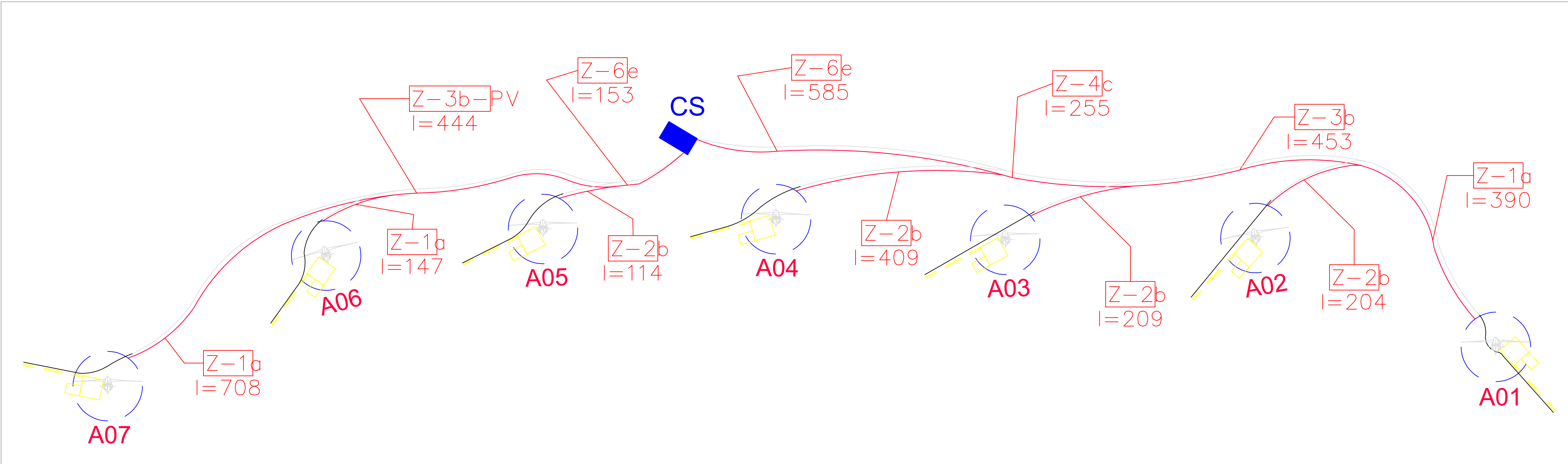
Plano:

5

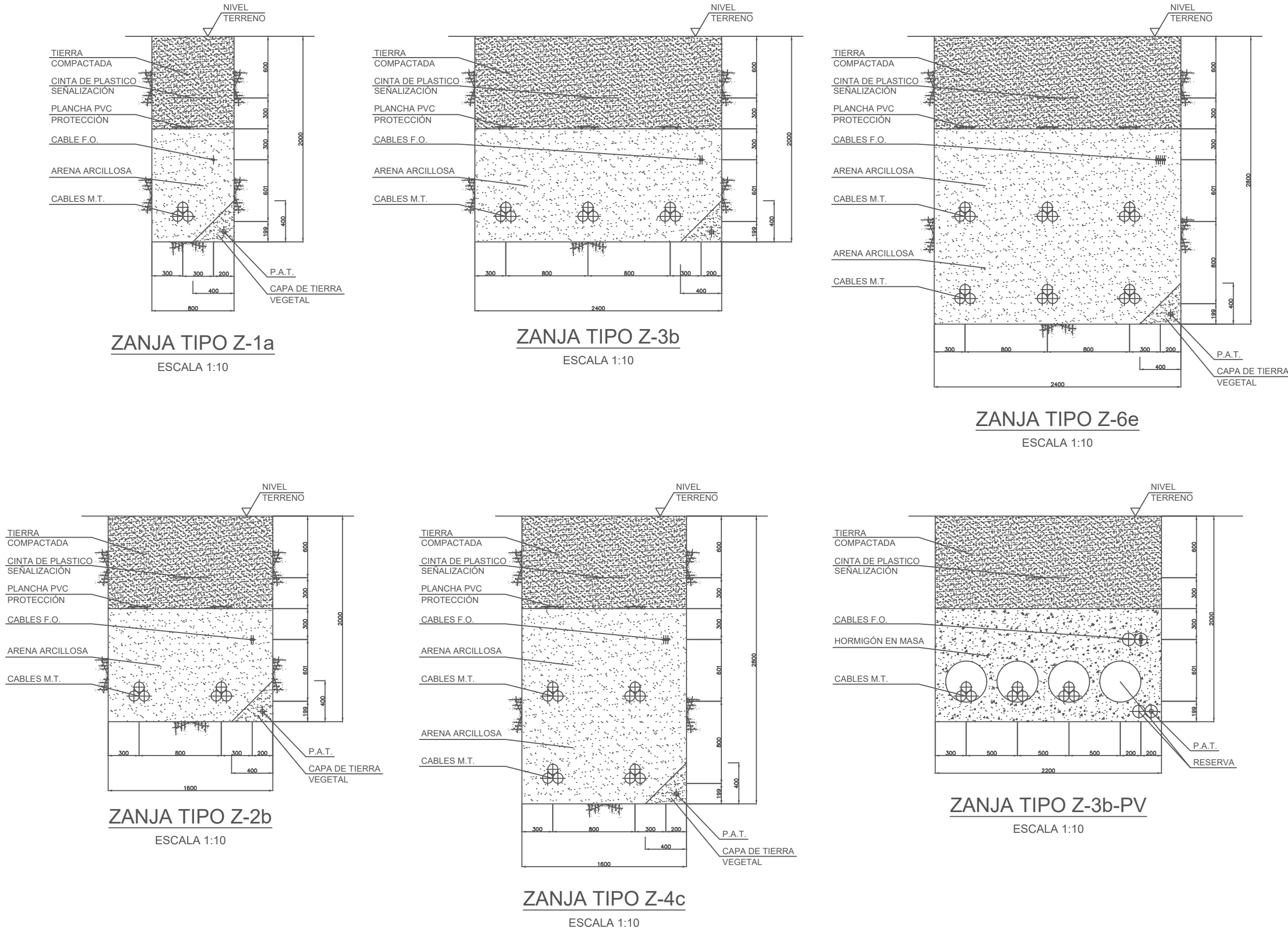
HOJA . SIGUE

LEYENDA

- EJE DE VIAL NUEVO
- ZANJA DE CABLES ELÉCTRICOS
- CS
CENTRO DE SECCIONAMIENTO
- AEROGENERADOR Y PLATAFORMA DE MONTAJE

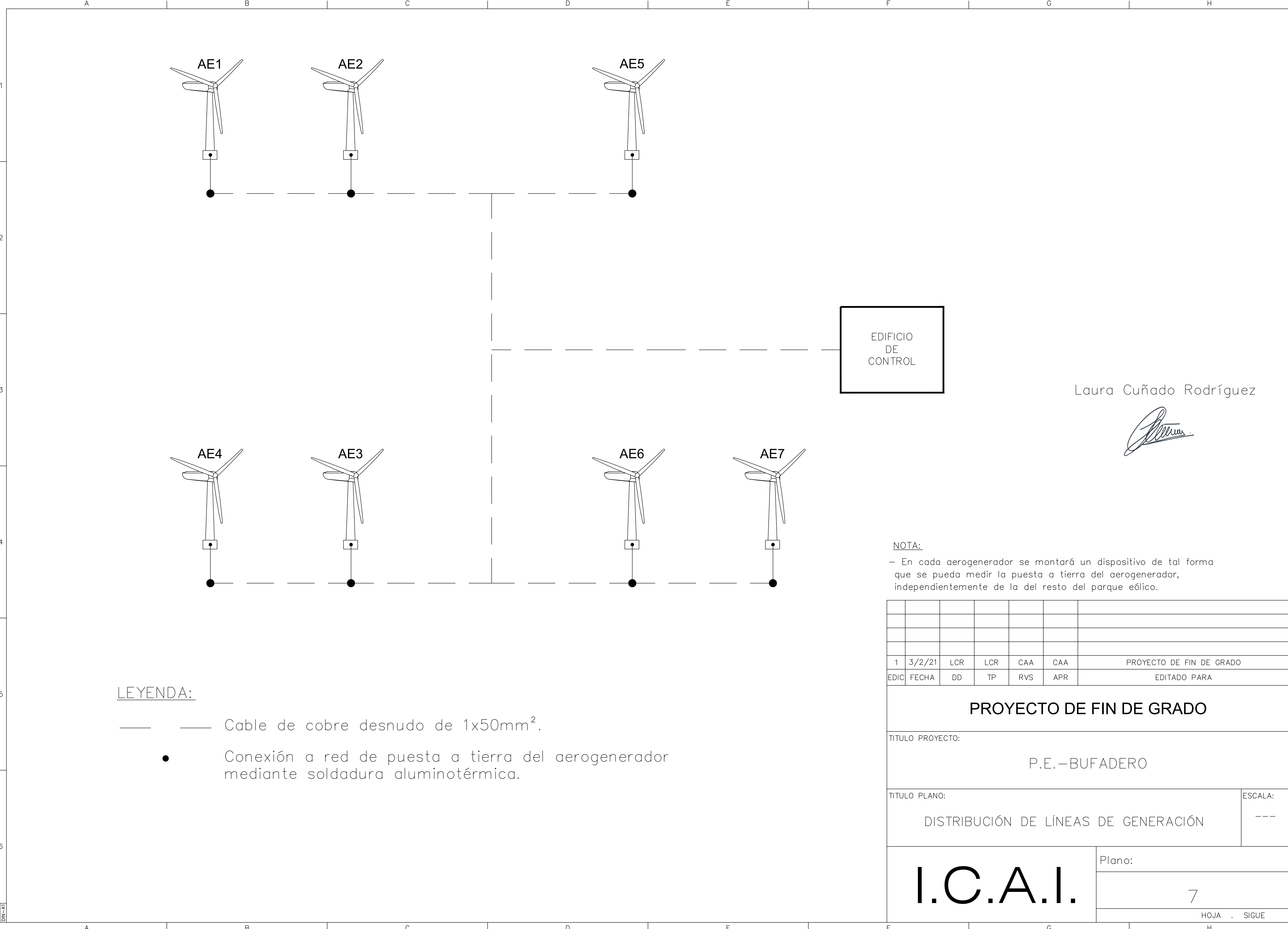


ZANJAS Y DETALLES



Laura Cuñado Rodríguez

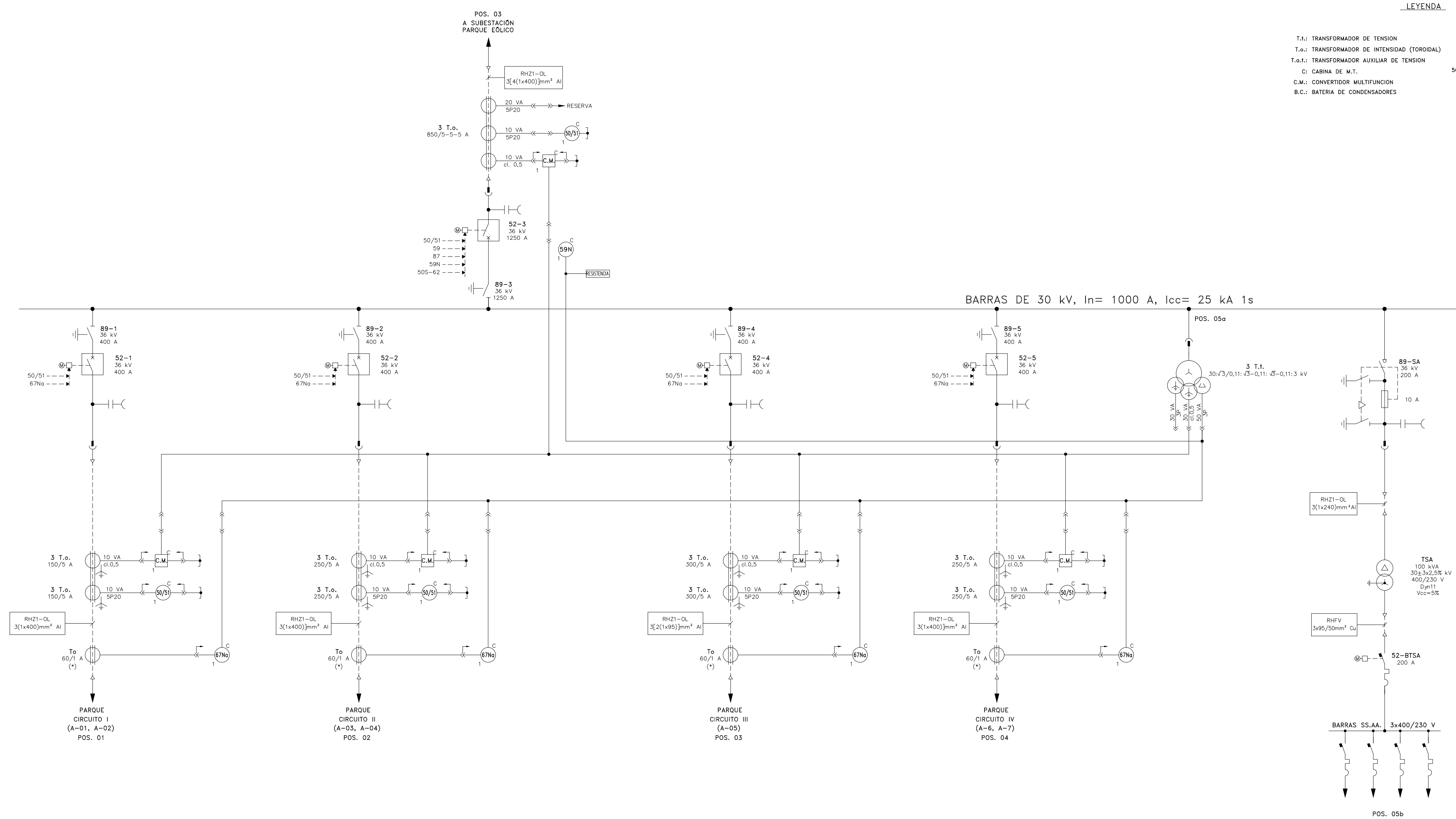
1	3/2/21	LCR	LCR	CAA	CAA	PROYECTO DE FIN DE GRADO
EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	EDITADO PARA
PROYECTO DE FIN DE GRADO						
TITULO PROYECTO:						
P.E.–BUFADERO						
TITULO PLANO:						ESCALA:
ZANJAS PARA CABLEADO						INDICADAS
I.C.A.I.					Plano:	
					6	
					HOJA . SIGUE	



Laura Cuñado Rodríguez

NOTA:
– En cada aerogenerador se montará un dispositivo de tal forma que se pueda medir la puesta a tierra del aerogenerador, independientemente de la del resto del parque eólico.

1	3/2/21	LCR	LCR	CAA	CAA	PROYECTO DE FIN DE GRADO
EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	EDITADO PARA
PROYECTO DE FIN DE GRADO						
TITULO PROYECTO: P.E.–BUFADERO						
TITULO PLANO: DISTRIBUCIÓN DE LÍNEAS DE GENERACIÓN						ESCALA: ---
I.C.A.I.					Plano:	
					7	
					HOJA . SIGUE	



LEYENDA

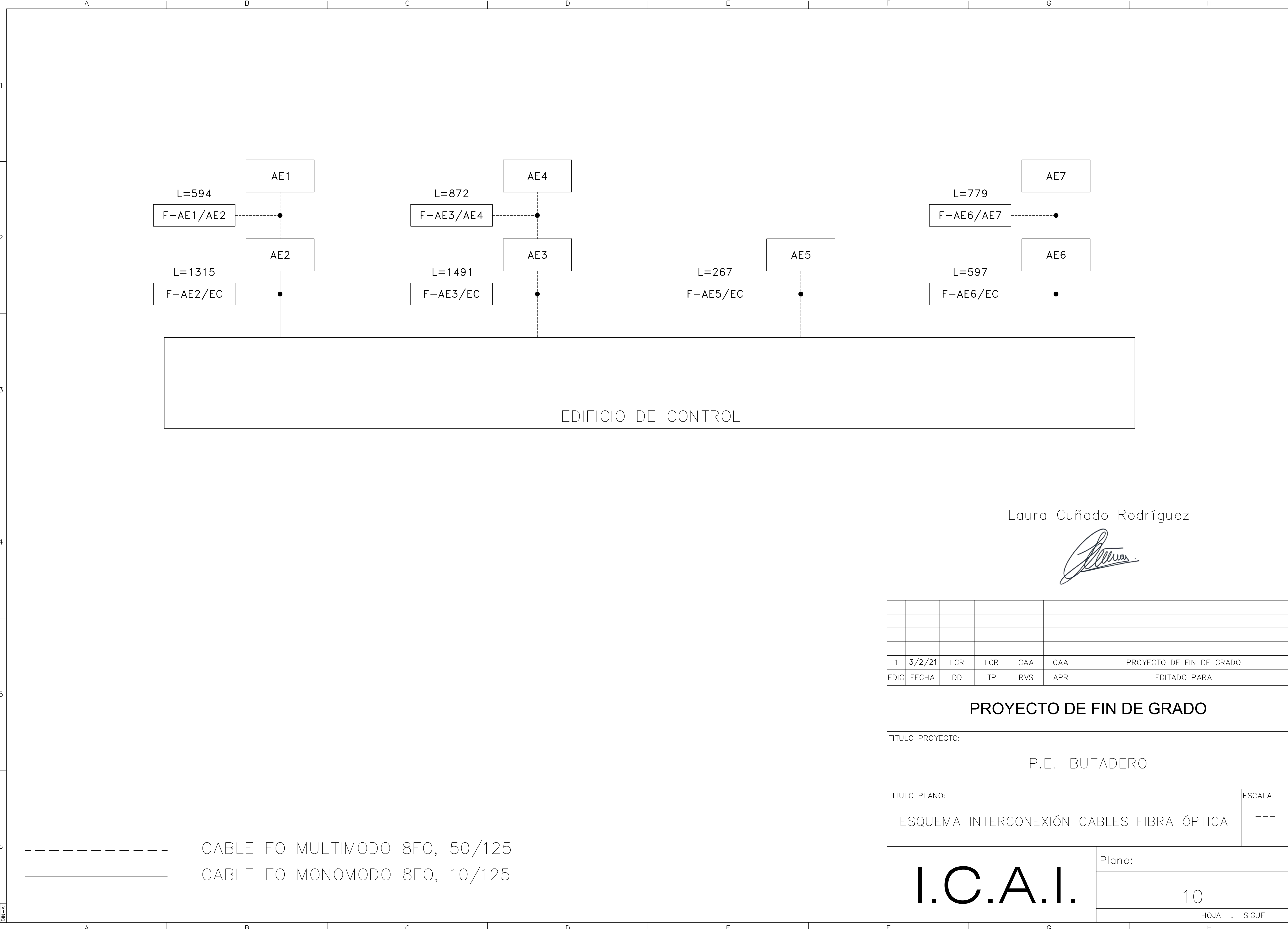
T.t.: TRANSFORMADOR DE TENSION	50-51: RELE DE SOBREINTENSIDAD
T.o.: TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD (TOROIDAL)	59N: RELE DE PROTECCION A TIERRA
T.a.t.: TRANSFORMADOR AUXILIAR DE TENSION	67Na: RELE DIRECCIONAL DE SOBREINTENSIDAD DE TIERRA
C: CABINA DE M.T.	50Nd/51Nd: RELE DE DESEQUILIBRIO (DE BATERIA DE CONDENSADORES)
C.M.: CONVERTIDOR MULTIFUNCION	52: INTERRUPTOR
B.C.: BATERIA DE CONDENSADORES	89: SECCIONADOR

Laura Cuñado Rodríguez



(*) A UBICAR EN EL EXTERIOR DE LA CABINA

1	3/2/21	LCR	LCR	CAA	CAA	PROYECTO DE FIN DE GRADO	
EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	EDITADO PARA	
PROYECTO DE FIN DE GRADO							
TITULO PROYECTO: P.E.—BUFADERO							
TITULO PLANO: ESQUEMA UNIFILAR GENERAL 30kV							ESCALA: ---
I.C.A.I.						Plano: 8	
						HOJA . SIGUE	



Laura Cuñado Rodríguez

1	3/2/21	LCR	LCR	CAA	CAA	PROYECTO DE FIN DE GRADO
EDIC	FECHA	DD	TP	RVS	APR	EDITADO PARA
PROYECTO DE FIN DE GRADO						
TITULO PROYECTO: P.E. – BUFADERO						
TITULO PLANO: ESQUEMA INTERCONEXIÓN CABLES FIBRA ÓPTICA						ESCALA: ---
I.C.A.I.					Plano:	
					10	
					HOJA . SIGUE	



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

DOCUMENTO 3 – PLIEGO DE CONDICIONES

Autor: Laura Cuñado Rodríguez

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

Febrero de 2021

- I. Pliego de condiciones generales*
- II. Pliego de Condiciones Técnicas de Obra Civil*
- III. Pliego de Condiciones Técnicas Infraestructura Eléctrica*

I. PLIEGO DE CONDICIONES GENERALES

Índice

1.	Objeto	5
2.	Disposiciones generales.....	5
3.	Códigos y normas aplicables en el proyecto	5
4.	Estudio de seguridad.....	6
5.	Seguridad pública	7
6.	Organización del trabajo.....	7
7.	Datos de obra	7
8.	Recepción de material	8
9.	Organización.....	8
10.	Ejecución de obras.....	8
11.	Recepción provisional	8
12.	Recepción definitiva	9

1. Objeto

El objeto del presente Pliego de Condiciones es determinar los requisitos a los que se ajustará la ejecución de las instalaciones de referencia, cuyas características técnicas se especificarán en los documentos por los que está compuesto el presente Pliego de Condiciones.

2. Disposiciones generales

El contratista estará obligado al cumplimiento de la la contratación del Seguro Obligatorio, Subsidio Familiar o de Vejez, Seguro de Enfermedad, Reglamentación del trabajo correspondiente y todas aquellas reglamentaciones de carácter social vigentes en el momento de la ejecución de las obras. Concretamente, deberá cumplir lo dispuesto en la Norma UNE 24042: “Contratación de Obras. Condiciones Generales”, siempre que se vea modificado por el presente Pliego de Condiciones.

3. Códigos y normas aplicables en el proyecto

Las obras se registrarán, además de lo prescrito en el presente Pliego de Condiciones, por lo especificado en:

- I. Artículo 1.588 y siguientes del Código Civil, en los casos en que sea procedente su aplicación; Real Decreto Legislativo 2/2000, de 16 de junio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas; Real Decreto 1098/2001, de 12 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento general de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas.
- II. Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, suministro, comercialización y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- III. Según los casos, Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09 (R.D. 223/2008); Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e instrucciones complementarias ITC BT01 a BT51 según Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto; Instrucciones Técnicas complementarias del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación según Orden de 6 de julio de 1984.
 - Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas y Centros de Transformación (Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre).
 - Normas Administrativas y Técnicas para el Funcionamiento y conexión a Redes Eléctricas de Centrales Hidroeléctricas de hasta 5.000 kVA y Centrales de Autogeneración Eléctrica (Orden de 5 de septiembre de 1985).

- IV. Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo, aprobada por Orden del 09/03/71, del Ministerio de Trabajo y en lo que no se oponga a la mencionada Ordenanza:
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
 - Real Decreto 487/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos para los trabajadores.
 - Preceptos sobre Seguridad e Higiene en el Trabajo contenidos en las Ordenanzas Laborales, Convenios Colectivos, Reglamentos de Trabajo y Reglamentos de Régimen Interior en vigor.

Serán de aplicación para la ejecución de estas obras las instrucciones y normas que figuran en las especificaciones del presente “Pliego de Condiciones Técnicas”.

En caso de contradicción entre los mencionados códigos, normas y especificaciones, y el presente Pliego de Condiciones, prevalecerá lo expuesto en éste.

Cuando un mismo elemento del presente Pliego de condiciones se refiera a distintas normas se aplicará la más exigente de ellas o bien se atenderá a lo que disponga la Dirección de Obra.

Ante eventualidades no previstas en el presente Pliego, la decisión final será potestativa de la Dirección de Obra.

4. Estudio de seguridad

El Contratista deberá presentar obligatoriamente, antes del comienzo de las obras, un estudio de seguridad donde contemple las medidas reflejadas en el presente documento.

El Contratista está obligado a cumplir todas las condiciones que se indican en el tercer apartado “Códigos y normas aplicables en el proyecto”, de este Pliego de Condiciones y todas aquellas que fueran de pertinente aplicación en esta materia.

Asimismo, el Contratista deberá proveer todo lo necesario para el correcto mantenimiento de las máquinas, herramientas, materiales y útiles de trabajo en las debidas condiciones de seguridad.

Mientras los operarios trabajen en circuitos, con equipos en tensión o en su proximidad, usarán ropa sin accesorios metálicos y evitarán el uso innecesario de objetos

de metal. Las herramientas y equipos se llevarán en bolsas y se utilizará calzado aislante o al menos sin herrajes o clavos en las suelas.

El personal de Contratista está obligado a utilizar todos los dispositivos y medios de protección personal necesarios para eliminar o reducir los riesgos profesionales pudiendo el Director de Obra suspender los trabajos, si estima que el personal está expuesto a peligros que son corregibles.

El Director de Obra podrá exigir al Contratista, ordenándolo por escrito, el cese en la obra de cualquier empleado u obrero que, por imprudencia temeraria, fuera capaz de producir accidentes que hicieran peligrar su propia integridad física o la de sus compañeros.

El Director de Obra podrá exigir al Contratista en cualquier momento que presente los documentos acreditativos de haber formalizado los regímenes de Seguridad Social en la forma legalmente establecida.

5. Seguridad pública

El Contratista deberá tomar las máximas precauciones para proteger a personas, animales y materiales de los peligros procedentes del trabajo, asumiendo la responsabilidad de los posibles accidentes ocasionados.

El Contratista mantendrá póliza de seguros que proteja a sus empleados y obreros frente a responsabilidad civil, responsabilidades por daños, etc., en que pudieran incurrir para con el Contratista o para con terceros, como consecuencia de la ejecución de los trabajos.

6. Organización del trabajo

El Contratista ordenará los trabajos en la forma más eficaz para su perfecta ejecución y siguiendo las indicaciones del presente Pliego de Condiciones.

7. Datos de obra

Se entregará al Contratista una copia de los Planos y Pliego de Condiciones del Proyecto, así como cuantos datos necesite para la completa ejecución de la obra.

El Contratista podrá tomar nota o sacar copia de todos los documentos del Proyecto, responsabilizándose de la buena conservación de los documentos originales, que serán devueltos al Director de Obra después de su utilización.

Tras la finalización de los trabajos, el Contratista deberá actualizar los diversos planos y documentos originales, en un plazo máximo de dos meses, de acuerdo con las características de la obra terminada, entregando al Director de Obra dos expedientes completos relativos a los trabajos realmente ejecutados.

No se harán por parte del Contratista, correcciones, omisiones, alteraciones, variaciones o adiciones substanciales en los datos fijados en el Proyecto, salvo aprobación previa y por escrito del Director de Obra.

8. Recepción de material

El Director de Obra, de acuerdo con el Contratista, dará su aprobación a los materiales suministrados y confirmará su validez para una instalación correcta.

9. Organización

El Contratista actuará de patrono legal, aceptando todas las responsabilidades correspondientes y quedando obligado al pago de los salarios y cargas que legalmente estén establecidas y en general, a todo cuanto se legisle, decrete y ordene sobre el particular, antes o durante la ejecución de las obras.

Dentro de lo estipulado en el presente Pliego de Condiciones, la organización de la obra y la determinación de la procedencia de los materiales que se empleen estará a cargo del Contratista, quien deberá informar al Director de Obra de estos términos.

En las obras por administración, el Contratista deberá dar cuenta diaria al Director de Obra de la adquisición de elementos auxiliares, admisión de personal, compra de materiales y cuantos gastos haya que efectuar.

10. Ejecución de obras

Las obras se ejecutarán conforme al Proyecto, a las condiciones contenidas en el presente Pliego de Condiciones Generales y en el pliego particular, si lo hubiera, y conforme a las especificaciones señaladas en el Pliego de Condiciones Técnicas.

El Contratista deberá tener al frente de los trabajos un técnico que, a juicio del Director de Obra, esté suficientemente especializado.

11. Recepción provisional

Una vez terminadas las obras y dentro de los quince días siguientes a la petición del Contratista, se hará la recepción provisional de las mismas por el Contratante, requiriendo para ello la presencia del representante del Contratista y del Director de Obra, levantándose la correspondiente Acta, en la que se hará constar la conformidad con los trabajos realizados, si es procedente. El Acta será firmada por el Contratista, por el Director de Obra y, de ser el caso, por la Propiedad, dándose la obra por recibida si se ha ejecutado correctamente, de acuerdo con las especificaciones contenidas en el proyecto

correspondiente y el Pliego de Condiciones Técnicas, comenzando en este momento a contar el plazo de garantía.

En el caso de no hallarse la obra en estado de ser recibida, se hará constar así en el Acta y se darán al contratista las instrucciones precisas y detalladas para remediar los defectos observados, fijándose un plazo de ejecución. Al expirar dicho plazo, se hará un nuevo reconocimiento.

12. Recepción definitiva

Una vez finalizado el plazo de garantía señalado en el contrato, o en su defecto, a los doce meses de la recepción provisional, se procederá a la recepción definitiva de las obras, con la concurrencia del representante del Contratista y del Director de Obra, levantándose, si las obras son conformes, el Acta correspondiente, por duplicado, firmada por el representante del Contratista y el Director de Obra y ratificada por el Contratante.

II. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS DE OBRA CIVIL

Índice

I.	Especificación del movimiento de tierras	5
1.	Objeto.....	5
2.	Instrucciones y normas	5
3.	Descripción de la obra	5
3.1.	Documentación	5
3.2.	Planos	5
3.3.	Interpretación de la documentación	5
3.4.	Replanteo	6
3.5.	Seguridad y Salud	6
3.6.	Control de calidad	6
4.	Prescripciones para la ejecución de excavaciones y rellenos	7
4.1.	Excavación para cimentaciones y foso	7
4.2.	Excavación en zanjas	8
5.	Estanqueidad de excavaciones.....	9
6.	Estibados metálicos y de madera, apoyos y soportales	9
7.	Rellenos	9
7.1.	Rellenos con material filtrante	10
7.2.	Relleno de zanjas para cables eléctricos	11
8.	Inspección y control.....	11
8.1.	Tolerancias de acabado en excavaciones	11
8.2.	Tolerancias de acabado en rellenos.....	12
8.3.	Control de calidad	12
II.	Especificación de obras de hormigón.....	14

1.	Objeto.....	14
2.	Instrucciones y normas	14
3.	Descripción de la obra	14
3.1.	Documentación	14
3.2.	Planos	14
3.3.	Interpretación de la documentación técnica.....	15
3.4.	Replanteo	15
3.5.	Seguridad y Salud	16
3.6.	Control de calidad	16
4.	Características de los materiales	16
4.1.	Procedencia y recepción de materiales	16
4.2.	Almacenamiento de materiales	17
4.3.	Materiales para encofrados y cimbras.....	17
4.4.	Armaduras	18
4.5.	Elementos embebidos y pernos de anclaje.....	18
4.6.	Cemento	18
4.7.	Agua	19
4.8.	Áridos.....	19
4.9.	Aditivos	19
4.10.	Morteros	19
4.11.	Materiales para juntas de estanqueidad.....	20
5.	Condiciones de ejecución	20
5.1.	Ejecución y colocación de encofrados y cimbras	20
5.2.	Dosificación del hormigón.....	21
5.3.	Fabricación del hormigón	21

5.4.	Trasporte del hormigón.....	22
5.5.	Docilidad.....	22
5.6.	Juntas de hormigonado.....	23
5.7.	Hormigonado en tiempo frío.....	24
5.8.	Hormigonado en tiempo caluroso	25
5.9.	Rellenos de mortero bajo placas de asiento y en cajetines o manguitos 25	
5.10.	Ejecución de juntas de estanqueidad.....	26
5.11.	Descabezados de pilotes.....	26
6.	Control de calidad	27
6.1.	Control de armaduras	27
6.2.	Control de componentes del hormigón	28
6.3.	Petición de hormigonado	28
6.4.	Inspección y control previos al hormigonado	28
6.5.	Autorización de hormigonado.....	28
6.6.	Control de la calidad del hormigón.....	29
7.	Aspectos de la obra acabada y tolerancias.....	30

I. Especificación del movimiento de tierras

1. Objeto

El objeto de esta Especificación es la definición de los requisitos técnicos necesarios para el suministro de materiales, ejecución, pruebas, ensayos y terminación de todas las obras de excavación y relleno, en conformidad con los demás documentos.

Esta especificación forma un conjunto orgánico, por lo cual, todos los elementos a construir deberán cumplir con la totalidad de los apartados que le sean aplicables, salvo instrucción al respecto por escrito de la Supervisión de Obra o indicación en contra en los planos.

2. Instrucciones y normas

- Normas NTL del CEDEX
- Pliego de prescripciones técnicas generales para obras de carreteras y puentes, PG-3.

3. Descripción de la obra

3.1. Documentación

La obra a ejecutar viene definida por dos documentos:

- Planos
- Especificaciones

3.2. Planos

A la recepción de los planos y antes de iniciar cualquier trabajo de construcción, el Contratista deberá realizar comprobaciones dimensionales de las partes detalladas en los planos del proyecto, y si encuentra alguna contradicción o error en la información recibida, comunicarlo inmediatamente a la Supervisión de Obra. En caso de no hacerlo así, el Contratista será responsable de los errores que hubieran podido evitarse.

El Contratista respetará cuidadosamente todas las indicaciones dadas en la especificación y/o planos, y si en algún caso creyera aconsejable hacer algún cambio, someterá una proposición por escrito a la Supervisión de Obra, quien dará su aprobación o comentario también por escrito.

3.3. Interpretación de la documentación

Es obligación del contratista asegurar la buena construcción y aspecto de las obras, aun cuando no se halle expresamente estipulado en los documentos del proyecto.

Todas las dimensiones se deducirán numéricamente de las cotas de los planos.

No se establecerá ninguna dimensión basada en la interpretación gráfica de planos. Si fuera preciso definir alguna dimensión, el Contratista lo solicitará por escrito a la Supervisión de Obra.

Lo mencionado en los planos y omitido en la Especificación o viceversa, habrá de ser ejecutado como si estuviese expuesto en ambos documentos.

En caso de existir alguna contradicción entre lo prescrito en la presente Especificación y lo señalado en los planos, se dará preferencia a lo establecido en los planos, a menos que la Supervisión de Obra indique lo contrario por escrito.

Es obligación del Contratista la correcta interpretación de los documentos. En caso de contradicción, omisión o duda en los documentos, el Contratista deberá consultar con la Supervisión de Obra, quien dictaminará al respecto.

3.4. Replanteo

La Supervisión de Obra colocará sobre el terreno las bases de replanteo necesarias y suficientes para el replanteo general de la obra, tanto en altimetría como en planimetría, y entregará al Contratista por escrito, antes de comenzar las obras, la información necesaria para efectuar dicho replanteo.

El Contratista será responsable de la conservación y vigilancia de todas las bases de replanteo durante el plazo de ejecución de la Obra, siendo responsable que los errores que puedan derivarse de una conservación inadecuada de las mismas.

Asimismo, el Contratista efectuará a su costa cuantos replanteos de detalle necesita, para situar en posición y elevación todas las unidades de Obra a ejecutar, siendo de su exclusiva responsabilidad las consecuencias que pudieran derivarse de una ejecución errónea de dichos replanteos.

La Supervisión de Obra podrá en cualquier momento efectuar comprobaciones de los replanteos efectuados por el Contratista, para lo cual éste deberá facilitar a su costa los medios humanos y materiales necesarios para su realización.

3.5. Seguridad y Salud

El Contratista será responsable de la conservación y el cuidado de la obra hasta la recepción de esta por parte del Propietario.

Serán de su responsabilidad también las protecciones y señalización de las obras y sus accesos, de acuerdo con el Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo.

3.6. Control de calidad

La Supervisión de Obra solicitará las pruebas y ensayos que estime oportunos de acuerdo con los artículos correspondientes de esta especificación, documentos y normas reseñados. Las pruebas y los ensayos estarán a cargo del Contratista, en tanto que su

número y tipo estén dentro de lo previsto en estas especificaciones u otro documento del proyecto.

Las pruebas de carga estarán a cargo del Contratista siempre que estén previstas en los documentos de proyecto y en aquellos casos en que los resultados negativos de los ensayos aconsejen, a juicio de la Supervisión de Obra, la realización de las pruebas de carga previas a la aceptación de una unidad de obra. En los demás casos estarán a cargo del Propietario, aunque el Contratista deberá disponer los medios necesarios para la realización de las pruebas.

4. Prescripciones para la ejecución de excavaciones y rellenos

Las excavaciones en cualquier tipo de terreno se realizarán a las cotas de proyecto, con las dimensiones indicadas y además se seguirán las prescripciones que sean dadas por la Supervisión de Obra antes y durante la ejecución de estas.

El Contratista puede, por razones particulares de trabajo y después de la previa autorización escrita de la Supervisión de Obra, extenderse a otras dimensiones diferentes de las indicadas en planos o profundizar las excavaciones a otra cota distinta del proyecto. En tales casos no se le reconocerá el exceso de relleno necesario para volver a las dimensiones debidas ni la mayor excavación realizada.

Los materiales procedentes de las demoliciones y las excavaciones pertenecen exclusivamente a la Propiedad. El Contratista podrá hacer uso de estos materiales, siempre con la aprobación de la Supervisión de Obra y el permiso de la Propiedad.

Aquellos materiales no utilizables y que no puedan utilizarse, según el criterio de la Supervisión de obra, se llevarán a un lugar de almacenamiento fuera del área de la obra y en todo caso se colocarán de modo que no produzcan interferencia o daño ni al trabajo, ni a terceros, ni desviación del flujo de aguas superficiales.

Durante la ejecución de sus trabajos, especialmente después de voladuras, el Contratista examinará las paredes de las excavaciones y zonas vecinas para proceder a los saneados que fueren precisos.

El Contratista, si existiere peligro de que lleguen escombros a carreteras o vías públicas durante voladuras, lo pondrá en conocimiento de la Administración con anterioridad suficiente para que no se vea perturbado el curso de los trabajos y montará el debido servicio de neutralización del tráfico, de acuerdo con las normas que reciba de la Autoridad correspondiente.

4.1. *Excavación para cimentaciones y foso*

Toda la excavación se realizará según las longitudes, anchuras, profundidades, curvas y pendientes que se muestran en los planos, o como sea preciso para realizar una ejecución adecuada de la obra, sea cual fuere el material encontrado.

El fondo de todas las excavaciones quedará debidamente nivelado, libre de materiales sueltos y las excavaciones serán conservadas en buen estado, secas y sin agua, hielo, escarcha o escombros hasta la terminación de la obra.

Las condiciones del suelo en el fondo de todas las excavaciones han de ser aprobadas por la Supervisión de Obra. Los materiales excavados se utilizarán para rellenos bajo el ámbito de esta Especificación o se transportarán al lugar que la Propiedad indique a la Supervisión de Obra. Los materiales que éste califique no necesarios se transportarán a un vertedero facilitado por el Contratista y necesariamente situado fuera de los límites del terreno de la Propiedad.

El Contratista quitará toda la tierra, piedras, rocas, raíces o cualquier material que se halle dentro de los límites de la excavación o que interfiera con los trabajos especificados, excepto los servicios e instalaciones existentes. Todas y cada una de las instalaciones subterráneas que se encuentren en la excavación serán cuidadosamente destapadas a mano y debidamente puestas al aire, protegidas y conservadas hasta que se haya terminado la Obra.

El Contratista no arrancará o cortará en ninguna circunstancia ningún servicio subterráneo sin autorización de la Supervisión de Obra. Las averías causadas en las líneas de servicio subterráneo serán reparadas por y a costa del Contratista.

Todo exceso de profundidad o anchura en la excavación que vaya más allá de lo requerido por el trabajo será rellenado y compactado con tierras aprobadas por la Supervisión de Obra o tierras con hormigón en masa y sin ningún coste extra para el propietario, si en opinión de la Supervisión de Obra tal exceso se debe a negligencia o descuido por parte del Contratista. La Supervisión de Obra prescribirá el uso de tierras o de hormigón como material de relleno, pero bajo cimentaciones o soleras de fosos se usará sólo relleno de hormigón.

4.2. Excavación en zanjas

Toda la excavación de zanjas se realizará hasta la profundidad indicada en los planos con una tolerancia admisible de 5 cm. Toda excavación por debajo de la tolerancia admisible será restituida por el Contratista con relleno compactado aprobado por la Supervisión de Obra.

La anchura de la excavación no será mayor que la requerida por las condiciones del suelo locales.

Las zanjas para cables eléctricos tendrán la profundidad indicada en planos y en ellas se montarán los cables de Media Tensión, Fibra Óptica y PAT, según proceda.

Cuando en la zanja se monten cables de fibra óptica, Media Tensión y PAT, la profundidad mínima de la misma será de 1.000 mm, salvo que se trate de una zanja que cruza un vial en cuyo caso la profundidad mínima será de 1.250 mm.

El ancho mínimo de zanja para cables eléctricos será de 600 mm.

Las tierras excavadas de las zanjas deberán ser apiladas paralelamente al borde de la excavación, separadas por ésta, como mínimo a un metro, y dispuestas para no afectar a la estabilidad de la zanja.

Los apartados de esta Especificación, relativos a la Excavación para Cimentaciones y Fosos son también aplicables a la excavación de zanjas.

5. Estanqueidad de excavaciones

Las excavaciones se conservarán libres de agua durante la realización del trabajo y el Contratista deberá proporcionar los materiales, máquinas, personal, bombas y mantenimiento necesario para proteger las obras contra toda corriente de agua que se dirija en cualquier momento hacia ellas y contra las inundaciones y filtraciones.

El Contratista empleará las medidas precisas para evitar que cursos de agua en las zanjas o excavaciones deterioren o arrastren el mortero o cualquier trabajo de albañilería, mezcla de hormigón o cemento que aún no haya fraguado.

No se verterán en las excavaciones aguas provenientes de la superficie o del subsuelo, evacuándose de manera que no constituyan molestia o provoquen daño.

6. Estibados metálicos y de madera, apoyos y soportales

El Contratista proporcionará todos los entibados, tanto de madera como metálicos, necesarios para sostener las estructuras, instalaciones, terraplenes y servicios, en cantidad suficiente para la realización pronta de la obra. Las excavaciones serán constantemente conservadas en condiciones de seguridad por el Contratista, para sus actividades, las de Supervisión de Obra y los que ésta señale. La aprobación de los entibados por parte de la Supervisión de Obra no relevará al Contratista de su responsabilidad.

7. Rellenos

Ningún relleno tendrá lugar sin la aprobación de la Supervisión de Obra.

Los materiales de rellenos salvo si se indica lo contrario, procederán de las excavaciones y deberán ser aprobados por la Supervisión de Obra, que podrá ordenar la colocación de materiales de préstamos si los procedentes de excavaciones resultan inadecuados.

El relleno en cimentaciones y fosos será extendido en capas de un espesor no superior a 150 mm y cuidadosamente compactadas hasta un 95÷98 % del Proctor modificado. El espesor podrá ser de 300 mm si se utilizan medios mecánicos para la compactación.

Mientras no se indique de otro modo por la Supervisión de Obra, todo el relleno alcanzará hasta los niveles originales del suelo.

Los rellenos de cimentaciones, zanjas y fosos se efectuarán con materiales que cumplan la siguiente especificación:

- Carecerá de elementos de tamaño superior a 10 cm.
- La fracción que pasa por el tamiz 200 ASTM, será inferior al 35 % en peso.
- Procederán de suelos de CBR mayor de 5 y el hinchamiento durante el ensayo será menor del 2 %.
- La fracción que pasa por el tamiz 40 ASTM, cumplirá LL menor que 35 o, simultáneamente, LL menor que 40, IP mayor que (0,6 LL - 9).

7.1. *Rellenos con material filtrante*

Los materiales filtrantes para trasdós de obras de fábrica, zanjas o cualquier otra zona, cumplirán lo siguiente:

- El tamaño máximo no será, en ningún caso superior a setenta y seis milímetros (76 mm) (Tamiz 3" ASTM); y el cernido ponderal acumulado por el tamiz 200 ASTM no rebasará el cinco por ciento (5 %).
- Siendo Dx el tamaño superior al del x%, en peso, de los materiales filtrantes; y dx el tamaño superior al de x% en peso, del terreno a drenar, se deberán cumplir las condiciones siguientes:
 - D15/d85 menor que 5
 - D15/d15 mayor que 5
 - D50/d50 menor que 25
 - D60/d10 menor que 20
- En el caso de terrenos cohesivos, estas cuatro condiciones se sustituirán por la de D15 menor que 0,1 mm.
- El material filtro situado junto a los tubos o mechinales deberá cumplir las condiciones siguientes:
 - Si se utilizan tubos perforados
D85/Diámetro del orificio, mayor que 1
 - Si se utilizan tubos con juntas abiertas
D85/ancho de la junta, mayor que 1,2
 - Si se utilizan tubos de hormigón poroso
D15 del árido del tubo/D85, menor que 5
 - Si se drena por mechinales
D85/diámetro del mechinal, mayor que 1

- Cuando no sea posible encontrar un material que cumpla con dichos límites, podrá recurrirse al empleo de filtros compuestos por varias capas; una de las cuales, la del material grueso, se colocará junto al sistema de evacuación y cumplirá las condiciones de filtro respecto a la siguiente; y así sucesivamente, hasta llegar al relleno natural.

7.2. *Relleno de zanjas para cables eléctricos*

El tendido de cables se hará de manera general según los siguientes criterios:

- En el fondo de la zanja se extenderá el conductor de tierra.
- Sobre el fondo de la zanja se extenderá una capa de arena fina, lavada, de unos 100 mm de espesor, y sobre ella se alojarán las ternas de cables de potencia (M.T.) hasta un total de tres y separadas horizontalmente entre si unos 200 mm.
- Seguidamente se extenderá otra capa de arena fina de unos 300 mm de espesor, que se compactará convenientemente, y sobre ella se colocará el/los cables/s de fibra óptica.
- Sobre los cables de fibra óptica se extenderá otra capa de arena fina de unos 150 mm de espesor que se compactará convenientemente y sobre la misma en todo su recorrido, se colocará una protección mecánica a base de placas de PVC.
- Seguidamente se extenderá una capa de tierra debidamente compactada de unos 150 mm de espesor, limpia de piedras, ramas y raíces. Encima de la misma, en todo su recorrido se colocará una cinta de señalización que advierta de la existencia de cables eléctricos de media tensión por debajo de ella.
- Finalmente, encima de la cinta de señalización se extenderá otra capa de tierra de unos 300 mm de espesor, debidamente compactada, limpia de piedras, ramas y raíces, hasta alcanzar la superficie del terreno.

8. Inspección y control

8.1. *Tolerancias de acabado en excavaciones*

La tolerancia en dimensiones de excavaciones generales terminadas será de +5 cm. en 100 m y la tolerancia en elevación será de +5 y menos cero (-0) cm respecto a las cotas indicadas en planos.

La tolerancia en dimensiones de excavaciones en sección obligada terminadas será de +1 % y 0 en cualquiera de sus dimensiones en planta y la tolerancia en elevación será de +5 y menos cero (-0) cm respecto a las cotas indicadas en plano.

El fondo de todas las cimentaciones presentará una cara horizontal, regularizada y limpia, debiendo ser apisonada por medios manuales o mecánicos que garanticen una compactación de al menos el 90 % del Proctor modificado.

8.2. Tolerancias de acabado en rellenos

La superficie acabada no deberá variar en más de 15 mm cuando se compruebe con una regla de 3 m aplicada tanto paralela como normal a los ejes de la explanada. Tampoco podrá haber zonas capaces de retener agua.

Las irregularidades que excedan de las antedichas se corregirán por el Contratista de acuerdo con lo que se señala en esta especificación

8.3. Control de calidad

El contratista realizará el número y clase de ensayos y en la forma que se describen a continuación, o han sido descritos en otros artículos.

El control y registro de los materiales empleados y de los grados de compactación conseguidos en los trabajos de excavación y relleno, deberán ser determinados de acuerdo con normas NLT-108 y NLT-109 del CEDEX. El Contratista deberá establecer, operar y mantener a pie de obra un laboratorio para el control del movimiento de tierras. El laboratorio de control deberá constar de todo los instrumentos, material y equipo necesarios para llevar a cabo los ensayos descritos en las normas NLT-108 y NLT-109 del CEDEX.

En caso de que el volumen de rellenos sea poco importante, la Supervisión de Obra permitirá al Contratista no disponer en obra de un laboratorio permanente de control, aunque sí debe efectuar los ensayos prescritos.

El Contratista deberá tener a pie de obra un técnico capaz de llevar a cabo los ensayos necesarios y con ello asegurar un control adecuado de trabajo. Además de los ensayos llevados a cabo por el Contratista para controlar su propio trabajo, la Supervisión de Obra podrá realizar tantos ensayos suplementarios como lo especificado en cuanto a la forma de ejecutar los trabajos. El Contratista deberá poner a disposición de la Supervisión de Obra el laboratorio de control, su equipo e instrumentos sin ningún cargo extra para poder llevar a cabo los ensayos adicionales necesarios.

El número mínimo de ensayos a realizar sobre relleno será de:

- Control sobre material en origen:

	Terraplén	Firme
Proctor Normal o Modificado	1 PN/1000 m ³ ó 1 día	1 PM/750 m ³ ó 1 día
Granulométrico	1 Ud/5000 m ³ ó 1 día	1 Ud/750 m ³ ó 1 día
Límites Atterberg	1 Ud/5000 m ³ ó 1 día	1 Ud/1500 m ³ ó 1 día
CBR	1 Ud/10000 m ³ ó 1 día	1 Ud/4500 m ³ ó 1 día
Equivalente arena	---	2 Ud/750 m ³ ó 1 día

- Control sobre la compactación (densidad y humedad):

	Terraplén	Firme
Centro	5 Ud/5000 m ³ ó 1 día	5 Ud/5000 m ³ ó 1 día
Franjas de 2 m al borde	1 Ud/100 ml	---

II. Especificación de obras de hormigón

1. Objeto

El objeto de esta especificación es la definición de los requisitos técnicos necesarios para el suministro de materiales, ejecución, pruebas, ensayos y terminación de todas las obras de hormigón, en conformidad con los demás documentos del proyecto.

Esta especificación forma un conjunto orgánico, por lo cual, todos los elementos a construir deberán cumplir con la totalidad de los apartados de esta que le sean aplicables, salvo indicación en contra en los planos, o instrucción al respecto por escrito de la Supervisión de Obra.

2. Instrucciones y normas

Con carácter general y en todo aquello que no contradiga o modifique el alcance de las condiciones que a continuación se definen, se aplicarán a estas obras las últimas revisiones de las siguientes normas, Pliegos e Instrucciones Oficiales y documentos, y en el orden de preferencia que se indica.

- Planos
- Esta Especificación
- “Instrucción de Hormigón Estructural” (EHE)
- “Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para la Recepción de Cementos” (RC-08)
- Normas UNE
- Normas ASTM

3. Descripción de la obra

3.1. Documentación

La obra a ejecutar se define por los siguientes documentos:

- Planos
- Especificaciones

3.2. Planos

Una vez recibidos los planos del proyecto, y antes de iniciar cualquier trabajo de construcción, el Contratista deberá realizar comprobaciones dimensionales de las partes detalladas en los mismos, y si encuentra alguna contradicción o error en la información recibida, comunicarlo inmediatamente a la Supervisión de Obra. En caso de no hacerlo así, el Contratista será responsable de los errores que hubieran podido evitarse.

El Contratista respetará cuidadosamente todas las indicaciones dadas en los planos y/o especificación, o en cambio, someterá una proposición por escrito a la Supervisión de Obra, quien dará su aprobación o comentario también por escrito.

3.3. Interpretación de la documentación técnica

Es obligación del Contratista asegurar la buena construcción y aspecto de las obras, aun cuando no se halle expresamente estipulado en los documentos del proyecto.

Todas las dimensiones se deducirán numéricamente de las cotas de los planos.

No se establecerá ninguna dimensión basada en la interpretación gráfica de planos. Si fuera preciso definir alguna dimensión, el Contratista lo solicitará por escrito a la Supervisión de Obra, quien contestará, asimismo, por escrito.

Lo mencionado en los planos y omitido en la especificación o viceversa, habrá de ser ejecutado como si estuviese expuesto en ambos documentos.

En caso de existir alguna contradicción entre lo prescrito en la presente especificación y lo señalado en los planos, se dará preferencia a lo establecido en los planos, a menos que la Supervisión de Obra indique lo contrario por escrito.

Es obligación del Contratista la correcta interpretación de los documentos. En caso de duda, omisión, o contradicción en los documentos, el Contratista deberá consultar con la Supervisión de Obra, quien dictaminará al respecto

3.4. Replanteo

La Supervisión de Obra colocará sobre el terreno las bases de replanteo necesarias y suficientes para el replanteo general de la obra, tanto en altimetría como en planimetría, y entregará al Contratista por escrito, antes de comenzar las obras, la información necesaria para efectuar dicho replanteo.

El Contratista será responsable de la conservación y vigilancia de todas las bases de replanteo durante el plazo de ejecución de la Obra, siendo responsable que los errores que puedan derivarse de una conservación inadecuada de las mismas.

Asimismo, el Contratista efectuará a su costa cuantos replanteos de detalle necesita, para situar en posición y elevación todas las unidades de Obra a ejecutar, siendo de su exclusiva responsabilidad las consecuencias que pudieran derivarse de una ejecución errónea de dichos replanteos.

La Supervisión de Obra podrá en cualquier momento efectuar comprobaciones de los replanteos efectuados por el Contratista, para lo cual éste deberá facilitar a su costa los medios humanos y materiales necesarios para su realización.

3.5. Seguridad y Salud

El Contratista será responsable de la conservación y el cuidado de la obra hasta la recepción de esta por parte del Propietario.

Serán de su responsabilidad también las protecciones y señalización de las obras y sus accesos, de acuerdo con el Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo.

3.6. Control de calidad

La Supervisión de Obra solicitará las pruebas y ensayos que estime oportunos de acuerdo con los artículos correspondientes de esta especificación, documentos y normas reseñados. Las pruebas y los ensayos estarán a cargo del Contratista, en tanto que su número y tipo estén dentro de lo previsto en estas especificaciones u otro documento del proyecto.

Las pruebas de carga estarán a cargo del Contratista siempre que estén previstas en los documentos de proyecto y en aquellos casos en que los resultados negativos de los ensayos aconsejen, a juicio de la Supervisión de Obra, la realización de las pruebas de carga previas a la aceptación de una unidad de obra. En los demás casos estarán a cargo del Propietario, aunque el Contratista deberá disponer los medios necesarios para la realización de las pruebas.

4. Características de los materiales

4.1. Procedencia y recepción de materiales

Previamente a la utilización de los materiales que se indican más adelante, el Contratista comunicará a la Supervisión de Obra la procedencia de estos, sus datos de identificación y los valores en origen, si se conocen, de las características que, más tarde, serán objeto de control según se define para cada caso en el apartado 6 de esta especificación.

Los materiales a que se refiere este apartado serán como mínimo, los siguientes:

- Aceros para armaduras
- Cemento
- Agua
- Áridos
- Aditivos
- Aceros para embebidos y pernos de anclaje
- Materiales para juntas de estanqueidad

El Contratista llevará asimismo un control de recepción en obra que permita una primera comprobación de la idoneidad de estos y la posterior identificación de la posición de cada partida en almacenamiento o en la obra, una vez colocada.

La Supervisión de Obra podrá rechazar los materiales que provengan de lugares o firmas comerciales cuyos productos no ofrezcan las suficientes garantías.

Si se acuerda un material por marca, patente o nombre, no se admitirá ningún otro similar sin previa autorización escrita de la Supervisión de Obra.

Todos los materiales que se vayan a emplear en la obra se someterán a un control de calidad, de acuerdo con esta Especificación.

4.2. Almacenamiento de materiales

El Contratista mantendrá perfectamente protegidos contra cualquier deterioro todos los materiales que sean necesarios para la realización de los trabajos. Cualquier material que sufra alteraciones por incumplimiento fuera de la obra en un plazo mínimo.

Las armaduras se almacenarán de forma que estén protegidas contra polvos, aceites, grasas, etc. y de forma que exista un drenaje perfecto. Las armaduras de distintos tipos y diámetros se almacenarán en montones separados.

El cemento se suministrará y almacenará de acuerdo con el artículo 26 de la EHE.

Los áridos se almacenarán sobre áreas limpias, en pilas clasificadas por tamaños y de forma que se evite en lo posible la segregación. Deberán protegerse de una posible contaminación por el terreno, por el ambiente y por otros materiales.

El árido fino se almacenará de forma que permita un drenaje inferior, la capa inferior de los áridos finos no se utilizará para construcción.

El árido grueso se distribuirá uniformemente para evitar la segregación.

4.3. Materiales para encofrados y cimbras

Los encofrados podrán ser de madera, metálicos o de otro material rígido, que reúna análogas condiciones de eficacia para el uso a que se destina.

En cualquier caso, los materiales que se vayan a emplear tendrán las superficies destinadas a estar en contacto con el hormigón lo suficientemente lisas y uniformes para lograr unos parámetros que presenten, en cada caso, el aspecto requerido.

Además, los materiales a emplear para encofrados no deberán contener sustancias agresivas para la masa de hormigón.

Para cimbras y apeos podrán emplearse los mismos tipos de materiales indicados para los encofrados con la condición de que posean una rigidez y resistencia suficiente para resistir, sin deformaciones perjudiciales, las acciones que puedan producirse sobre ellos como consecuencia del proceso de hormigonado.

4.4. *Armaduras*

Los materiales a emplear para armaduras cumplirán las prescripciones descritas en el artículo 32º de la EHE.

Todos los aceros que se utilicen en la fabricación de armaduras serán de la calidad indicada en los planos.

4.5. *Elementos embebidos y pernos de anclaje*

El material para los pernos de anclaje será acero S275JR salvo indicación en contra en los planos de proyecto. El material para tuercas y arandelas S235JR según CTE Documento Básico SE-A Seguridad Estructural Acero.

Cuando los pernos sean suministro del fabricante de equipo o del Contratista de estructura metálica la calidad vendrá fijada en sus planos y será exclusivamente de su competencia y responsabilidad.

El material para redondos, perfiles laminados, placas, etc., a colocar como elementos embebidos, será acero S275JR según CTE Documento Básico SE-A Seguridad Estructural Acero, a menos que se indique otra cosa en los planos del proyecto.

El suministro de los elementos embebidos y elementos metálicos de anclaje será realizado por el Contratista de Obra Civil, a menos que se indique lo contrario en los planos del proyecto o así lo determine la Supervisión de Obra.

Todos los elementos embebidos, con la excepción de los que vayan roscados, se entregarán revestidos con una mano de pintura antioxidante en las zonas que no vayan a tener contacto con el hormigón o mortero de relleno.

Los pernos de anclaje deberán ser protegidos por el Contratista contra oxidaciones y daños en las roscas, durante su manipulación y almacenamiento.

4.6. *Cemento*

El cemento a utilizar cumplirá las prescripciones del “Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para la Recepción de cementos” (RC-08).

Cumplirá también con todo lo exigido en el artículo 26º de la EHE.

El cemento aluminoso podrá utilizarse únicamente con autorización escrita de la Supervisión de Obra.

Previamente a su uso el Contratista presentará un certificado de pruebas, con la garantía del fabricante de que el cemento cumple las condiciones exigidas por el Pliego.

4.7. *Agua*

Podrá emplearse tanto para el curado como para el amasado del hormigón cualquier tipo de agua que cumpla lo especificado en el artículo 27º de la EHE.

4.8. *Áridos*

Cumplirán lo prescrito en el artículo 28º de la EHE.

En ningún caso se usará árido procedente de playa de mar, ni los procedentes de rocas porosas, friables, blandas, ni los que contengan nódulos de yeso, piritas o compuestos.

4.9. *Aditivos*

Se definen como aditivos aquellos productos, excepto agua, cemento y áridos, que se incorporan al hormigón para mejorar una o varias de sus características.

Cumplirán las prescripciones del artículo 29º de EHE.

Los aditivos sólo podrán emplearse con la aprobación escrita y previa por parte de la Supervisión de Obra. Para ello el Contratista propondrá la dosificación a emplear y el tipo de producto a la Supervisión de Obra, que lo aprobará o rechazará, previo ensayo si lo considera oportuno.

No obstante, se establecen las siguientes limitaciones. Si se emplea cloruro cálcico como acelerador de fraguado, su dosificación será igual o menor al 2% en peso del cemento, pudiendo llegar al 3,5% si se trata de hormigonar con temperaturas muy bajas y solamente para hormigones en masa.

4.10. *Morteros*

Se utilizarán únicamente morteros de cemento.

Las características del agua y del árido fino del cemento serán las indicadas en los artículos correspondientes de esta especificación.

Eventualmente, el mortero podrá tener algún aditivo a fin de mejorar sus propiedades, previa aprobación por escrito de la Supervisión de Obra.

El mortero tendrá como mínimo la misma resistencia que el hormigón en contacto con él.

El uso de morteros especiales para rellenos bajo manguitos, cajetines y placas de anclaje, en determinados equipos y estructuras, cuando sea necesario se definirá en los planos del proyecto.

4.11. Materiales para juntas de estanqueidad

Los materiales a emplear podrán ser bandas de caucho sintético, caucho natural, neopreno, cloruro de polivinilo u otro material definido en los planos. Si existieren materiales cuya definición fuese a cargo del Contratista, éste los propondrá a la Supervisión de Obra para su aprobación.

Deberán reunir las siguientes características:

- Impermeabilidad: 100% a la presión de trabajo.
- Resistencia a tracción mayor o igual que 125 Kp/cm².
- Alargamiento en rotura mayor o igual que 300%.
- El material deberá ser compatible con los líquidos con los que podrá estar en contacto.

5. Condiciones de ejecución

5.1. Ejecución y colocación de encofrados y cimbras

El proyecto y dimensionamiento de todos las cimbras y encofrados, así como su construcción, será responsabilidad del Contratista.

Para su ejecución y colocación se atenderá a las prescripciones en el artículo 65º de la EHE.

Tendrán una rigidez y resistencia suficientes para mantener la forma y la posición de tal manera que no se produzcan deformaciones superiores a 5 mm en zonas locales, ni superiores a la milésima de la luz para las de conjunto.

En las aristas de los encofrados de los bornes y esquinas del hormigón que van a quedar expuestos, se colocarán berenjenos para obtener un chaflán de 25 mm a 45 °.

El desencofrado y descimbrado se realizará de acuerdo con los artículos 73º y 74º de la EHE.

Antes de proceder al desencofrado y descimbrado de los elementos resistentes principales, el Contratista solicitará el permiso correspondiente de la Supervisión de Obra.

5.2. *Dosificación del hormigón*

Se efectuará de acuerdo con las prescripciones del artículo 71º de la EHE, con las modificaciones incluidas en la presente Especificación.

El estudio de la dosificación se hará siempre con ensayos previos, de acuerdo con los artículos 83º a 91º de la EHE.

La fabricación del hormigón no deberá iniciarse antes de que la Supervisión de Obra haya aprobado la fórmula de trabajo propuesta por el Contratista. Dicha fórmula señalará exactamente:

- La consistencia, indicada por el descenso en el cono de Abrams.
- La granulometría de los áridos combinados
- Las dosificaciones de cemento, agua y eventualmente aditivos por m³ de hormigón fresco.

La fórmula de trabajo para un mismo hormigón habrá de ser reconsiderada si varía alguno de los siguientes factores:

- El módulo granulométrico del árido fino en más de dos décimas.
- El tipo de cemento.
- El tipo, absorción o tamaño del árido grueso.
- El método de puesta en obra.
- La naturaleza o proporción de aditivos.

5.3. *Fabricación del hormigón*

Se realizará de acuerdo con el artículo Capítulo 6 y artículo 71º de la EHE, con las modificaciones que se incluyen en esta especificación.

El amasado se efectuará siempre en hormigonera, con medición de las cantidades de cemento y de áridos por peso y del agua en volumen.

Solamente en obras de escasa importancia y para pequeñas cantidades de hormigón, podrán dosificarse los áridos en volumen, con autorización previa por escrito de la Supervisión de Obra, y amasando siempre en hormigonera.

Los materiales se verterán dentro de la hormigonera en el siguiente orden:

1. Una parte de la dosis de agua (aproximadamente la mitad).

2. El cemento y la arena simultáneamente.
3. La grava.
4. El resto del agua hasta completar la dosis requerida.

Se comprobará el contenido de humedad de los áridos, para corregir, en caso necesario, la cantidad de agua vertida directamente en la hormigonera.

5.4. Transporte del hormigón

Se efectuará de acuerdo con lo especificado en el artículo 71º de la EHE y en esta especificación.

El transporte se efectuará tan rápidamente como sea posible y de forma que no transcurra más de media hora desde su amasado hasta su colocación definitiva.

El sistema de transporte deberá ser aprobado por la Supervisión de Obra.

Cuando el transporte se realice en camiones, estarán provistos de agitadores y la velocidad de agitación estará comprendida entre dos y seis revoluciones por minuto.

Durante el período de transporte y descarga deberá funcionar constantemente el sistema de agitación.

5.5. Docilidad

Se atenderá a las prescripciones del artículo 31º, apartado 31.5 de la EHE.

El Contratista utilizará hormigón uniforme de la misma calidad para todas las unidades de obra similares, y no se emplearán hormigones fabricados con cemento de distintas procedencias en una misma estructura o elemento resistente.

El espesor de las tongadas será el necesario para conseguir que la compactación alcance a todo el interior de la masa sin producir disgregación de la mezcla.

Este espesor en ningún caso será superior a 50 cm.

No se permitirá una altura libre de caída del hormigón durante su colocación mayor de 1,75 m. Para alturas mayores deberán adoptarse disposiciones especiales de vertido, que deberán someterse a la aprobación de la Supervisión de Obra.

Cuando el hormigonado debe efectuarse sin interrupción y por tongadas sucesivas, éstas se extenderán y compactarán antes de que se inicie el fraguado en la inmediatamente inferior.

La compactación se efectuará siempre con vibrador. El tipo de vibrador deberá ser aprobado por la Supervisión de Obra.

5.6. Juntas de hormigonado

Se ejecutará de acuerdo con el artículo 71º de la EHE.

No se harán más juntas de hormigonado que las previstas en los planos, y aquellas que, sin estar previstas en los planos, hayan sido autorizadas por escrito por la Supervisión de Obra.

La forma, posición y refuerzos de las juntas de construcción serán las indicadas en los planos de proyecto o, en su defecto, las propuestas por el Contratista y aprobadas por la Supervisión de Obra.

Cuando sean de temer los efectos debidos a la retracción, se dejarán las juntas abiertas durante al menos diez días, para que las masas contiguas puedan deformarse libremente. El ancho de tales juntas deberá ser el necesario para que, en su día, puedan hormigonarse correctamente.

El tratamiento de la junta, antes de continuar el hormigonado se hará por alguno de los procedimientos autorizados por la EHE, pero en todo caso con la aprobación de la Supervisión de Obra.

No se permitirá el vertido de hormigón sobre otro anterior cuando éste no sea susceptible de ser vibrado, porque ese haya iniciado el principio de fraguado o cuando la Supervisión de Obra estime que puede ser perjudicial a la adherencia entre las armaduras y el hormigón.

Si se produce, por consiguiente, una nueva junta de construcción, y si está situada en lugar no aceptable a juicio de la Supervisión de Obra, se deberá picar y demoler el hormigón necesario con el fin de trasladar la junta a la posición debida, siendo todos estos trabajos a expensas del Contratista.

La Supervisión de Obra podrá exigir la utilización de resinas epoxi para la ejecución de las juntas de hormigonado.

Se exigirá la utilización de resinas epoxi para la reparación de coqueras y otros defectos en el hormigón. La forma de realizar esta reparación deberá ser aprobada por la Supervisión de Obra y será a expensas del Contratista. No podrá efectuarse ninguna reparación sin autorización previa de la Supervisión de Obra.

5.7. *Hormigonado en tiempo frío*

Se atenderá a lo especificado en el artículo 71º de la EHE.

Ningún ingrediente utilizado deberá contener nieve, hielo o cualquier elemento deteriorante.

La utilización de acelerador de fraguado y/o los métodos a emplear para garantizar la calidad del hormigón colocado deberán ser aprobados previamente por la Supervisión de Obra.

En todo caso, los procedimientos empleados para calentar el hormigón y el encofrado no deben tener ningún efecto de secado sobre el hormigón.

Una vez se hay vertido el hormigón, la temperatura de este deberá mantenerse por encima de 5º C hasta que se haya endurecido lo suficiente.

El hormigón deberá protegerse de la helada, por procedimientos suficientemente sancionados por la práctica, durante un intervalo mínimo de 72 horas. Si se emplean acelerantes de fraguado o cemento aluminoso, el intervalo mínimo podrá rebajarse a 36 horas.

Al comienzo de los trabajos, el contratista propondrá a la Supervisión de Obra, para su aprobación, un procedimiento de curado del hormigón que fijará las medidas a tomar cuando la temperatura mínima diaria descienda de +5ºC en dos días sucesivos.

Este procedimiento deberá indicar al menos lo siguiente:

- Situación y número de termómetros de intemperie a colocar en los distintos lugares de la obra.
- N.º de probetas de información a conservar en el mismo lugar y condiciones de la pieza hormigonada y que servirán para controlar el comportamiento del hormigón.
- Tabla de tiempos desencofrado/temperaturas en los N días desde el hormigonado.
- M² de lámina de plástico o lonas dispuesto en obra para la protección de las superficies de hormigón.
- Métodos y maquinaria dispuesta para calentar materiales.
- Duración de las medidas de protección.

5.8. *Hormigonado en tiempo caluroso*

Se atenderá a lo especificado en el artículo 71º de la EHE.

Se adoptarán las medidas necesarias para que la temperatura de la masa de hormigón en el momento de colocarse en obra no sea superior a 30°C.

Cuando la temperatura ambiente sea superior a 40°C, solamente se podrá hormigonar con autorización previa de la Supervisión de Obra. Para ello el Contratista deberá presentar, con anterioridad al comienzo de la puesta en obra del hormigón, una propuesta de método a emplear para evitar la desecación de la masa durante su fraguado y primer endurecimiento.

La precaución mínima a tomar será la de regado continuo de las superficies del hormigón durante diez días.

Al comienzo de los trabajos, el Contratista propondrá a la Supervisión de Obra, para su aprobación, un procedimiento de curado del hormigón que fijará las medidas a tomar cuando las temperaturas máximas diarias superen los 35° C en dos días sucesivos.

Este procedimiento deberá indicar, al menos, lo siguiente:

- Situación y número de termómetros de intemperie a colocar en los distintos lugares de la obra.
- M³ de arena dispuestos en obra para la protección de las superficies de hormigón.
- N.º de operarios y turnos de trabajo.
- Toldos y estructuras que dispondrá en obra para protección de superficies.
- Redes provisionales de agua a instalar o en su defecto maquinaria auxiliar que dispondrá en obra.
- Duración de las medidas de protección.

5.9. *Rellenos de mortero bajo placas de asiento y en cajetines o manguitos*

Previamente al relleno de mortero y antes de que se monte la estructura o equipo, se prepararán todas las superficies que den recibir el mortero, limpiándolas de todos los materiales de desecho, aceite, pintura, grasa, agua, etc. A continuación, se picará la capa superior del hormigón y se retirará toda materia extraña, después de rascar con un cepillo de fibra, usando agua abundante.

Cuando las estructuras o equipos estén nivelados y alineados, y lo indique la Supervisión de Obra, el Contratista realizará una nueva limpieza y procederá a humedecer la superficie de hormigón sin que se produzcan encharcamientos.

A las dos o tres horas siguientes, se procederá a verter el mortero de relleno solamente por un lado de la placa de asiento, de forma que rellene perfectamente todos los cajetines, manguitos y huecos, y obtener un apoyo uniforme bajo el total de la superficie de la placa de asiento. Se colocará de una sola vez y se compactará mediante apisonado o retacado con barra metálica, hasta eliminar todas las burbujas y vacíos.

Una vez que haya endurecido el mortero, se quitarán las cuñas, tornillos de nivelación, placas de suplemento u otros medios empleados bajo la base de sustentación y se rellenarán con mortero los espacios vacíos producidos por su extracción. Una vez endurecida la superficie del mortero, se rematarán los bordes a 45°.

Los espesores de la capa de mortero estarán de acuerdo con los planos de construcción.

Cuando en los planos se especifique un tipo de mortero especial, para su colocación se seguirá el procedimiento recomendado por su fabricante.

5.10. Ejecución de juntas de estanqueidad

La posición y dimensiones serán las que se indiquen en los planos de proyecto.

Para su ejecución se seguirán las instrucciones recomendadas por el fabricante y aprobadas por la Supervisión de Obra, en particular en lo que se refiere a la soldadura de las bandas entre sí, tanto en prolongación como en ángulo plano, diedro, curva, etc. y en lo referente a la sujeción de las bandas a las armaduras y/o al encofrado.

5.11. Descabezados de pilotes

Las cabezas de los pilotes de hormigón se demolerán hasta dejarlas al nivel especificado en los planos y si estuviesen afectados por la maza, en el caso de pilotes hincados, se sanearán en la longitud suficiente.

Cuando los pilotes sean hormigonados “in situ”, no se demolerá su cabeza, en tanto no sean aceptados por la Supervisión de Obra, procediendo después a la demolición de la cabeza en una longitud mínima de 50 cm.

La operación de descabezado incluirá, en cada caso, la preparación de la cabeza para enlazar con la unidad de obra inmediata, por lo que se limpiarán y enderezarán las armaduras, y en caso de pilotes metálicos, se soldarán patillas de enlace de igual manera.

Debajo de los encepados se colocará una capa de 10 cm. de hormigón de limpieza.

Si se trata de pilotes pretensados se preparará una jaula de armaduras para conectar cabeza y cimentación.

6. Control de calidad

Los niveles de control para el hormigón y el acero serán los indicados en los planos del proyecto, tal como establece el capítulo 2 de la EHE.

El control de los hormigones se efectuará de acuerdo con las prescripciones de los capítulos 16 y 17 de la EHE, y con esta especificación.

El Contratista, antes de iniciar los trabajos, presentará a la Supervisión de Obra un procedimiento de ensayos y control de obra. Para los ensayos no periódicos avisará a la Supervisión de Obra con la suficiente antelación para que pueda asistir y comprobar los resultados.

En todo caso los resultados de los ensayos realizados por el Contratista deberán ser enviados a la Supervisión de Obra.

Por otra parte, el Contratista facilitará a la Supervisión de Obra el acceso al Laboratorio de Obra y a aquellos que realicen ensayos para la misma obra. Asimismo, le facilitará también el acceso a la documentación no económica de la obra, a los distintos tajos o lugares de trabajos, y a las instalaciones o talleres de terceros donde se realicen trabajos con destino a la misma.

6.1. Control de armaduras

El control de calidad de los aceros que se empleen se efectuará de acuerdo con el artículo 88º de la EHE, según el nivel de control fijado en los planos de proyecto.

Respecto a la fabricación de las armaduras las tolerancias serán las siguientes:

- Longitud de corte: ± 25 mm
- Altura y longitud de barras dobladas: - 0,12 mm
- Estribos y cercos: ± 12 mm
- Todos los demás doblados: ± 25 mm

En la colocación de las armaduras las tolerancias serán:

- Recubrimiento:
 - Cimentaciones o grandes volúmenes de hormigón: ± 10 mm
 - Estructuras: ± 6 mm
 - Losas: ± 6 mm

○ Distancia entre barras:

- Cimentaciones o grandes volúmenes de hormigón: ± 15 mm
- Estructuras: ± 6 mm
- Losas : ± 6 mm

6.2. *Control de componentes del hormigón*

Se efectuará de acuerdo con el artículo 85º de la EHE.

6.3. *Petición de hormigonado*

Antes de iniciarse la puesta en obra del hormigón y con una antelación de al menos 24 horas, el Contratista solicitará de la Supervisión de Obra, por duplicado, la correspondiente autorización de hormigonado, indicando el tajo o unidad que se va a hormigonar, la cantidad de hormigón a colocar en m³, la fecha y la hora aproximada de comienzo del hormigonado.

6.4. *Inspección y control previos al hormigonado*

A partir de la petición de autorización para hormigonar presentada por el Contratista, la Supervisión de Obra efectuará una inspección y control previo al hormigonado comprobando los encofrados y cimbras, la limpieza de las superficies de contacto, la preparación de las juntas, los elementos embebidos, las armaduras, los pernos de anclaje, etc. para ver si reúnen las condiciones prescritas.

El criterio de aceptación será el cumplimiento de todas y cada una de las prescripciones que le sean de aplicación según el articulado de esta especificación.

6.5. *Autorización de hormigonado*

A partir de los resultados de la inspección y control efectuados, si los resultados son satisfactorios, la Supervisión de Obra dará la autorización por escrito al Contratista, reservándose para sí una copia de esta.

Esta autorización no eximirá al Contratista de su responsabilidad respecto a la obra ni a los materiales que pudieran acusar deficiencias con posterioridad a la ejecución.

En el caso de que los resultados de la inspección y control fuesen negativos, la Supervisión de Obra denegará la autorización, comunicándolo al Contratista por escrito e indicando los motivos de la denegación.

6.6. Control de la calidad del hormigón

Se hará de acuerdo con lo prescrito en el capítulo 15 de la EHE.

6.6.1. Control de la consistencia del hormigón

Se atenderá a lo especificado en el artículo 86º de la EHE.

6.6.2. Control de la resistencia del hormigón

Se efectuará de acuerdo con el artículo 86º de la EHE y con esta especificación.

El control será de tipo estadístico y el nivel será el que se indique en los planos del proyecto. Para el nivel de control normal se seguirá lo especificado en el capítulo 16 de la EHE, complementado con lo que se indica a continuación.

El número de determinaciones de resistencia amasadas N, no será inferior a 6 por cada parte de obra, según artículo 86 de EHE Tabla 86.5.4.1, y al menos 6 diarias, cuando el hormigonado diario sea inferior a las cantidades de la citada tabla. El número de probetas para cada determinación de resistencia no será inferior a dos.

Además, por cada parte de obra se tomarán tres probetas adicionales, de las cuales dos serán rotas por compresión a los 7 días, y la tercera se conservará hasta el final de la obra.

La resistencia media de las probetas ensayadas a los 7 días servirá únicamente para tomar decisiones respecto a la dosificación, para garantizar la obtención a los 28 días, en serie sucesivas, la resistencia característica especificada en los planos. Si la rotura de las probetas a los siete días se produjera a una carga media inferior a 0,6 f ó 0,7 f (según se use cemento de endurecimiento normal o rápido), el Contratista modificará la fórmula de trabajo y aumentará al doble el número de probetas de control hasta que cuatro series consecutivas rompan a una carga media independientemente de las medidas que el Contratista, en todo caso, deberá adoptar para averiguar la causa de la disminución de resistencia, de cuyas causas y del procedimiento de corrección informará a la Supervisión de Obra para su aprobación.

Con las probetas ensayadas a los 28 días de edad se determinará la resistencia característica estimada, que deberá ser, en cualquier serie de la realizada, mayor o igual a la especificada en los planos. Si el nivel de control es intenso, se atenderá a las prescripciones del apartado 86 de la EHE.

Además de las probetas indicadas para cada parte de obra, se tomarán tres más para romper dos a 7 días con la finalidad indicada en control a nivel normal, y conservar la restante.

Las decisiones que adoptar en función de los datos aportados por los ensayos de rotura de probetas de cada uno de los lotes en que se dividen las obras de hormigón se basarán en los criterios contemplados en el Art. 86.5 de la EHE.

Los criterios de aceptación, tanto para nivel normal como para nivel intenso, serán los siguientes:

1. Si f es mayor o igual que f , la obra se aceptará.
2. Si f es menor o igual que $0,85 f$, la obra se demolerá.
3. Si f es menor que f y f mayor que $0,85 f$ se realizarán ensayos o pruebas descritos en la EHE.

7. Aspectos de la obra acabada y tolerancias

Al ser retirados los encofrados, las superficies que presenten defectos, no se parchearán o arreglarán hasta que la Supervisión de Obra lo decida.

Las partes de superficie de hormigón que resulten defectuosas a juicio de la Supervisión de Obra serán picadas hasta profundizar más allá de la armadura para sanear el hormigón y se reemplazará por hormigón de la misma mezcla de que esté hecho el elemento.

Todas las cavidades o coqueras que la Supervisión de Obra no incluya como defectuosas se rellenarán o parchearán con mortero de cemento, pero profundizando al menos 25 mm. en el hormigón, tomando la precaución de aplicar encofrado del mismo tipo que el empleado, para que resulte el mismo aspecto del hormigón visto.

Las superficies reparadas se curarán en la misma forma dicha para el hormigón.

El Contratista realizará los acabados en la forma y de la manera que se describe en los planos.

Cuando en los planos no se especifique el tipo de acabado a emplear, todas las losas, escaleras y plataforma de hormigón se terminarán con un acabado fratasado que se realizará apisonando el hormigón mediante herramientas adecuadas que alejen los áridos gruesos de la superficie y enrasando con un reglón. A continuación, con el hormigón fresco pero suficientemente endurecido para soportar el peso de un hombre sin dejar huella, se fratasará hasta que el árido grueso no sea visible y aflore humedad a la superficie.

A continuación, se exponen las tolerancias admisibles del proyecto:

- La situación de cualquier elemento estructura no diferirá de la indicada en los planos en ± 5 mm.

- Las elevaciones de los distintos elementos estructurales no diferirán de las indicadas en los planos en ± 5 mm.
- Las dimensiones de elementos estructurales de hormigón (espesores, escuadrías, recubrimientos, etc.) no diferirán de las indicadas en los planos en ± 2 mm.
- La desviación respecto a la verticalidad de cualquier elemento o conjunto de elementos estructurales no será mayor de una milésima de la altura.
- La colocación de cualquier grupo de pernos de anclaje, no diferirán de la indicada en los planos en ± 2 mm, y dentro de un mismo grupo, la colocación de pernos de anclaje entre sí no diferirá en $\pm 0,5$ mm de los indicados en los planos.
- La planeidad de elementos superficiales será tal que, comprobados con un reglón de 5 m de longitud en cualquier dirección, no exista una distancia superior a 10 mm entre reglón y superficie para elementos ocultos y 55 mm en hormigones vistos. En pavimentos la tolerancia será de 3 mm comprobados con regla de 3 m.

Después del desencofrado, y antes de proceder a la ejecución de la unidad siguiente que afecta a la anterior, el Contratista realizará el correspondiente control geométrico, informando a la Supervisión de Obra de los resultados de este. En caso de aparecer valores superiores a los indicados anteriormente, se procederá de acuerdo con lo que ordene la Supervisión de Obra en cuanto a aceptación, reparación o demolición de la pieza correspondiente.

Las limitaciones en cuanto a resistencias medias del hormigón y tolerancias dimensionales no son exclusivas en cuanto a la recepción de la obra. La Supervisión de obra indicará las pruebas y ensayos a realizar con objeto de comprobar si la pieza hormigonada cumple con los fines previstos en el proyecto, en cuanto a cualquier otra característica definida en el mismo, tales como permeabilidad, densidad, etc.

III. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

Índice

I.	Especificación de la infraestructura eléctrica de generación	4
1.	Conductores	4
1.1.	Circuitos de control	5
1.2.	Circuitos de potencia Media Tensión.....	5
1.3.	Media tensión	6
2.	Centros de transformación	7
2.1.	Transformadores	7
2.2.	Celdas de media tensión.....	8
3.	Sistemas de control	11
I.	Especificación de Centro de Control 30kV.....	12
1.	Conductores	12
1.1.	Circuito de potencia 0,7/1 kV	13
1.2.	Circuitos de potencia 30kV	13
1.3.	Baja Tensión	14
1.4.	Media Tensión.....	14
1.5.	Transformadores auxiliares.....	15
2.	Aparellaje 30 kV	15
2.1.	Cabinas 30 kV	16
2.2.	Interruptores	19
2.3.	Seccionadores de p.a.t.....	19
2.4.	Transformador de intensidad	19
2.5.	Transformador de tensión	20
3.	Aparellaje B. T y Equipos Auxiliares	20

3.1. Armarios distribución y protección de baja tensión.....	20
3.2. Interruptores automáticos.....	21
3.3. Interruptores fusibles.....	21
3.4. Protecciones	21
3.5. Medida	22
3.6. Telemando y tele señal.....	23
3.7. Sistema de alimentación de Corriente Continua	23
3.8. Aparatos de medida analógica	23

I. Especificación de la infraestructura eléctrica de generación

1. Conductores

Se refiere el presente capítulo a las características y condiciones de instalación de los conductores de los siguientes circuitos:

- Señalización y maniobra aerogeneradores-puesto central de control.
- Potencia generación – Armario de Control
- Armario de control- Transformadores (lado BT-800 V)
- Potencia Transformadores - Interconexión (lado MT-30 kV).
- Interconexión de 30 kV distribución secundaria.
- Red de tierra para las diferentes instalaciones y aerogeneradores.

La señalización y maniobra del parque eólico desde el puesto central de control, situado en el edificio de control, se conducirá mediante cables de fibra óptica de ocho fibras, tipo monomodo (10/125 μm) o tipo multimodo (50/125 μm).

Será el adecuado para los equipos de control a instalar tanto en los aerogeneradores como en el edificio de control, irá enterrado directo en las mismas canalizaciones que los conductores de fuerza y estará protegido contra la acción de roedores.

Todos los conductores deberán llevar grabada de forma indeleble, la identificación del conductor y nombre del fabricante, y estarán identificados en los extremos mediante codificación numérica de borna y equipo receptor, reflejándose en los planos de cableado.

Los conductores de media tensión que conectarán la cabina de protección del transformador con el propio transformador serán unipolares, de cobre, apantallados sin armadura, de sección mínima $3 \times (1 \times 400) \text{ mm}^2$.

El aislamiento será polietileno (VPE) para un nivel de 18/30 kV y recubrimiento de PVC.

Para la interconexión en 30 kV entre aerogeneradores, se emplearán cables de $3 \times (1 \times 95) \text{ mm}^2$ y cables de $3 \times (1 \times 400) \text{ mm}^2$ de 18/30 kV, aislados con polietileno reticulado, con pantalla de cobre y con cubierta exterior de poliolefina o de PVC, de color rojo para identificación en caso de proximidad con otros conductores.

En paralelo con los cables de MT se tenderá una línea de puesta a tierra de conductor de cobre desnudo de sección adecuada. La pantalla de los conductores se a la línea de tierra en ambos extremos.

Los cables deberán llevar grabada, de forma indeleble cada 30 cm, la identificación del conductor, año de fabricación y nombre del fabricante, tal y como se indica en las normas UNE 21.123 y R.U. 3.305.

Para la ejecución de empalmes, exclusivamente para las líneas de interconexión entre aerogeneradores se utilizará un empalme retráctil en frío.

Estarán constituidos por un manguito metálico que realice la unión a presión de la parte conductora, sin producción de vacíos superficiales ni debilitamiento de sección.

El aislamiento será reconstruido a base de cinta semiconductora interior, cinta autovulcanizable, cinta semiconductora capa exterior, cinta metálica de reconstrucción de pantalla, cinta para compactar, trenza de tierra y nuevo encintado de compactación final, o utilizando materiales retráctiles en frío.

El conductor de tierra será de cobre desnudo, de sección adecuada para la intensidad de cortocircuito a tierra y para la protección del equipo y personal contra potenciales peligrosos.

Este conductor unirá todo el parque eólico con la malla de tierras de la subestación, así como todas las estructuras, cuadros eléctricos y demás elementos susceptibles de ser conectados a la malla de tierra.

Las características básicas de los conductores a emplear, que responderán a las especificaciones que establecen las normas internacionales en vigor, de acuerdo con la tensión y condiciones de servicio a que vayan destinados, son las expuestas en los siguientes subapartados.

1.1. Circuitos de control

- | | |
|---------------------------------|---------------------------------|
| ○ Cable multimodo | ○ Cable monomodo |
| • Tipo de fibra: Multimodo | • Tipo de fibra: Monomodo |
| 50/125 μm | 10/125 μm |
| • Construcción: Ajustada | • Construcción: Ajustada |
| • Número de fibras: 8 | • Número de fibras: 8 |
| • Cubierta interna: Polietileno | • Cubierta interna: Polietileno |
| • Armadura: Acero corrugado | • Armadura: Acero corrugado |
| • Cubierta externa: Polietileno | • Cubierta externa: Polietileno |

1.2. Circuitos de potencia Media Tensión

Las características básicas que definen los conductores a emplear en las redes de 30 kV son las siguientes:

- De transformador 30/0,8 kV a celdas 30 kV:
 - Denominación: N2XSY
 - Tipo de conductor: Unipolar-Campo Radial
 - Nivel de aislamiento: 18/30 kV
 - Secciones: 3x(1x50) mm²
 - Material conductor: Cobre
 - Material de aislamiento: VPE
 - Pantalla: Malla de Cu.
 - Cubierta: PVC
 - Normas: UNE 21123 IEC502
 - Cubierta de armadura: Polietileno
- Interconexión 30 kV:
 - Denominación: RHZ1
 - Tipo de conductor: Unipolar-Campo Radial
 - Nivel de aislamiento: 18/30 kV
 - Sección: 3x(1x95) mm² y 3x(1x400) mm²
 - Material conductor: Aluminio
 - Material de aislamiento: XLPE
 - Pantalla: Malla de Cu.
 - Cubierta: Poliolefina
 - Normas: UNE 21123 IEC502
 - Cubierta de armadura: Polietileno

Los ensayos y pruebas a los que deberán ser sometidos los conductores a instalar en M.T. del parque serán, al menos, los expuestos en el subapartado 1.3.

1.3. Media tensión

El fabricante facilitará un acta de pruebas realizado por entidad colaboradora y someterá a los cables a los siguientes ensayos:

- Prueba de tensión a frecuencia industrial
- Medida de la resistencia eléctrica de los conductores
- Ensayo de descargas parciales
- Verificación de las características geométricas
- Medida de la resistencia de aislamiento a temperatura ambiente

El contratista realizará, en campo, los siguientes ensayos para cada cable:

- Medida de resistencia de aislamiento (en bobina)
- Medida de resistencia de aislamiento (montado)

- Prueba de continuidad
- Ensayo de rigidez dieléctrica

Todos los ensayos se realizarán de acuerdo con la NORMA UNE 21-123.

2. Centros de transformación

En el presente capítulo se hace referencia a las cabinas de protección y transformadores que se instalarán en el interior de cada aerogenerador.

La potencia de transformación será de 7.000 kVA, con una relación de transformación $30 \pm 2,5 \pm 5\% / 0,8$ kV.

2.1. Transformadores

En cada aerogenerador se instalará un transformador trifásico, de llenado integral de aceite, hermético, servicio continuo. Estarán contruidos y ensayados según normas UNE 20110, UNE-EN 60076-1, IEC 726, CEI 76-1 a 76-5 e IEC 762(1982).

Dispondrá de conmutador de tomas en vacío, de cáncamos de elevación y desencubado, placa de características, orificio de llenado y dispositivo de vaciado, ruedas orientables, tomas de tierra y dispositivo de protección de nivel, temperatura y presión de aceite con caja de centralización de conexiones IP-55.

Sus características principales serán:

- Potencia: 7.000 kVA
- Normas: UNE / IEC
- Frecuencia: 50 Hz
- Relación de transformación: $30 \pm 2,5 \pm 5\% / 0,8$ kV
- Tensión del secundario en vacío: 700 V
- Tensiones de ensayo aplicada: 50 Hz, 70 kV (valor eficaz)
- Impulso: 1,2/50 μ s 125 kV (valor pico)
- Calentamiento Aceite/Devanado: 70 K -110 °C / 55 K – 95 °C
- Clase de aislamiento: A
- Grupo de conexión: Dyn 11
- Refrigeración: ONAN
- Protección: Termómetro, Nivel y Presión aceite.
- Bornes: Pasatapas de tipo abierto en alta tensión
- Material de seguridad: Placa de primeros auxilios
- Señalización de alto voltaje

Ambos dispondrán de una placa de identificación, donde se indique el nombre del fabricante, tipo de transformador, número de serie, potencia y frecuencias nominales, tensiones y peso.

Estos transformadores serán sometidos como mínimo a los siguientes ensayos, de acuerdo con las normas UNE 20110 y CEI 76-1 a 76-5 y 726 (1982).

- Medición de la resistencia de los arrollamientos.
- Determinación de la relación de transformación y control de grupo de conexión.
- Determinación tensión cortocircuito.
- Determinación pérdidas en carga.
- Determinación pérdidas y corriente en vacío.
- Ensayo de tensión aplicada.
- Ensayo de tensión inducida.
- Ensayo de onda de choque.
- Medida de nivel de ruido.
- Verificación de sistemas de protección.

2.2. Celdas de media tensión

La sección de celdas de protección y maniobra que se ubicarán en el interior de cada aerogenerador y estarán compuestas por un módulo de 2 o 3 unidades con las siguientes funciones:

- Celda llegada de línea (utilizada como remonte)
- Celda salida de línea (interruptor- seccionador en carga + seccionador p.a.t.)
- Celda de protección (interruptor seccionador en vacío, interruptor automático y autoválvulas)

Se utilizarán celdas prefabricadas y compactas, que se ajustarán a las normas UNE-EN 60298, CEI 298 y la recomendación UNESA 6407. Estarán diseñadas para su utilización en instalaciones interiores (IP2 CX según norma CEI 529).

Estarán construidas a base de chapa de acero de alta calidad, plegada, formando un conjunto mecánicamente resistente frente a los esfuerzos originados por las vibraciones normales de operación y por posibles esfuerzos electrodinámicos.

Las celdas que formen una sección de maniobra y protección deberán estar separadas eléctrica y mecánicamente, a fin de asegurar su independencia y evitar la propagación de efectos fuera de las celdas. Las puertas de acceso permitirán la manipulación, montaje y desmontaje del aparellaje. Deberán estar diseñadas para

soportar, sin deformación, los efectos explosivos de un cortocircuito en el interior de la celda.

Con el fin de impedir maniobras prohibidas, las celdas dispondrán, entre otros sistemas de seguridad, de los correspondientes enclavamientos mecánicos.

Se establecerá un circuito de puesta a tierra anclado en la estructura de las celdas conectándose a este sistema los herrajes y las partes móviles por medio de trenzas flexibles de cobre.

Embarrado General Celdas

El embarrado incluido está dimensionado para soportar además de la intensidad nominal, las intensidades térmicas y dinámica asignada.

Características del embarrado:

- Tensión nominal: 36 kV
- Tensión de prueba (50 Hz): 70 kV
- Tensión de prueba (impulso): 170 kV
- Intensidad nominal: 400A
- Límite térmico: 1 seg. 16 kA eff
- Límite electrodinámico: 40 kA cresta.

Conexión con cables

Las acometidas de media tensión y las salidas a transformador o celda se realizan con cables. Las uniones de estos cables con los pasatapas correspondientes deben ejecutarse con terminales enchufables de conexión reforzada (atornillables) y apantallados.

Los terminales enchufables de conexión reforzada se requieren cuando la intensidad de cortocircuito es de 16 kA o superior.

2.2.1. Características particulares de las celdas

Celda de Protección de Transformador

Estará dotada de los siguientes elementos:

- Interruptor seccionador tripolar de corte en SF6, de 400 A, con posiciones de conexión, seccionamiento y puesta a tierra.
- Fusibles de protección o interruptor automático de corte en vacío o en SF6 de 400 A.
- Juego de barras tripolar
- Mando manual

- Bobina de apertura y cierre del interruptor.
- Enclavamiento mediante candado con puerta transformador.
- Timonería para disparo por fusión de fusibles (cuando aplique).
- Dispositivo con bloque de tres lámparas de presencia de tensión.
- Barra de tierras.
- Salida de cables por pasatapas a bornes enchufables para cable seco unipolar de sección hasta 240 mm².

Celda de Línea con Interruptor – Seccionador

Estará dotada de los siguientes elementos:

- Interruptor seccionador tripolar de corte en SF6, de 400 A con posiciones de conexión, seccionamiento y puesta a tierra.
- Seccionador de puesta a tierra.
- Bobina de disparo.
- Juego de barras tripolar.
- Mando manual.
- Enclavamiento mediante candado.
- Dispositivo con bloque de tres lámparas de presencia de tensión.
- Salida de cables por pasatapas a bornes enchufables para cable seco unipolar de sección hasta 400 mm².

Celdas de Remonte de Línea

Dispondremos de dos tipos de celdas de remonte de línea que estarán dotadas de los siguientes elementos:

- Juego de barras tripolar de 630 A.
- Enclavamiento mediante candado
- Dispositivo con bloque de tres lámparas de presencia de tensión
- Salida de cables por pasatapas a bornes enchufables para cable seco unipolar de sección hasta 400 mm².

Las celdas deberán someterse como mínimo a los siguientes ensayos:

- Operación mecánica sin tensión en el circuito principal.
- Operación mecánica de los elementos móviles y enclavamientos.
- Pruebas de dispositivos auxiliares, hidráulicos, neumáticos y eléctricos.
- Verificación del cableado conforme a los esquemas eléctricos.
- Ensayo a frecuencia industrial del circuito principal, UNE-EN 60298.
- Ensayo dieléctrico de circuitos auxiliares y de control.

- Ensayo a onda de choque.
- Verificación del grado de protección.

3. Sistemas de control

El sistema de control del V-162 se basa en un sistema de microprocesador desarrollado por Vestas que utiliza sensores para comprobar el estado de todos los componentes del aerogenerador y otros datos, como son la velocidad y dirección del viento, para consecuentemente adaptar el modo de funcionamiento del V-162.

El proceso automático de arranque se activa si se alcanza, durante tres minutos consecutivos, una velocidad del viento suficiente para el funcionamiento del aerogenerador. Si se alcanza el límite inferior del rango de velocidades de funcionamiento (es decir, la velocidad de arranque), comienza el suministro de energía a la red de distribución. Debido a la conexión a red mediante el circuito de corriente continua y el convertidor, no se producen picos de corriente durante el arranque.

La velocidad del rotor, el ángulo de paso de las palas y la potencia volcada a la red se adaptan continuamente a las condiciones cambiantes del viento. La potencia eléctrica se regula mediante el convertidor asociado al generador.

Cuando se alcanza o supera la velocidad del viento de potencia nominal, se mantiene, mediante la adaptación del ángulo de las palas, la potencia al valor nominal.

Si en un periodo de tiempo de 10 minutos se sobrepasa una velocidad de viento media de 25 m/s o un valor pico de 30 m/s con el sistema de control de ráfagas desactivado (sistema opcional), el aerogenerador se para. El aerogenerador arranca de nuevo si la velocidad del viento deja de exceder de manera continua la velocidad de corte. También durante el estado de desconexión se permite que el rotor gire libremente a velocidad muy lenta (funcionamiento en vacío).

El sistema de orientación de la góndola del V-162 empieza a funcionar aún por debajo de la velocidad de arranque. La veleta mide de manera continua la dirección del viento. Si la divergencia entre la dirección media del viento y la dirección del eje del rotor es demasiado grande, la góndola es reorientada mediante los motores de orientación. Dependiendo de la velocidad del viento, se adapta el tiempo que tardará la góndola en orientarse al viento y el ángulo de paso. Si el aerogenerador se detiene mediante el sistema de control del aerogenerador o mediante un accionamiento manual, el ángulo de paso de pala se regula a la posición de bandera para reducir la superficie de contacto entre la pala y el viento. El aerogenerador se detiene poco a poco por inercia hasta funcionamiento en vacío.

I. Especificación de Centro de Control 30kV

1. Conductores

Se refiere el presente capítulo a las características y condiciones de instalación de los conductores de los siguientes circuitos:

- Señalización y control de la subestación - puesto central de control.
- Potencia servicios auxiliares – transformador de SS.AA. de 50 kVA
- Conexión interior 30 kV transformador de SS.AA. - Distribución primaria.
- Interconexión 30 kV distribución primaria – Transformador principal.
- Red de tierra para las diferentes instalaciones.

Los conductores de baja tensión serán unipolares, de sección adecuada a la intensidad a transportar y la sección mínima del conductor de tierra será fijada por la ITC BT.

El aislamiento será de polietileno reticulado (XLPE) para un nivel de 0,6/1 kV y recubrimiento de PVC color negro. Deberán llevar grabada, de forma indeleble, la identificación del conductor y nombre del fabricante. Todos los conductores estarán identificados en los extremos mediante codificación numérica de borna y equipo receptor, reflejándose en planos de cableado.

Los conductores de Media Tensión enterrados serán unipolares apantallados sin armadura, de sección adecuada a la intensidad máxima de transporte. El material de aislamiento será polietileno reticulado (XLPE) para un nivel de aislamiento de 18/30 kV. La pantalla del conductor se conectará a tierra en ambos extremos. La cubierta exterior de los conductores será de poliolefina.

Deberán llevar grabada, de forma indeleble, cada 30 cm, la identificación del conductor, nombre del fabricante y año de fabricación, tal y como se indica en las normas UNE 21.123 y R.U. 3.305.

Los conductores serán de cobre para B.T. y de Aluminio para M.T., según se indica en los esquemas unifilares que se adjuntan.

Las características básicas de los conductores a emplear, que responderán a las especificaciones que establecen las normas internacionales en vigor, de acuerdo con la tensión y condiciones de servicio a que vayan destinados, son las expuestas en los siguientes subapartados.

1.1. *Circuito de potencia 0,7/1 kV*

- Denominación: RV
- Tipo de conducto: Unipolar
- Nivel de aislamiento: 0,7/1 kV
- Sección: varias
- Material de aislamiento: XLPE
- Cubierta: PVC (negro)

1.2. *Circuitos de potencia 30kV*

- Acometida a cabinas de 30 kV
 - Denominación: RHZ1
 - Tipo de conductor: Unipolar-Campo Radial
 - Nivel de aislamiento: 18/30 kV
 - Sección: 3x5x(1x400) mm²
 - Material de aislamiento: XLPE
 - Pantalla: Malla de Cu.
 - Cubierta: Poliolefina
 - Normas: UNE 21123 IEC502
 - Cubierta de armadura: Polietileno
- Salidas a circuitos del parque
 - Denominación: RHZ1-OL
 - Tipo de conductor: Unipolar-Campo Radial
 - Nivel de aislamiento: 18/30 kV
 - Sección: 3x(1x95) mm² / 3x(1x400) mm²
 - Material de aislamiento: XLPE
 - Pantalla: Malla de Cu.
 - Cubierta: Poliolefina
 - Normas: UNE 21123 IEC502
 - Cubierta de armadura: Polietileno
- Acometida a transformador de SS. AA
 - Denominación: RHZ1-OL
 - Tipo de conductor: Unipolar-Campo Radial
 - Nivel de aislamiento: 18/30 kV
 - Sección 3x(1x400) mm²
 - Material de aislamiento: XLPE

- Pantalla Malla de Cu.
- Cubierta Poliolefina
- Normas UNE 21123 IEC502
- Cubierta de armadura Polietileno

1.3. *Baja Tensión*

El fabricante facilitará un acta de pruebas por entidad colaboradora y someterá a los cables a los siguientes ensayos:

- a) Prueba de tensión a frecuencia industrial.
- b) Medida de la resistencia eléctrica de los conductores.
- c) Medida de la resistencia de aislamiento.
- d) Medida de espesores de aislamiento y cubiertas.

El contratista realizará, en campo, los siguientes ensayos:

- a) Medida de resistencia de aislamiento (en bobina)
- b) Medida de resistencia de aislamiento (montado)
- c) Prueba de continuidad

1.4. *Media Tensión*

El fabricante facilitará un acta de pruebas realizado por entidad colaboradora y someterá a los cables a los siguientes ensayos:

- a) Prueba de tensión a frecuencia industrial
- b) Medida de la resistencia eléctrica de los conductores
- c) Ensayo de descargas parciales
- d) Verificación de las características geométricas
- e) Medida de la resistencia de aislamiento a temperatura ambiente

El contratista realizará, en campo, los siguientes ensayos para cada cable:

- a) Medida de resistencia de aislamiento (en bobina)
- b) Medida de resistencia de aislamiento (montado)
- c) Prueba de continuidad
- d) Ensayo de rigidez dieléctrica

Todos los ensayos se realizarán de acuerdo con la NORMA UNE 21-123.

1.5. Transformadores auxiliares

Sus características más importantes serán las siguientes:

- Normas: UNE
- Servicio: Interior
- Potencia: 50 kVA
- Refrigeración: AN
- Frecuencia: 50 Hz
- Aislamiento: 36000 V
- Tension nominal primario: 30000 V
- Tension nominal secundario: 400/230 V
- Grupo de conexión: Dyn11
- Regulación en vacío: $\pm 2,5\%$ y $\pm 5\%$
- Refrigerante: Aire
- Max. var. T° devan. doble ta=40oC 65oC
- Tension de cortocircuito: 4%

Dispondrá de placa de características, cáncamos de elevación, tomas de tierra, ruedas orientables y dispositivo de protección de sobrepresión y sobretensión tipo T-154 instalado sobre la propia envolvente.

Sera sometido como mínimo a los siguientes ensayos, de acuerdo con la norma UNE 20101 (CEI 76), UNE 20138 y UNESA 5201 D, sobre ensayos de transformadores:

- Ensayo de tensión aplicada a frecuencia industrial
- Ensayo de tensión inducida a frecuencia elevada
- Ensayo de onda de choque
- Determinación tensión cortocircuito
- Determinaciones perdidas con carga
- Determinación perdidas y corriente de vacío
- Medición de la resistencia de los arrollamientos
- Determinación de la relación de transformación y grupo de conexión

2. Aparellaje 30 kV

Todo el aparellaje de 30 kV será de tipo interior alojado en el interior del edificio de control del parque. La protección y distribución en 30 kV estará compuesta básicamente por las siguientes unidades:

- Acometida
- Medida

- Unidades de protección de línea
- Servicios auxiliares

2.1. Cabinas 30 kV

Las cabinas de protección dispondrán de un elemento de corte automático en vacío, y serán de tipo aislamiento integro en SF₆, a excepción de la cabina de medida que será de aislamiento al aire.

Cada cabina se conectará mediante cables subterráneos unipolares de aislamiento seco 18/30 kV con terminales enchufables aislados.

A la cabina de acometida llegaran los cables de evacuación de la energía generada en el parque, desde la subestación de Peraleda.

A las cabinas de línea acometerán líneas RHZ1-OI de 3x(400) y 3x(1x240) mm².

Por último, a la cabina de protección del transformador de servicios auxiliares llegaran los cables RHZ1-OI de 3(1x95) mm²

La instalación de las protecciones, medida, telemando, etc., en el compartimento de control de cada cabina, suprime el cuadro de protecciones clásico.

El módulo de distribución primaria estará compuesto esencialmente por cabinas blindadas de aislamiento integro en SF₆, cuyas características básicas son:

- Tipo: interior
- Aislamiento: integro en SF₆
- Interruptor fijo de corte en vacío con enclavamientos mecánicos.
- Barra simple
- Compartimento de control para reenganches, relés, telemando, etc.

A excepción de la cabina de medida tensión, que será de aislamiento al aire, cuyas características básicas son:

- Tipo: interior
- Aislamiento: aire
- Transformadores de intensidad para medida de facturación.
- Transformadores de tensión para medida de facturación.

2.1.1. Cabinas de acometida

Estará dotada de los siguientes elementos:

- 1 Seccionador trifásico en vacío de tres posiciones, abierto/cerrado/puesta a tierra, accionamiento manual, cierre brusco, V_n=36 kV, poder de cierre 62,5 kA cresta.

- 1 Interruptor automático trifásico de corte SF6, tensión 36 kV, 1250 A asignados y 25 kA de poder de corte, con mando motorizado, relé antibombeo, contador de maniobras, bobinas de cierre, de disparo y mínima tensión.
- 3 Aisladores testigo tipo resistivo y juego de 3 pilotos luminosos para indicación y comprobación de presencia de tensión en cada fase.
- 3 Transformadores de intensidad, aislamiento seco, tensión asignada 36 kV, relación de transformación 1300/5 A, intensidad térmica 25 kA.
- 1 Juego de cerraduras de enclavamiento.
- s/n Pletina de cobre electrolítico de 40 x 5 mm para puesta a tierra de la instalación.
- s/n Cable de cobre de al menos 50 mm² para puesta a tierra del aparellaje.
- s/n Embarrado general preparado para conducir 1000 A asignados y capaz de soportar los esfuerzos electrodinámicos correspondientes a una intensidad térmica de cortocircuito de 25 kA durante 1 segundo.
- s/n Elementos de alumbrado y varios.
- s/n Interruptores magnetotérmicos y relés auxiliares.
- 1 Relé de protección tipo 8IVD-DIN de ZIV o similar con protección 3x50/51

2.1.2. Cabina de protección de línea

Estarán dotadas de los siguientes elementos:

- 1 Interruptor automático trifásico de corte en vacío, tensión 36 kV, 400 A asignados y 25 kA de poder de corte, con mando motorizado, relé antibombeo, contador de maniobras, bobinas de cierre, de disparo y mínima tensión.
- 2 Transformadores de intensidad toroidales, aislamiento seco, tensión asignada 36 kV, relación de transformación 300/5 A y 200/5 A. Intensidad térmica 25 kA.
- 3 Seccionador trifásico en vacío de tres posiciones, puesta a tierra abierto/cerrado, accionamiento manual, cierre brusco, Vn=36 kV, poder de cierre 62,5 kA cresta.
- 1 Juego de cerraduras de enclavamiento.
- 3 Aisladores testigo tipo resistivo y juego de 3 pilotos luminosos para indicación y comprobación de presencia de tensión en cada fase.
- s/n Pletina de cobre electrolítico de 40 x 5 mm para puesta a tierra de la instalación.
- s/n Embarrado general preparado para conducir los 1250 A asignados y capaz de soportar los esfuerzos electrodinámicos correspondientes a una intensidad térmica de cortocircuito de 25 kA durante 1 segundo.
- s/n Cable de cobre de al menos 50 mm² para puesta a tierra del aparellaje.
- 2 Relé de protección tipo 8IRD-DIN de ZIV o similar con protección 3x50/51 y 67 Na
- s/n Elementos de calefacción, alumbrado y varios.
- s/n Interruptores magnetotérmicos y relés auxiliares.

- 1 Transformador de intensidad toroidal, 60/1A, diámetro interior 110 mm, tipo IFH-3 de ARTECHE, o similar

2.1.3. Cabina de servicios auxiliares

Estará dotada de los siguientes elementos:

- Interruptor seccionador trifásico en carga de 36 kV, 200 A, mando manual, disparo automático por fusibles o bobina, tipo NALF de ABB o similar.
- Seccionador trifásico de puesta a tierra, accionamiento manual, cierre brusco, $V_n=36$ kV, poder de cierre 62,5 kA cresta.
- Bases portafusibles y cartuchos A:P: R. De 36 kV y 10 A según DIN 43625 y IEC 420.
- Aisladores testigo tipo resistivo y juego de 3 pilotos luminosos para indicación y comprobación de presencia de tensión en cada fase.
- Pletina de cobre electrolítico de 40 x 5 mm para puesta a tierra de la instalación.
- Embarrado general preparado para conducir 1250 A asignados y capaz de soportar los esfuerzos electrodinámicos correspondientes a una intensidad térmica de cortocircuito de 25 kA durante 1 segundo.
- Cable de cobre de al menos 50 mm² para puesta a tierra del aparellaje.
- Interruptores magnetotérmicos y relés auxiliares.
- Elementos de alumbrado y varios.

2.1.4. Medida de tensión en barras

Todos los componentes indicados a continuación, irán conectados al embarrado general en una celda independiente.

- 2 Transformadores de tensión, aislamiento seco, tensión asignada 24 kV, relación de transformación 30.000: V3/110:V3-110:3V, factor de tensión 1,2 Un en permanencia y 1,9 Un 8 h, modelo antiexplosivo, montaje sobre carretón extraíble.

2.1.5. Cabina de medida

Estará dotada de los siguientes elementos:

- 3 Transformadores de tensión, aislamiento seco, tensión asignada 36 kV, relación de transformación 30.000:V3/110:V3, factor de tensión 1,2 Un en permanencia y 1,9 Un 8 h, modelo antiexplosivo.
- 4 Transformadores de intensidad, aislamiento seco, tensión asignada 36 kV, relación de transformación 1300/5 A, intensidad térmica 25 kA.

2.2. Interruptores

Se utilizarán para protección y desconexión en carga de línea y resto de posiciones, y presentarán las siguientes características:

- Dieléctrico: Vacío
- Tensión nominal: 36 kV
- Intensidad nominal: 400 A y 1250 A
- Poder de corte: 25 kA
- Poder de cierre: 62,5 kA cresta
- Tensión de prueba (50 Hz): 70 kV
- Tensión de prueba (impulso): 170 kV

El accionamiento será por muelles, con carga por motor de 125 V c.c., y estarán provistos de bobinas de apertura, cierre y mínima tensión e indicadores de estado.

2.3. Seccionadores de p.a.t

Se utilizarán exclusivamente para conexión a tierra de los circuitos correspondientes cuando el accionamiento del interruptor sea manual y se encuentre abierto.

2.4. Transformador de intensidad

Serán de servicio interior, de tipo soporte y antiexplosivos. Su construcción será de resina epoxy, moldeada bajo vacío y adecuadamente tratada. Sus características principales serán:

- Posiciones de transformador:
 - Relación de transformación: 1300/5-5-5A
 - Tensión nominal: 36 kV
 - Potencia S1: 10 VA
 - Clase de precisión S1: 5P20
 - Intensidad térmica de cortoc. 25 KA
- Posiciones de línea:
 - Relación de transformación: 400/5 A
 - Tensión nominal: 36 kV
 - Potencia S1: 10 VA
 - Clase de precisión S1: 5P20
 - Intensidad térmica de cortoc. 25 KA

En las posiciones de línea se instalarán transformadores toroidales, para la protección direccional de tierra en neutro aislado, de relación 60/1 A y 1 VA. Serán de $\Phi 105$, abribles, tipo BAR.

2.5. Transformador de tensión

Serán de tipo soporte y de servicio interior. Su construcción será de resina epoxy, moldeada bajo vacío y adecuadamente tratada. Sus características principales serán:

- Relación de transformación: $30.000:\sqrt{3}/110:\sqrt{3}-110:\sqrt{3}-110:3$
- Tensión nominal: 36 kV
- Potencia S1: 30 VA
- Potencia S2: 30 VA
- Potencia S3: 50 VA
- Clase de precisión S1: 3P
- Clase de precisión S2: 0,5
- Clase de precisión S2: 3P
- Factor de tensión (s. continuo): 1,2
- Factor de tensión (8 h): 1,9

3. Aparellaje B. T y Equipos Auxiliares

3.1. Armarios distribución y protección de baja tensión

Los elementos de maniobra y protección se alojarán en unidades prefabricadas y modulares construidas en chapa electrozincada, pasiva y protegida de 15/10 mm. de espesor mínimo con revestimiento de pintura epoxy y poliéster. Todos los fondos, techos y paredes laterales serán elementos separados, extraíbles y dotados de juntas de estanqueidad, y permitirán ampliación por extensión de sus armaduras.

La distribución y protección en baja tensión se dispondrá en embarrado tripolar de cobre adecuado a la intensidad de cortocircuito e intensidad nominal del transformador. El embarrado principal tendrá, como mínimo, la misma capacidad de carga que el interruptor principal.

Donde quiera que haya una unión entre barras, éstas estarán plateadas y atornilladas de acuerdo con normas DIN. Todos los embarrados, cables, terminales y conexiones estarán diseñadas para una capacidad de 1,5 veces la del interruptor principal a plena carga.

Sus características más importantes serán:

- Intensidad nominal: 200 A

- Tensión de empleo máxima: 690 V
- Tensión de aislamiento: 1 kV

El grado de protección de los armarios será IP32 y los soportes de piezas bajo tensión serán de material autoextinguible.

3.2. *Interruptores automáticos*

Serán aparatos de instalación fija y accionamiento automático con cierre y apertura manual, de corte omnipolar y con las siguientes características:

- Tensión nominal: 690 V
- Tensión de aislamiento: 1000 V
- Tensión de servicio: 400 V
- Poder de corte: UNE-CEI

3.3. *Interruptores fusibles*

Se utilizarán para protección y seccionamiento de líneas principales, instalados en barras de 400 V de bastidor fijo y accionamiento manual.

Serán de corte omnipolar, siendo sus principales características:

- Intensidad nominal: 400 A
- Tensión nominal: 660 V
- Tensión de aislamiento: 1 kV

3.4. *Protecciones*

Para la protección de las líneas de generación y de los distintos equipos conectados a la barra de 20 kV, se instalarán equipos de protección y control normalizados según UNE 21-136 (CEI-255). En concreto, cumplirán con los requerimientos de dicha norma con respecto a:

- Impulso de tensión
- Perturbaciones de transitorios rápidos
- Perturbaciones de 1 MHz
- Descargas electrostáticas
- Interferencias y rizado en la alimentación
- Temperatura
- Grado de protección de la envolvente
- Emisividad de radiofrecuencias

Las protecciones que se instalarán son las que a continuación se describen:

- En líneas de generación
 - Protección de Sobreintensidad (50, 51, 67 Na).

- En posición de transformador de potencia 220/20 kV
 - Protección de Sobreintensidad (50, 51) y de sobre tensión de neutro (59 N).
- En posición de transformador de SS.AA.
 - Relé Detección Gas Presión y Temperatura

3.5. Medida

De acuerdo con el Reglamento de Puntos de Medida (RPM), el punto de medida se considera de tipo 1.

Este equipo de medida deberá cumplir con el Reglamento de Puntos de Medida (RPM), de tal forma que sus consumos puedan ser gestionados a través del Sistema Eléctrico Nacional.

Los transformadores de intensidad deberán tener una clase de precisión igual o mejor que 0,2S y los transformadores de tensión deberán tener una clase de precisión de 0,2 para medida.

Estará formado por los equipos descritos a continuación

- Contador-Registrador de clase 0,2S para P. Activa y 0,5 para P. reactiva, para puntos frontera tipo 1.
- Modem.
- Int. Magnetotérmico.
- Bloque de pruebas.
- Toma de tierra.
- Base de enchufe.

Además, se instalarán en cada una de las posiciones los equipos convertidores multifunción (analizadores de red) adecuados para informarán sobre el estado de todas las variables de medida del sistema.

Las variables sobre las que informarán son las siguientes:

- Intensidad
- Tensión
- Potencia aparente
- Potencia activa
- Potencia reactiva
- Frecuencia

- Factor de potencia

Todos los equipos serán de tipo trifásico desequilibrado, con visualizador local, medida a cuatro hilos y comunicación serie con protocolo J-Bus.

3.6. *Telemando y tele señal*

Se contemplará el gobierno desde el edificio central, de interruptores de 36 kV.

Por otro lado, se dispondrá de la señal de estado en el puesto central de interruptores de 36 kV.

3.7. *Sistema de alimentación de Corriente Continua*

Se proyectará la instalación de una unidad centralizada de alimentación de cc a base de baterías de Ni/Cd 125 Vcc y 100 Ah equipada con su correspondiente funcionamiento en flotación y rectificador-cargador, situada en la sala de 30 kV.

También se contemplará la instalación de una unidad centralizada de alimentación de cc a base de baterías de Ni/Cd 48 Vcc, equipada con su correspondiente funcionamiento en flotación y rectificador-cargador, dimensionada para dar servicio a los equipos de comunicaciones de la subestación, situada en la sala de 30 kV.

Todos las piezas y elementos necesarios para el montaje van incluidos en los correspondientes módulos de regletas, rácores, control, mando y embarrado de conexión del disyuntores y aparellaje.

3.8. *Aparatos de medida analógica*

Se suministrarán en cada caso en las dimensiones, forma y características que se especifiquen. Serán empotrables, de forma rectangular o cuadrada, provistos de amortiguadores y con suficiente sensibilidad.

Podrán ser industriales o de precisión, de acuerdo con cada aplicación en concreto. Los aparatos de precisión con fuerza antagonista mecánica deberán estar dotados de un equipamiento que permita la corrección del índice “0” en reposo.

Todo el material comprendido en este apartado deberá haber sido sometido a las pruebas de aislamiento, tensión, mecánica, resistencia al calor, cortocircuitos y fusión exigidas a esta clase de material en las normas VDE y recomendaciones de la AEE.



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

DOCUMENTO 4 – PRESUPUESTO ECONÓMICO

Autor: Laura Cuñado Rodríguez

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

Febrero de 2021

Índice

1. PARTIDAS GENERALES: UNIDADES Y PRECIOS UNITARIOS

2. PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL Y DE CONTRATA

1. PARTIDAS GENERALES: UNIDADES Y PRECIOS UNITARIOS

A continuación, se van a plasmar en las siguientes tablas el presupuesto total del coste de la obra, incluyendo materiales, mano de obra y coste de medios auxiliares derivados de la ejecución del parque eólico. El presupuesto está estructurado por capítulos según las partidas principales de gasto, y se detallan tanto las medidas y unidades como el coste unitario.

MEDICIONES Y PRECIOS UNITARIOS P.E. BUFADERO

	Uds.	Longitud	Anchura	Altura	Parciales	Totales	Precio Ud.	Importe (€)
CAPÍTULO 1: OBRA CIVIL								
MOVIMIENTO DE TIERRAS								
<u>m² Limpieza y desbroce a máquina.</u>								
Viales nuevos	1	5.064,50	5,00		25.322,50			
Viales a reparar	1	300,00	2,00		600,00			
Plataformas	7	60,00	75,00		31.500,00			
Aerogeneradores	7	22,00			1.963,87			
Ciment. Torre meteorológica	1	2,50	2,50		6,25			
Zanja línea 30 kV	1	6.012,00	0,50		3.006,00			
						62.398,62	1,03	64.270,58
<u>m³ Excav. DESMONTE terreno compacto.</u>								
Viales principales	1				32.705,00			
Plataformas	1				8.782,00			
						41.487,00	3,62	150.182,94
<u>m³ Excav. zanjas en terreno compacto.</u>								
Zanja línea 30 kV	1	6.012,00	0,50	1,00	3.006,00			
						3.006,00	6,97	20.951,82
<u>m³ Excav. Vaciado terreno compacto.</u>								
Ciment. Aerogeneradores	7	17,90		2,80	4.932,33			
Ciment. Torre meteorológica	1	2,20	2,20	1,00	4,84			
						4.937,17	8,60	42.459,65



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

585.288,85

	Uds.	Longitud	Anchura	Altura	Parciales	Totales	Precio Ud.	Importe (€)
HORMIGONES								
<u>m³ Hormigón de Limpieza HM 10.</u>								
Ciment. Aerogenerador	7			22,43	157,02			
Ciment. Torre meteorológica	1			0,40	0,40			
						157,42	95,49	15.032,26
<u>m³ Horm. HA-30 T. máx. 20 mm.</u>								
Cimentación Aerogeneradores	7			436,00	3.052,00			
Ciment. Torre meteorológica	1			13,20	13,20			
						3.065,20	87,77	269.032,60
<u>m2 Encofrado curvo en alzados</u>								
Cimentación Aerogeneradores	7			69,46	389,00			
						389,00	56,21	21.865,69
<u>m2 Junta de hormigón</u>								
Cimentación Aerogeneradores	7			37,39	261,75			
						261,75	56,21	14.712,98
								320.643,53
ACEROS								
<u>kg Acero Corrugado B 500 S o N.</u>								
Cimentaciones Aerogeneradores	7			34.950,00	244.650,00			
						244.650,00	0,84	205.506,00

	Uds.	Longitud	Anchura	Altura	Parciales	Totales	Precio Ud.	Importe (€)
<u>Ud. Sistema de anclaje de la torre del aerogenerador a la cimentación</u>								
Cimentaciones Aerogeneradores	7	1,00			7,00			
						7,00	500,00	3.500,00
209.006,00								
VARIOS								
<u>mL. Cinta plástica señalizadora.</u>								
Cinta de plástico señalizadora normalizada, enterrada en zanja sobre cables eléctricos	1	6.012,00			6.012,00			
						6.012,00	0,50	3.006,00
<u>Ud. Suplemento cruce zanja/calzada.</u>								
Suplemento cruce especial de zanja con calzada, a base de fibrocemento para alojamiento de conductores y relleno de hormigón HM-20, s/planos, incluso aporte de material	10				10,00			
						10,00	900,00	9.000,00
<u>ml Plancha PVC</u>								
Plancha de PVC enterrada para protección de cables eléctricos en zanja enterrada	1	6.012,00			6.012,00			
						6.012,00	2,00	12.024,00
<u>Ud. de mojonos de hormigón prefabricado</u>								
Mojones de hormigón prefabricado a 70 metros, para señalización de zanjas.	1				85,00			
						85,00	30,00	2.550,00



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

Uds.	Longitud	Anchura	Altura	Parciales	Totales	Precio Ud.	Importe (€)
							26.580,00
TOTAL CAPÍTULO 1							1.141.518,38

	Uds.	Longitud	Anchura	Altura	Parciales	Totales	Precio	Importe (€)
CAPÍTULO 2: CONDUCTORES Y P.A.T.								
CABINAS MEDIA TENSIÓN								
<u>ML. Suministro de cable MT 1x400 mm²</u>								
Conductor de enlace en M.T., entre aerogeneradores, tipo RHZ1 OL 18/30 kV, 1x400 mm ² , Al.	3	3.387,00			10.161,00			
						10.161,00	9,20	93.481,20
<u>ML. Suministro de cable MT 1x300 mm²</u>								
Conductor de enlace en M.T., entre aerogeneradores, tipo RHZ1 OL 12/20 kV, 1x300 mm ² , Al.	3	0,00			0,00			
						0,00	7,50	0,00
<u>ML. Suministro de cable MT 1x240 mm²</u>								
Conductor de enlace en M.T., entre aerogeneradores, tipo RHZ1 OL 12/20 kV, 1x240 mm ² , Al.	3	0,00			0,00			
						0,00	6,30	0,00
<u>ML. Suministro de cable MT 1x95 mm²</u>								
Conductor de enlace en M.T., entre aerogeneradores, tipo RHZ1 OL 12/20 kV, 1x95 mm ² , Al.	3	400,00			1.200,00			
						1.200,00	2,21	2.652,00
<u>ML. Suministro de cable BT 3x6 mm²</u>								
Conductor de enlace en B.T., entre aerogeneradores y torres meteorológicas tipo RV 0.6/1 kV, 3x6mm ² , Cu.	1	500,00			500,00			
						500,00	0,73	366,00



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

125.769,54



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TOTAL CAPÍTULO 2		288.336,54
-------------------------	--	-------------------



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

	Uds.	Longitud	Anchura	Altura	Parciales	Totales	Precio	Importe (€)
CAPÍTULO 3: AEROGENERADORES								
VESTAS V-162								
Ud. Aerogenerador								
Aerogenerador tipo Vestas compuesto por rotor de 162 m de diámetro, altura de buje 120m, y 5.6 MW, góndola, multiplicador, sistema de frenado, generador eléctrico, grupos hidráulicos, sistemas automáticos de giro, orientación, cuadros control incluido el transporte, montaje y puesta en servicio de este								
	7				7			
						7	3.976.000,00	27.832.000,00
								27.832.000,00
TOTAL CAPÍTULO 3								27.832.000,00

	Uds.	Longitud	Anchura	Altura	Parciales	Totales	Precio	Importe (€)
CAPÍTULO 4: CENTRO DE CONTROL 30 kV								
APARELLAJE Y EQUIPO CENTRO DE CONTROL 30 kV								
<u>Ud. Suministro de celda de entrada de línea 30 kV.</u>								
Celda de acometida a barras de 30 kV, en armario metálico prefabricado, normalizado y homologado, conteniendo básicamente en su interior, interruptor automático de corte en SF6, relés de protección, etc.	1				1			
						1	17.983,77	17.983,77
<u>Ud. Suministro de celda de salida de línea 30 kV.</u>								
Celda para alimentación a parques, en armario metálico prefabricado, normalizado y homologado, conteniendo básicamente en su interior, interruptor automático de corte en SF6, seccionador de puesta a tierra, relés de protección, etc.	4				4			
						4	18.842,42	75.369,68
<u>Ud. Suministro de celda servicios auxiliares 30 kV.</u>								
Celda en armario metálico prefabricado, normalizado y homologado, conteniendo básicamente en su interior interruptor-seccionador SF6 con fusibles asociados, etc.	1				1			
						1	9.915,15	9.915,15

	Uds.	Longitud	Anchura	Altura	Parciales	Totales	Precio Ud.	Importe (€)
<u>Ud. Suministro de celda de medida barras de 30 kV</u>								
Celda de medida de tensión de barras, en armario metálico prefabricado, normalizado y homologado, conteniendo en su interior, transformadores de tensión.	1				1			
						1	10.440,12	10.440,12
<u>Ud. Suministro de equipo rectificador-batería</u>								
Unidad cargador batería 125 Vcc, 100 Ah y unidad cargador batería 48 Vcc para comunicaciones, montadas sobre armario metálico de interior conteniendo en su interior cargador-rectificadores y las baterías de Ni-Cd.	1				1			
						1	11.660,80	11.660,80
<u>Ud. Suministro de armario de SS.AA.</u>								
Armario metálico de interior para alimentación de alumbrado y fuerza de la subestación.	1				1			
						1	7.285,90	7.285,90
<u>Ud. Suministro de transformador de SS.AA.</u>								
Transformador 30/0,4 kV, 50 kVA de potencia, con grupo de conexión Dyn11, tipo llenado integral, con refrigeración en aceite.	1				1			
						1	1.673,00	1.673,00
<u>Ud. Autoválvula</u>								
Pararrayos Autoválvula unipolar para 30 kV y máx.. Tensión de servicio 24 kV	3				3			
						3	350,00	1.050,00



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TOTAL CAPÍTULO 4		226.763,28
-------------------------	--	-------------------



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

CAPÍTULO 5: EDIFICIO DE CONTROL

OBRA CIVIL EDIFICIO DE CONTROL

Ud. Obra Civil Edificio de Control

Edificio de Control de subestación y parque

1

1

1

80.000,00

80.000,00

80.000,00

TOTAL CAPÍTULO 5

80.000,00



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

CAPÍTULO 6: INGENIERÍA Y DIRECCIÓN DE OBRA

INGENIERÍA DEL PARQUE EÓLICO

Ud. de Ingeniería del parque eólico incluyendo tanto la ingeniería básica como la de detalle

1

1

1

50.000,00

50.000,00

50.000,00

DIRECCIÓN FACULTATIVA DE LA OBRA

Ud. Dirección Facultativa de la obra

1

1

1

45.290,00

45.290,00

45.290,00

TOTAL CAPÍTULO 6

95.290,00



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

CAPITULO 7: VARIOS

CONTROL DE CALIDAD

Control de calidad en obra realizado por empresa especializada

1

1

1

27.000,00

27.000,00

27.000,00

TOTAL CAPÍTULO 7

27.000,00

2. PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL Y DE CONTRATA

A continuación, se refleja el presupuesto en EUROS de ejecución del proyecto mediante el desglose de las principales partidas:

Obra Civil:

– Parque Eólico	1.141.518,38
– Centro seccionamiento y almacén residuos peligrosos (prefabricados)	80.000,00

Suministros eléctricos del Parque Eólico:

– Conductores y puesta a tierra	125.769,54
– Centro de Interconexión y Seccionamiento	146.763,28
– Cabinas de Media Tensión (MT)	98.567,00

Montaje Eléctrico del Parque Eólico

– Tendido de cables	64.000,00
– Centro Interconexión y Seccionamiento	80.000,00

Aerogeneradores:

– Aerogeneradores	27.832.000,00
-------------------	---------------

Ingeniería y Dirección de Obra

– Ingeniería del Parque Eólico	50.000,00
– Dirección facultativa de la obra	45.289,86

Varios

27.000,00

TOTAL DE EJECUCIÓN MATERIAL

29.690.908,06

– 16 % Gastos Generales	4.750.545,29
– 3 % Beneficio Industrial	890.727,24

TOTAL DE EJECUCIÓN POR CONTRATA

35.332.180,59

El presupuesto de ejecución por contrata de las instalaciones y obras del Parque Eólico Bufadero asciende a la cantidad de:

TREINTA Y CINCO MILLONES TRESCIENTOS TREINTA Y DOS MIL CIENTO OCHENTA EUROS Y CINCUENTA Y NUEVE CÉNTIMOS (35.332.180,59 €)



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

ANEXO I – ESTUDIO DE MICROSITING

Autor: Laura Cuñado Rodríguez

Director: Consuelo Alonso Alonso

1. OBJETO Y ALCANCE	3
2. DATOS DE PARTIDA	6
2.1 SERIES TEMPORALES DE VIENTO	6
2.2 OROGRAFÍA DEL EMPLAZAMIENTO	7
2.3 RUGOSIDAD SUPERFICIAL	8
2.4 DENSIDAD DEL AIRE	9
3. ESTUDIO ESTADÍSTICO DESCRIPTIVO	11
4. SIMULACIÓN DEL CAMPO DE VIENTOS	22
4.1 TECNOLOGÍAS Y SITUACIÓN GEOGRÁFICA DE AEROGENERADORES	23
4.1.1 AEROGENERADORES GENERAL ELECTRIC – GE153 5.3MW	25
4.1.2 AEROGENERADORES SIEMENS GAMESA – SG170 6MW	26
4.1.3 AEROGENERADORES VESTAS – V162 5.6MW	28
4.2 CURVAS DE POTENCIA Y CARACTERÍSTICAS AERODINÁMICAS	30
4.3 CURVAS ISOVENTAS	32
5. CALCULO ENERGÉTICO DEL PARQUE	34
5.1 CONFIGURACIÓN 1 – GENERAL ELECTRIC	34
5.2 CONFIGURACIÓN 2 – SIEMENS GAMESA	36
5.3 CONFIGURACIÓN 3 – VESTAS	38
6. CONCLUSIONES	40

1. OBJETO Y ALCANCE

El objeto del trabajo realizado que se detalla en este documento es principalmente el estudio completo del recurso eólico disponible en la localización seleccionada para el diseño y ejecución del Parque Eólico Bufadero, situado en la isla de Gran Canaria.

Así mismo, además de realizar un análisis del recurso eólico mediante el software Windographer, también se utilizará el software WAsP para obtener los parámetros estadísticos que describan de forma representativa el potencial del recurso eólico, realizar una simulación de los perfiles de viento, teniendo en cuenta la topografía y rugosidad superficial en el espacio elegido, y poder hacer un análisis energético del parque eólico mediante una estimación de la energía bruta y neta producida anualmente en función del tipo de tecnología de aerogenerador.

Los datos de viento, proporcionados de manera gratuita por la empresa VORTEX, recogen información de una torre anemométrica virtual situada en un punto central del terreno seleccionado en el intervalo de tiempo desde el 01/01/2017 al 01/01/2020, es decir, un total de 36 meses. Estos datos son vertidos de la medición de velocidad y dirección del viento a 90m y 50m de altura y de temperatura a 5m.

Variable	Valor
Latitud	N 27° 52' 20.000"
Longitud	E 15° 26' 26.000"
Elevación	120 m
Fecha de inicio	01/01/2017 12:10
Fecha de fin	01/01/2020 0:00
Duración	36 meses

Tabla 1 - Resumen de los datos de viento medidos.

El emplazamiento elegido para realizar el estudio y, por tanto, para dar cabida al Parque Eólico Bufadero, se sitúa al sureste de la isla de Gran Canaria (Islas Canarias, España), próximo a los barrios de Vecindario y Arinaga (localidades de Agüimes y Santa Lucía de Tirajana).:

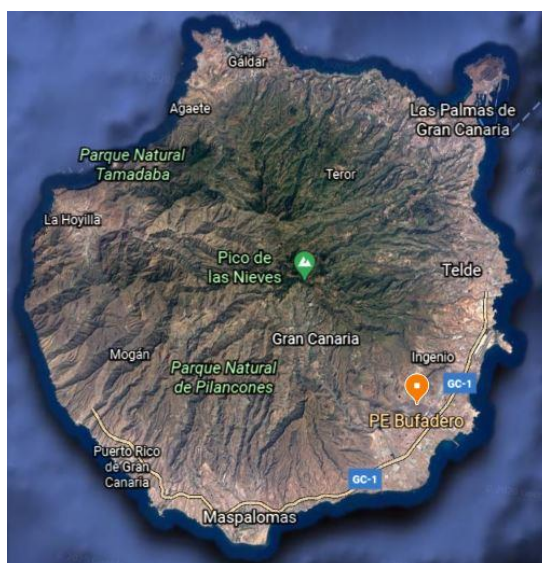


Ilustración 1 - Situación geográfica del emplazamiento. (Google Earth)

El espacio se encuentra delimitado por las siguientes coordenadas UTM huso 28R mostradas en la siguiente tabla, las cuales configuran el polígono visible de la Ilustración 2:

Tabla 2 - Coordenadas UTM del emplazamiento.

	X_{UTM}	Y_{UTM}
A	454.583	3.083.564
B	455.380	3.083.543
C	456.119	3.083.707
D	457.535	3.083.276
E	457.287	3.082.754
F	457.039	3.082.132
G	456.266	3.082.140
H	456.369	3.082.897
I	455.350	3.083.159
J	454.702	3.082.727
K	454.115	3.082.766



Ilustración 2 - Terreno delimitado seleccionado como emplazamiento. (Google Earth)

2. DATOS DE PARTIDA

A continuación, se procede a describir y mostrar los datos de partida necesarios para el estudio, los cuales hacen referencia a:

- Propiedades físicas del emplazamiento: rugosidad superficial, tipo de suelo y orografía.
- Series temporales de viento: velocidad y dirección a 90m y 50m y temperatura a 5m.
- Curvas de potencia y características de las diferentes tecnologías de aerogeneradores estudiadas.

2.1 SERIES TEMPORALES DE VIENTO

La empresa VORTEX, ha sido la encargada de realizar la recogida de datos de viento a través de una estación anemométrica virtual situada en el punto de coordenadas UTM huso 28R ($X_{UTM}=456.720$, $Y_{UTM}= 3.082.855$). A continuación, se muestra una imagen de la localización de la estación de medida:



Ilustración 3 - Localización de la torre anemométrica. (Google Earth)

Dicha estación está equipada con una torre de celosía sobre la que se han localizado anemómetros y veletas a 90m y 50m, y un termómetro a 5m de altura.

Por tanto, la estación anemométrica consiste en:

- 90 metros: Anemómetro + Veleta.
- 50 metros: Anemómetro + Veleta.
- 5 metros: Termómetro.

Se disponen de datos de viento de dichos sensores de velocidad y dirección desde el 1 enero 2017 al 1 enero 2020.

A continuación, se procede a hacer un análisis topográfico del terreno en el que se sitúa el emplazamiento y sus alrededores.

2.2 OROGRAFÍA DEL EMPLAZAMIENTO

El emplazamiento se sitúa en el Barranco de Balos, abarcando un total de 238 hectáreas. Se encuentra situado entre la costa sureste de gran canaria y una zona montañosa interior, lindando al este y sudeste del emplazamiento. El viento incide en dirección noroeste, por lo que la zona montañosa interior no supone un impedimento que afecte a la eficiencia del parque eólico.

Se muestran las curvas de nivel del emplazamiento en la Ilustración 4, donde se observa que la altitud del emplazamiento es de 70m sobre el nivel del mar en la zona más próxima a la costa. La altitud va aumentando en las zonas del emplazamiento más interiores debido a la presencia de montañas y picos más elevados.



Ilustración 4 - Curvas de nivel en el Barranco de Balos.

2.3 RUGOSIDAD SUPERFICIAL

La rugosidad del emplazamiento se evalúa en base de lo establecido en el Atlas Eólico Europeo.

Tras estudiar el terreno del emplazamiento, se llega a la conclusión de que la rugosidad más apropiada es la de clase 2 ($z_o=0,1$ m). Esta clase de rugosidad se identifica con terrenos de cultivo de tomates con aspecto cerrado y de altura baja, principalmente invernaderos, vegetación de tipo arbustiva y herbácea. (DWIA)

A continuación, se muestra una imagen del tipo de vegetación presente en el emplazamiento:



Ilustración 5- Vegetación presente en el emplazamiento.

2.4 DENSIDAD DEL AIRE

La densidad del aire queda relacionada íntimamente a través de la fórmula que se muestra a continuación con dos parámetros fundamentales de la zona de estudio: la altitud y la temperatura.

$$\rho = \frac{P_o}{R * T} * e^{\frac{-g*z}{R*T}}$$

Siendo:

$$\rho \equiv \text{Densidad del aire } [kg/m^3]$$

$$P_o \equiv \text{Presión atmosférica a nivel del mar } [Pa] = 101,325 \text{ Pa}$$

$$R \equiv \text{Constante de los gases } [J/kg * K] = 286,9 \text{ J/kg * K}$$

$$g \equiv \text{Fuerza de la gravedad } [m/s^2] = 9,81 \text{ m/s}^2$$

$$T \equiv \text{Temperatura de la zona de estudio } [K]$$

$$z \equiv \text{Altitud del emplazamiento respecto al nivel del mar } [m]$$

Tras realizar un estudio meteorológico y geográfico del emplazamiento, se establece una temperatura media de 20°C (293°K) y una altitud media de 80 m respecto al nivel del mar. Queda por tanto determinada la densidad del aire (AEMET):

$$\rho = 1,194 \text{ kg/m}^3$$

Extrapolando esta fórmula a la altura de buje de 120m, la altitud total:

$$z = 120 + 80 = 200m$$

Y por tanto un valor posible de la densidad a la altura de buje sería:

$$\rho = 1,177 \text{ kg/m}^3$$

Este parámetro se calculará de forma directa con la herramienta “Air density calculator” del programa WAsP y en torno a dicho resultado se calcularán las curvas de potencia y coeficientes de empuje de cada una de las tecnologías de aerogenerador estudiadas.

3. ESTUDIO ESTADÍSTICO DESCRIPTIVO

Con el objetivo de poder extraer los parámetros propios para la caracterización del potencial eólico, se muestran a continuación los resultados obtenidos del programa Windographer. Los datos de entrada de este software han sido las series de medición tanto de velocidad como de dirección de viento ya mencionados anteriormente. A través de los datos recogidos, medidos a 90m y 50m de altura, se ha realizado una extrapolación lineal siguiendo la ley potencial para obtener los datos a la altura de buje deseada: 120m

Siendo:

$$\frac{V}{V_o} = \left(\frac{h}{h_o}\right)^\alpha$$

$V \equiv$ Velocidad del viento [m/s] a la altura h

$V_o \equiv$ Velocidad del viento [m/s] a la altura h_o

$\alpha \equiv$ Factor de cizalladura [0.176]

A continuación, se muestran los resultados de la simulación con Windographer:

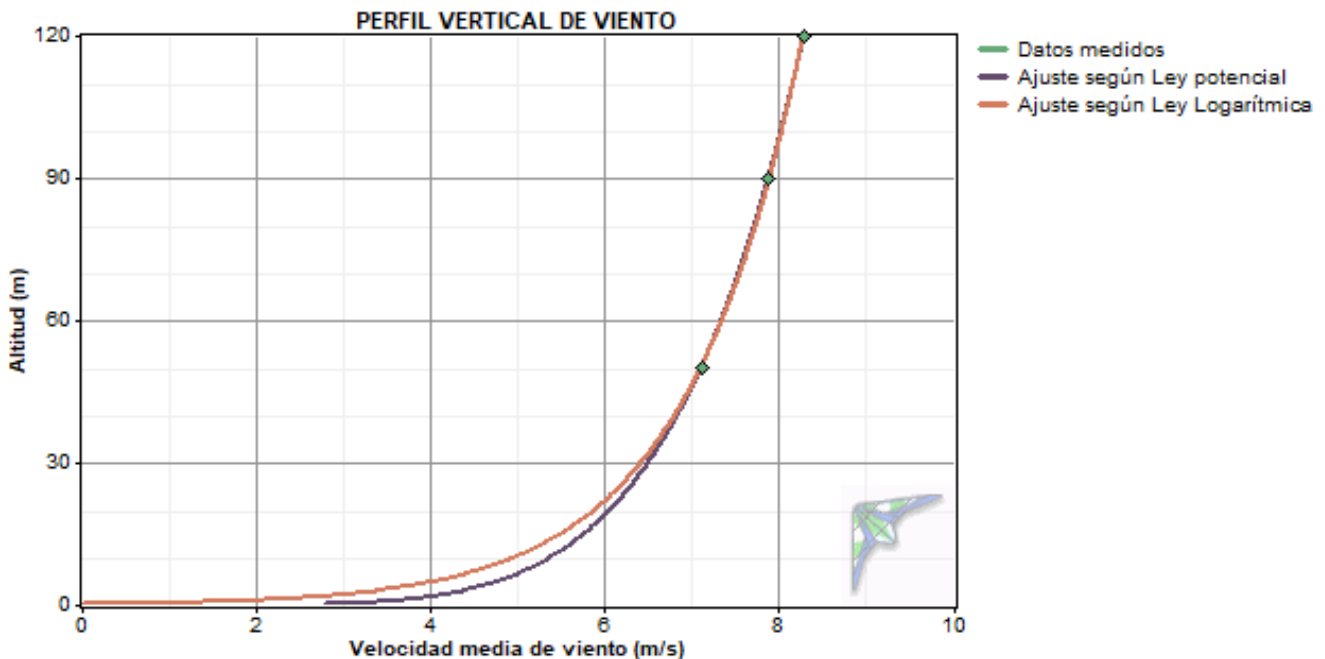


Ilustración 6 - Perfil vertical de viento según la altura.

Tabla 3 - Velocidad a la altura de buje según el año.

Velocidad a altura de buje: 120m [m/s]					
Año	Media	Mínima	Máxima	Weibull k	Weibull c
2017	7,90	0,28	24,18	1,58	8,78
2018	8,84	0,28	25,80	1,63	9,84
2019	8,11	0,28	25,86	1,67	9,06

Tabla 4 - Temperatura, densidad de aire y presión calculada por Windographer.

Variable	Valor
Temperatura media	20.1 °C
Presión media	99.88 kPa
Densidad del aire media	1.174 kg/m ³
Clase de Energía Eólica	4 (Buena)

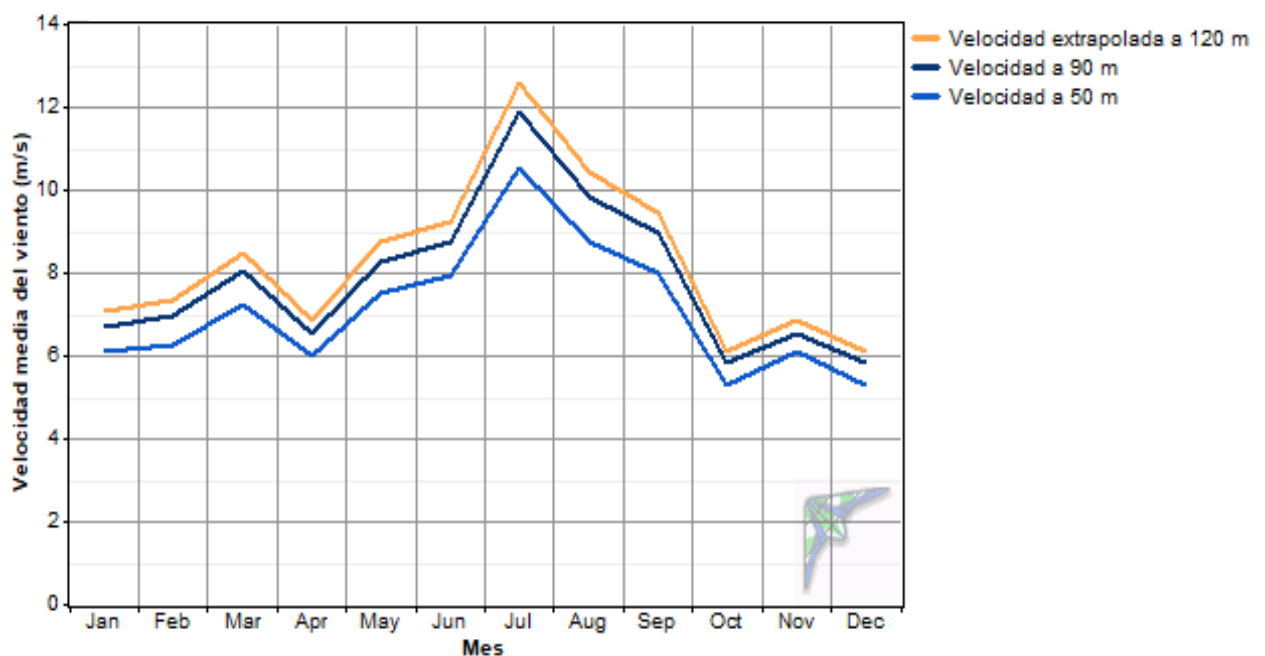


Ilustración 7 - Velocidad de viento según el mes para diferentes alturas.

Tabla 5 - Parámetros del viento a 120m, 90m y 50m.

Variable	Extrapolada a 120m	Medida a 90m	Medida a 50m
Altura de medición [m]	120	90	50
Velocidad media [m/s]	8.281	7.855	7.105
Velocidad mínima [m/s]	0.249	0.267	0.310
Velocidad máxima [m/s]	25.864	24.212	21.758
Coeficiente k Dist. de Weibull	1.620	1.634	1.731
Coeficiente c - Dist. Weibull [m/s]	9.224	8.749	7.955
Densidad media de potencia [W/m ²]	742	622	439
Contenido energético medio [kWh/m ² /año]	6499	5452	3850
Ratio de datos válidos [%]	99.94	99.94	99.76

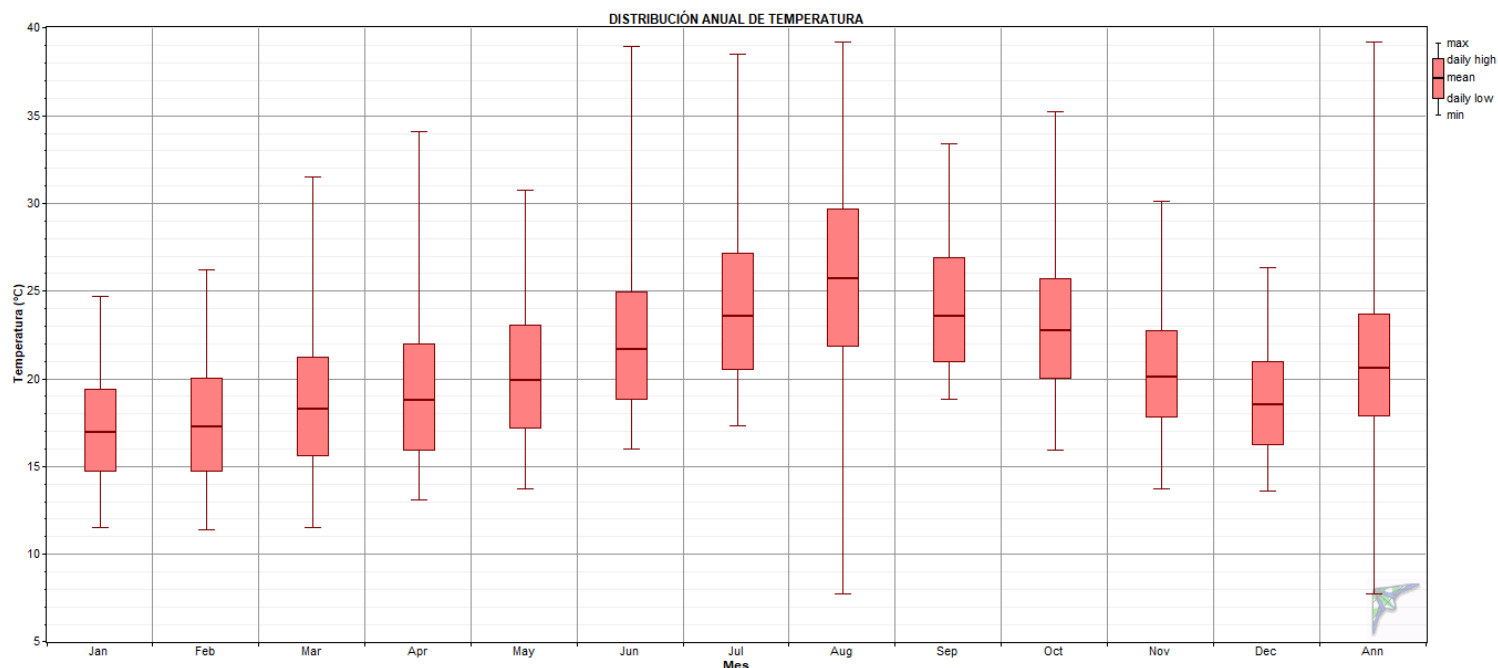


Ilustración 8 - Distribución anual de temperatura °C.

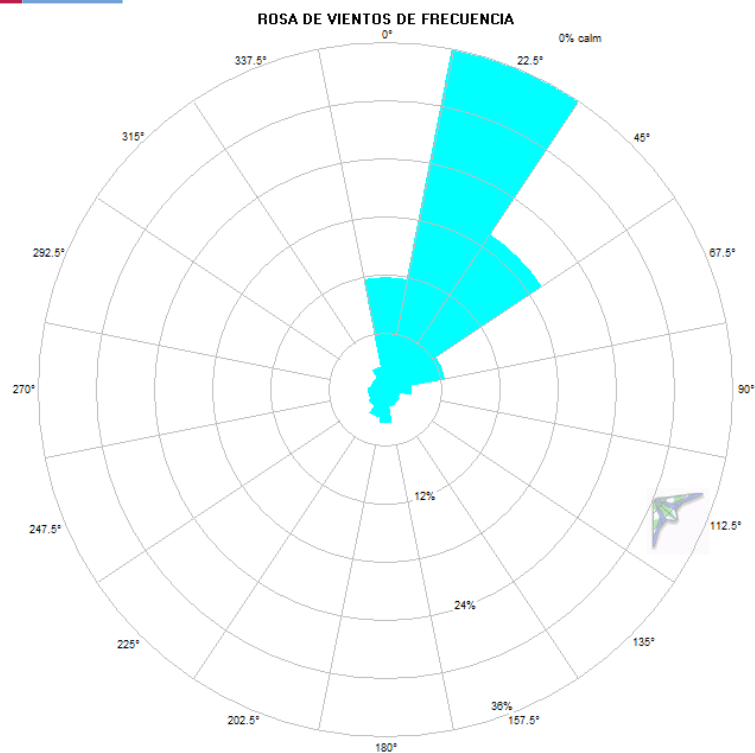


Ilustración 9 - Rosa de vientos de frecuencia.

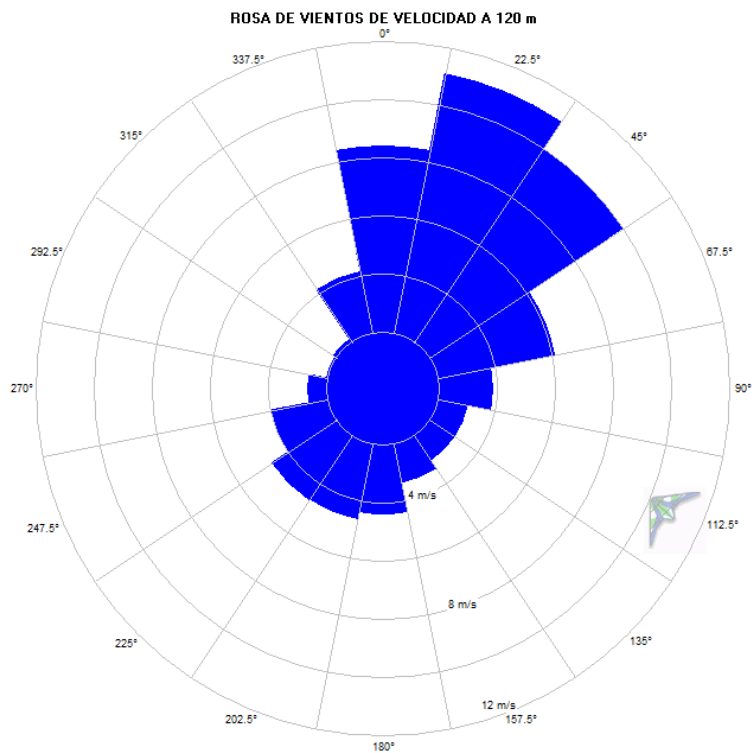


Ilustración 10 - Rosa de vientos de velocidad a 120m.

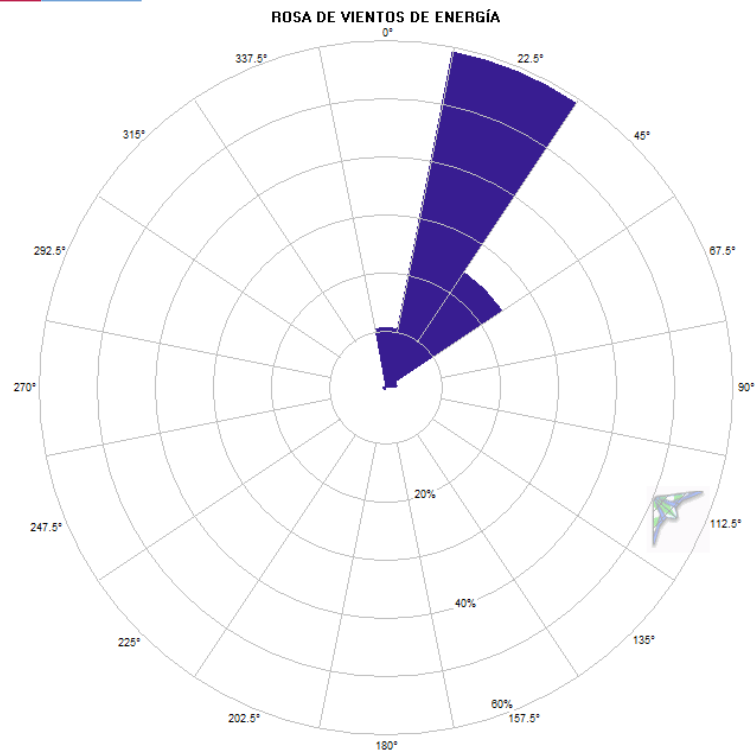


Ilustración 11 - Rosa de vientos de energía a 120m.

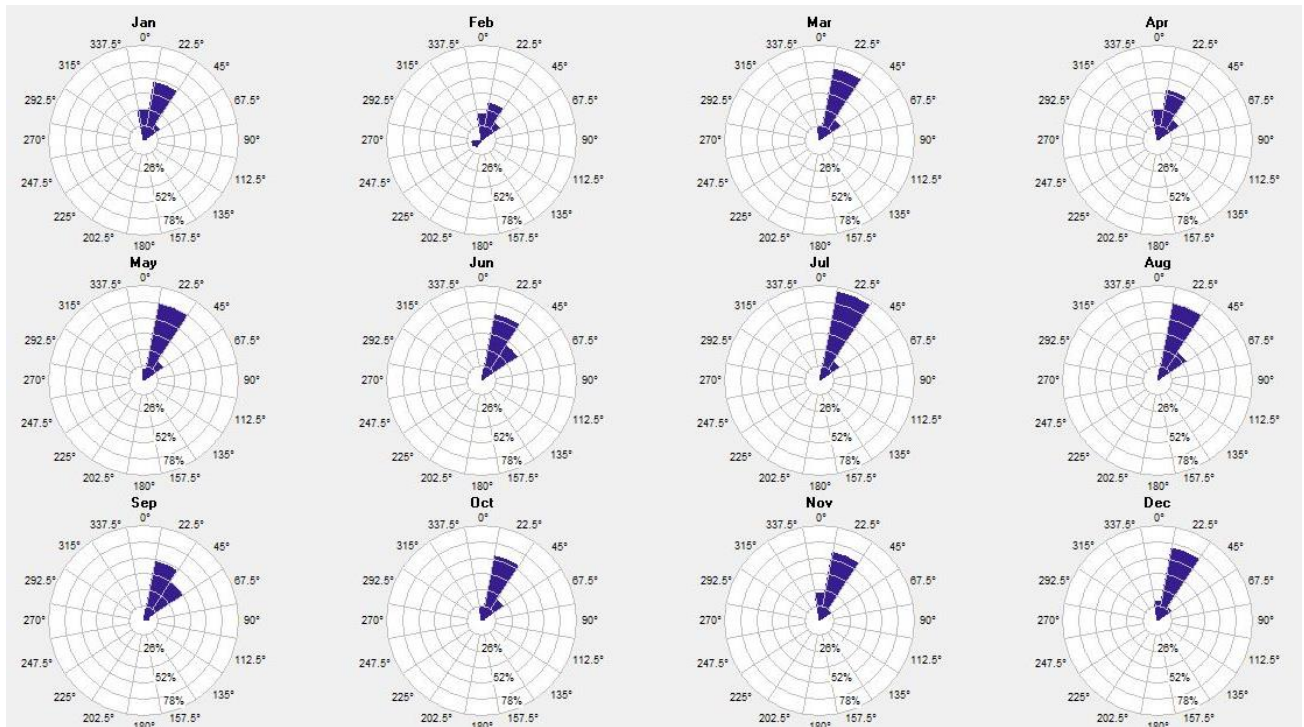


Ilustración 12 - Rosa de vientos de energía a 120m según mes.

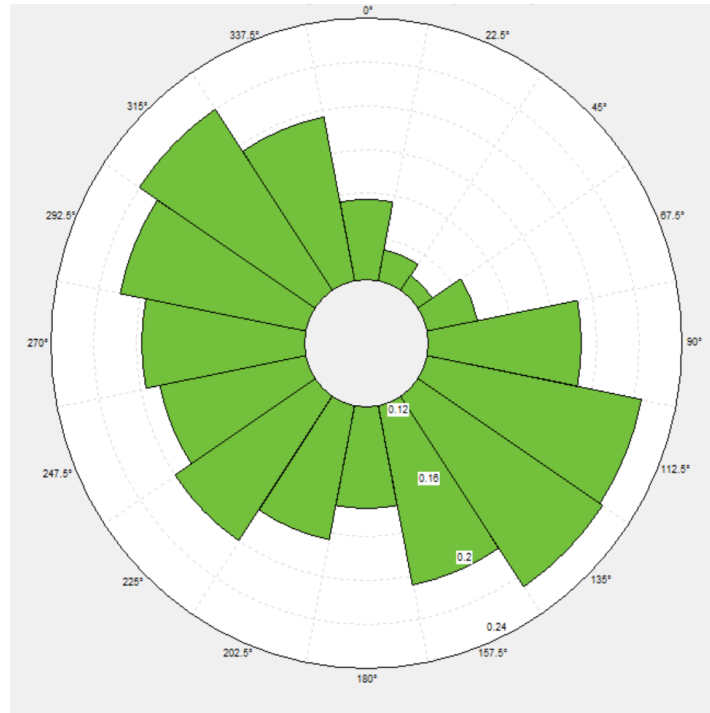


Ilustración 13 - Intensidad de turbulencia según dirección del viento a 120m.

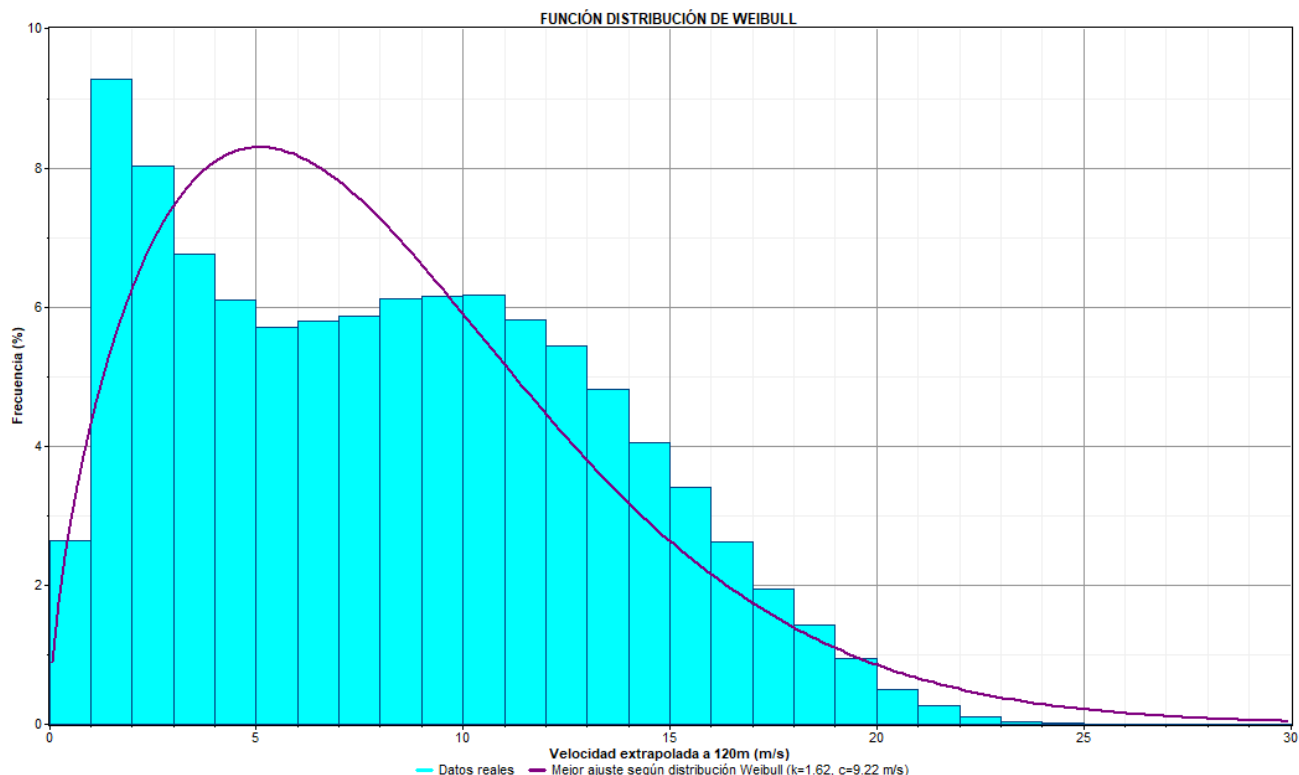


Ilustración 14 - Función Distribución de Weibull de la velocidad del viento a 120m.

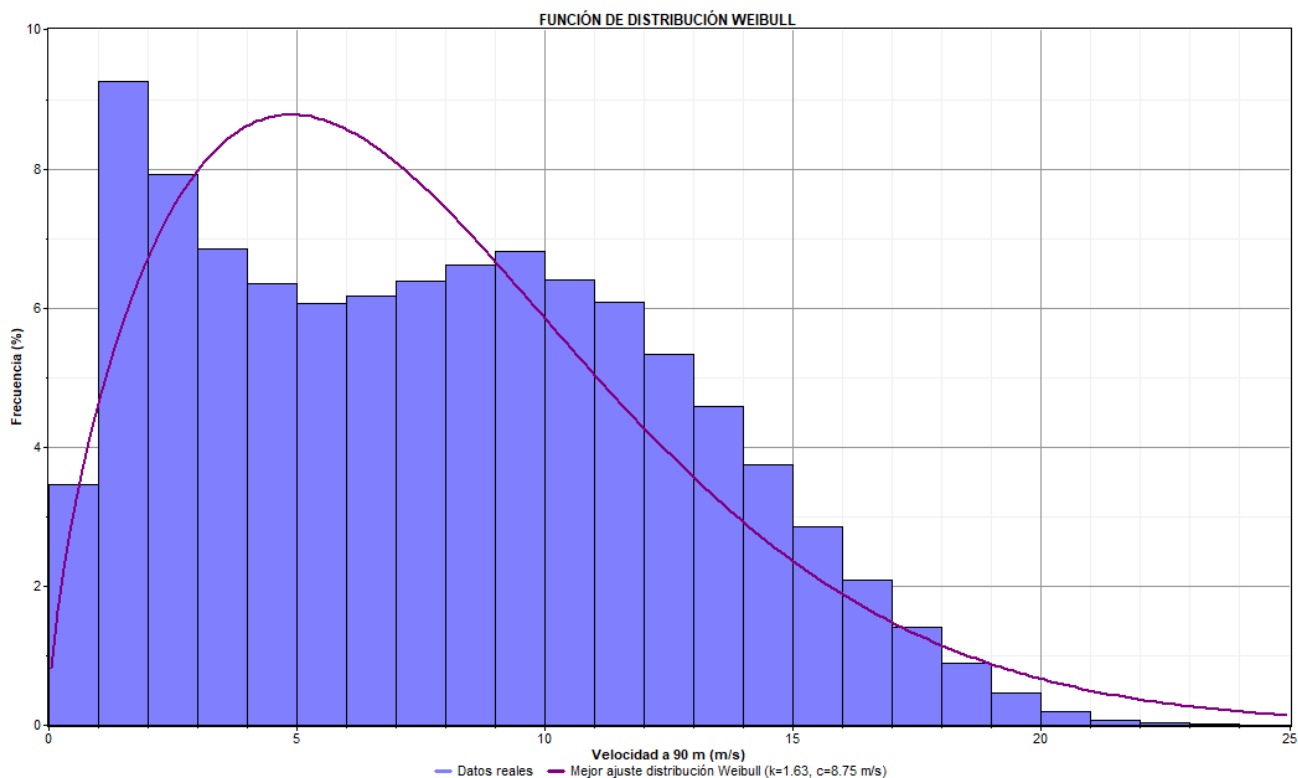


Ilustración 15 - Función Distribución de Weibull de la velocidad del viento a 90m.

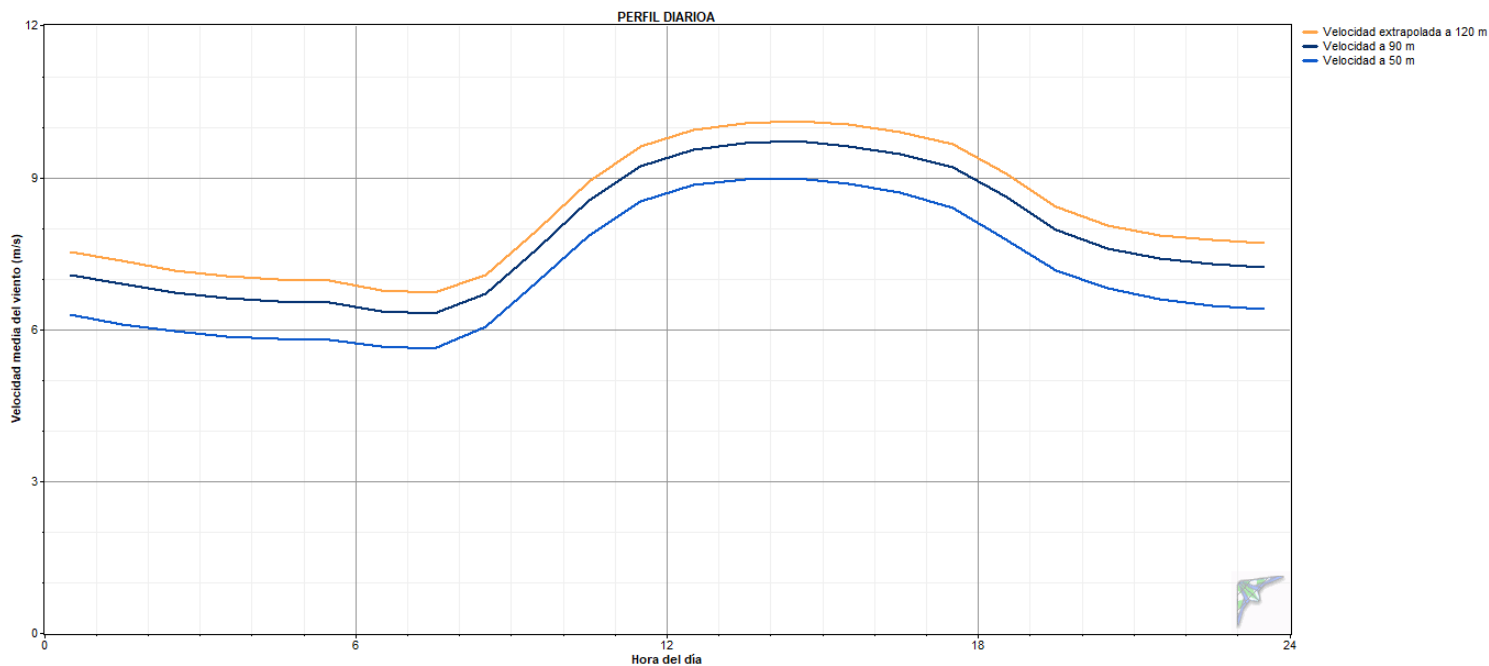


Ilustración 16 - Variación horaria de la velocidad del viento a diferentes alturas.

Tabla 6 - Datos de velocidad media a 120m según hora del día.

Hora del día	Velocidad media (m/s)	Hora del día	Velocidad media (m/s)
00:00 - 01:00	7,53	12:00 - 13:00	9,95
01:00 - 02:00	7,36	13:00 - 14:00	10,07
02:00 - 03:00	7,17	14:00 - 15:00	10,12
03:00 - 04:00	7,05	15:00 - 16:00	10,04
04:00 - 05:00	7,00	16:00 - 17:00	9,90
05:00 - 06:00	6,96	17:00 - 18:00	9,65
06:00 - 07:00	6,78	18:00 - 19:00	9,10
07:00 - 08:00	6,72	19:00 - 20:00	8,42
08:00 - 09:00	7,08	20:00 - 21:00	8,05
09:00 - 10:00	7,97	21:00 - 22:00	7,85
10:00 - 11:00	8,92	22:00 - 23:00	7,76
11:00 - 12:00	9,61	23:00 - 24:00	7,71

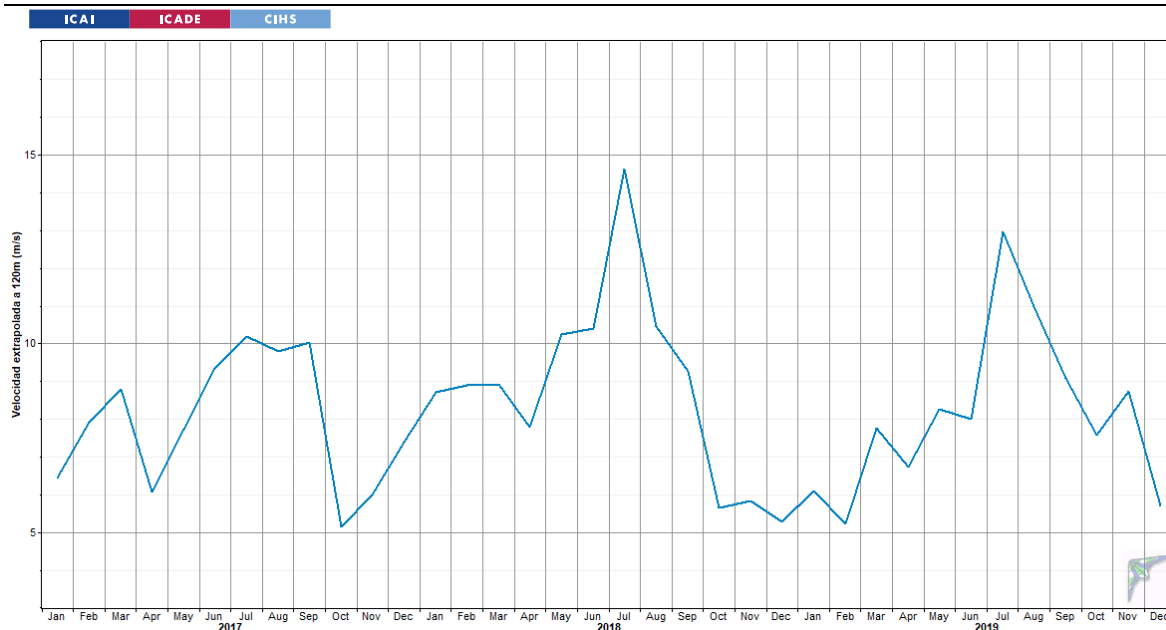


Ilustración 17 - Variación mensual de velocidad de viento a 120m.

Tabla 7 - Datos mensuales de velocidad del viento a 120m.

2017		2018		2019	
Mes	Velocidad (m/s)	Mes	Velocidad (m/s)	Mes	Velocidad (m/s)
Jan	6,44	Jan	8,71	Jan	6,09
Feb	7,91	Feb	8,89	Feb	5,22
Mar	8,77	Mar	8,91	Mar	7,76
Apr	6,05	Apr	7,78	Apr	6,74
May	7,72	May	10,24	May	8,26
Jun	9,33	Jun	10,40	Jun	7,98
Jul	10,19	Jul	14,62	Jul	12,95
Aug	9,79	Aug	10,45	Aug	10,98
Sep	10,01	Sep	9,25	Sep	9,08
Oct	5,14	Oct	5,64	Oct	7,56
Nov	6,00	Nov	5,82	Nov	8,73
Dec	7,39	Dec	5,28	Dec	5,70

DISTRIBUCIÓN DIRECCIONAL A 120m

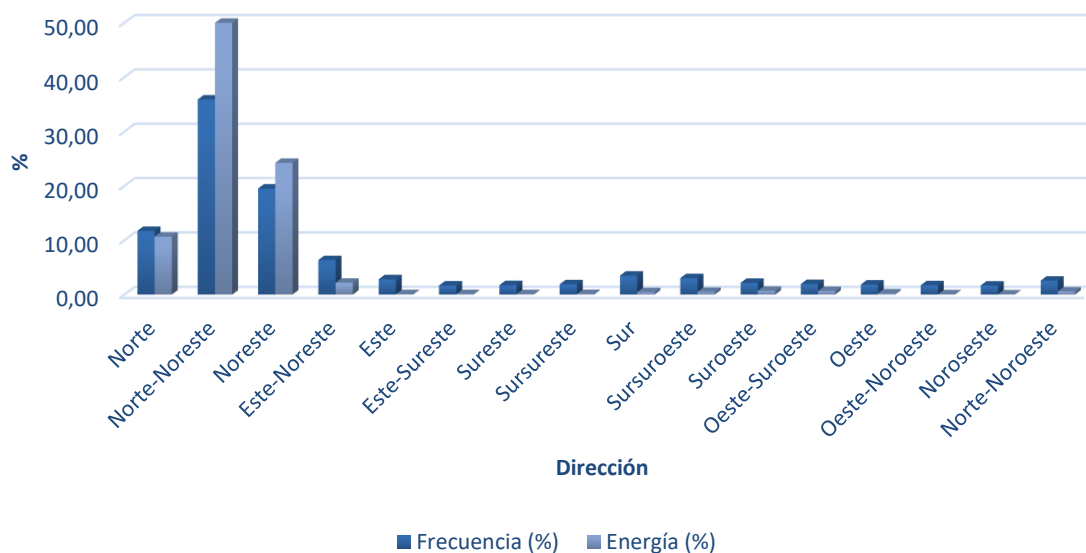


Ilustración 18 - Dirección del viento a 120m.

DISTRIBUCIÓN DIRECCIONAL VELOCIDAD A 120m

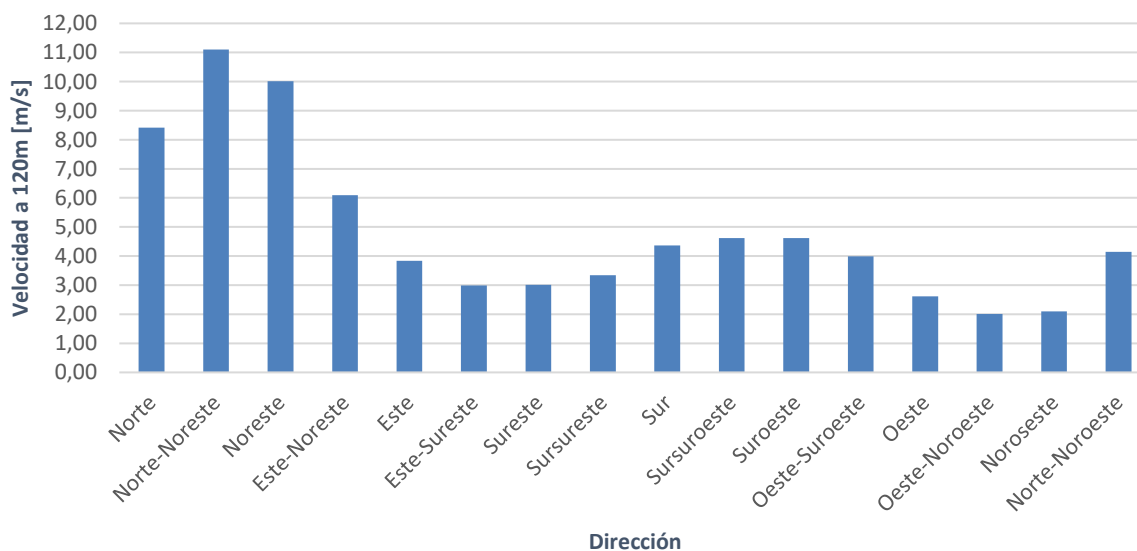


Ilustración 19 - Velocidad del viento a 120m según la dirección.

Tabla 8 - Distribución direccional a 120m.

Dirección	Frecuencia (%)	Energía (%)	Velocidad media (m/s)	Intensidad de Turbulencia
Norte	11,72	10,65	8,42	0,16
Norte-Noreste	35,89	59,21	11,10	0,13
Noreste	19,51	24,25	10,01	0,13
Este-Noreste	6,35	2,18	6,09	0,14
Este	2,82	0,09	3,84	0,19
Este-Sureste	1,68	0,09	2,99	0,22
Sureste	1,73	0,09	3,01	0,23
Sursureste	1,90	0,11	3,34	0,20
Sur	3,49	0,43	4,37	0,17
Sursuroeste	3,02	0,50	4,62	0,18
Suroeste	2,16	0,70	4,62	0,20
Oeste-Suroeste	1,94	0,65	3,99	0,19
Oeste	1,85	0,23	2,62	0,20
Oeste-Noroeste	1,72	0,05	2,01	0,21
Noroeste	1,66	0,04	2,10	0,22
Norte-Noroeste	2,56	0,58	4,15	0,20

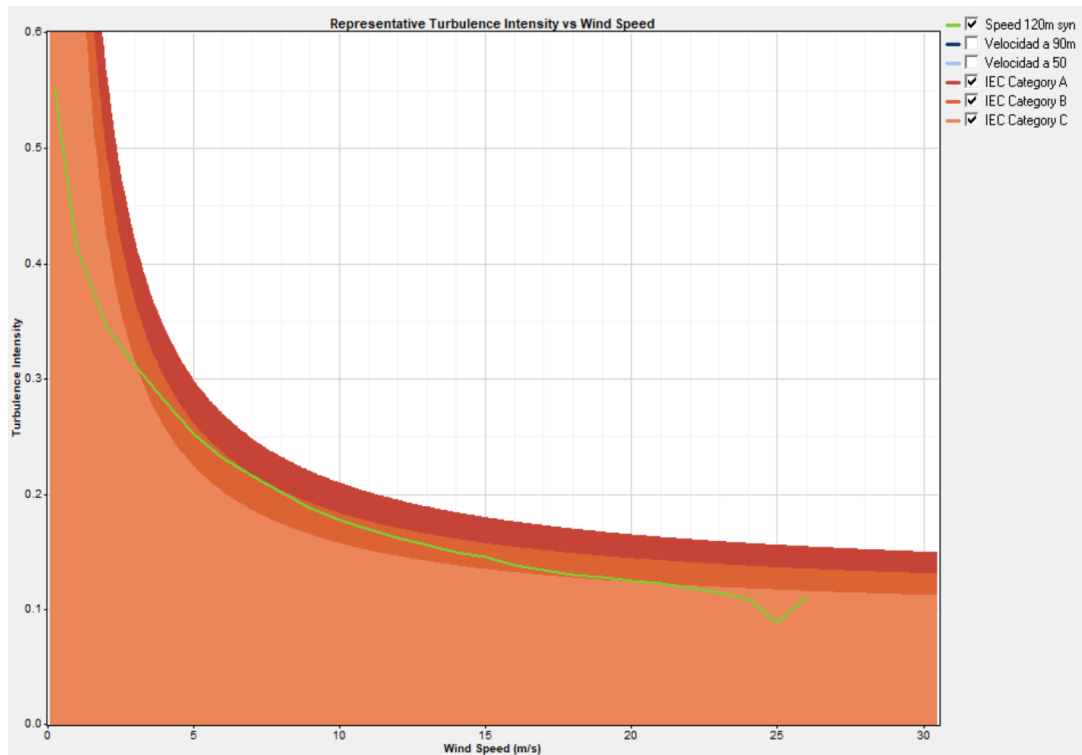


Ilustración 20 - Intensidad de turbulencia del viento a 120m.

4. SIMULACIÓN DEL CAMPO DE VIENTOS

La simulación del campo de vientos se ha realizado mediante el programa WAsP. Este programa simula la implantación del parque eólico y el comportamiento real del viento en cada una de las posiciones de los distintos aerogeneradores.

Para lograr esta simulación, el programa WAsP, a partir de los datos de entrada que se mencionaran a continuación, es capaz de descontaminar los datos de viento a la altura de buje de los parámetros que lo influyen, como la rugosidad o las características topográficas del entorno, obteniendo así el viento geostrófico, es decir, viento sin perturbar, el cual puede extrapolarse a cada una de las posiciones de los aerogeneradores para, finalmente, resolviendo las ecuaciones linealizadas de la dinámica de fluidos (Ecuaciones de Navier-Stokes) y de conservación de la masa y cantidad de movimiento, obtener el campo de vientos real en el emplazamiento y realizar el cálculo energético producido por el parque eólico.

Los datos de entrada al programa han sido los siguientes:

- Datos de viento en un fichero “.tab” obtenidos con la herramienta WAsP Climate Analyst gracias a la serie de velocidad y dirección del viento extrapolada a 120m de altura de Windographer.
- Datos topográficos en un fichero “.map” obtenidos con la herramienta WAsP Map Editor fruto de la digitalización del mapa de curvas de nivel y de los valores de orografía y rugosidad del emplazamiento.
- Coordenadas exactas tanto de la torre de medición como de los diferentes aerogeneradores.
- Curvas de potencias y coeficientes de empuje de cada tecnología.

4.1 *TECNOLOGÍAS Y SITUACIÓN GEOGRÁFICA DE AEROGENERADORES*

Para este proyecto se ha propuesto el estudio de tres tipos de tecnología de aerogeneradores diferentes, la cuales se detallan a continuación:

Tabla 9 - Tipos de tecnologías de aerogeneradores estudiadas.

FABRICANTE	MODELO	POTENCIA [MW]
Vestas	V162	5.6
Siemens Gamesa	SG170	6
General Electric	GE153	5.3

Se han elegido las coordenadas para colocar los aerogeneradores teniendo en cuentas las siguientes restricciones de implantación, resumidas en la Tabla 10 especificando valores para cada tipo de tecnología:

- Distancia entre aerogeneradores dentro de una misma alineación: igual o superior a 2,7-3 veces el diámetro (recomendable 3 veces y de manera excepción al puntual en algún caso 2,7 veces)
- Distancia entre aerogeneradores de alineaciones paralelas: igual o superior a 7 veces el diámetro.
- Distancia de un aerogenerador a una carretera o una casa habitada al menos la altura máxima del aerogenerador (altura de buje + radio del rotor).
- Distancia de un aerogenerador a un invernadero, infraestructura de riego o cualquier otro bien no habitado: al menos 100 m
- Distancia de un aerogenerador a casas habitadas: 500 m

Tabla 10 - Pautas localización aerogeneradores según tecnología.

GE153 5,3 MW		
Distancia entre aerogeneradores de la misma alineación	≥	450 m
Distancia entre aerogeneradores de alineaciones paralelas	≥	1106 m
Distancia de aerogenerador a carretera	≥	278 m
Distancia a invernadero o bien no habitado	≥	100 m
Distancia a casas habitadas	≥	500 m
SG170 6 MW		
Distancia entre aerogeneradores de la misma alineación	≥	510 m
Distancia entre aerogeneradores de alineaciones paralelas	≥	1190 m
Distancia de aerogenerador a carretera	≥	290 m
Distancia a invernadero o bien no habitado	≥	100 m
Distancia a casas habitadas	≥	500 m
V162 5,6 MW		
Distancia entre aerogeneradores de la misma alineación	≥	454 m
Distancia entre aerogeneradores de alineaciones paralelas	≥	1134 m
Distancia de aerogenerador a carretera	≥	282 m
Distancia a invernadero o bien no habitado	≥	100 m
Distancia a casas habitadas	≥	500 m

Estas indicaciones, tienen como objetivo complementario la reducción de las pérdidas por el efecto estela, el cual tiene lugar cuando se produce la reducción de la velocidad del viento cuando este abandona la turbina. Esto es, si dos aerogeneradores están muy próximos, la velocidad del viento que incide en la segunda turbina es menor que la del viento que incide en la primera, debido a la estela que produce el primer aerogenerador.

Por tanto, es necesario asegurar una distancia suficiente entre aerogeneradores para que el viento incida en cada uno de ellos en régimen laminar, evitando el flujo turbulento que se genera en la estela.

4.1.1 AEROGENERADORES GENERAL ELECTRIC – GE153 5.3MW

Las coordenadas elegidas para la colocación de los aerogeneradores son:

Tabla 11 – Coordenadas en metros UTM aerogeneradores General Electric.

GE 153 5,3 MW		
	X_{UTM}	Y_{UTM}
GE1	456.958	3.082.979
GE2	456.570	3.083.218
GE3	456.095	3.083.196
GE4	455.620	3.083.247
GE5	455.160	3.083.241
GE6	454.696	3.083.137
GE7	454.277	3.082.930



Ilustración 21 - Localización aerogeneradores General Electric. (Google Earth)

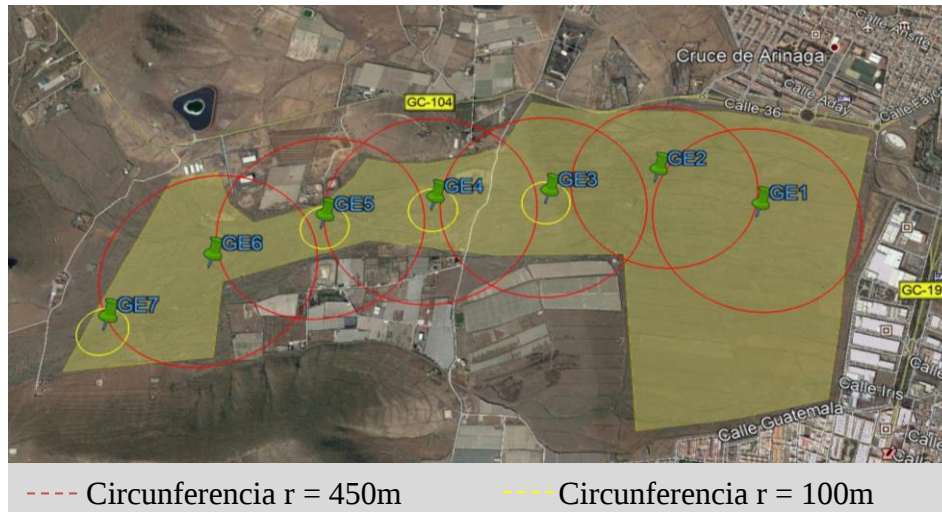


Ilustración 22 - Zonas de influencia aerogeneradores GE. (Google Earth)

4.1.2 AEROGENERADORES SIEMENS GAMESA – SG170 6 MW

Las coordenadas elegidas para la colocación de los aerogeneradores son:

Tabla 12 - Coordenadas en metros UTM aerogeneradores Siemens Gamesa.

SG 170 6 MW		
	X_{UTM}	Y_{UTM}
SG1	456.958	3.082.979
SG2	456.529	3.083.278
SG3	456.000	3.083.202
SG4	455.475	3.083.243
SG5	454.932	3.083.182
SG6	454.405	3.083.067



Ilustración 23- Localización aerogeneradores Siemens Gamesa. (Google Earth)



Ilustración 24 - Zonas de influencia aerogeneradores SG. (Google Earth)

4.1.3 AEROGENERADORES VESTAS – V162 5.6MW

Las coordenadas elegidas para la colocación de los aerogeneradores son:

Tabla 13 - Coordenadas en metros UTM aerogeneradores Vestas.

V162 5,6 MW		
	X_{UTM}	Y_{UTM}
VE1	456.958	3.082.979
VE2	456.549	3.083.201
VE3	456.081	3.083.182
VE4	455.621	3.083.232
VE5	455.153	3.083.224
VE6	454.693	3.083.175
VE7	454.312	3.082.906



Ilustración 25 - Localización aerogeneradores Vestas. (Google Earth)

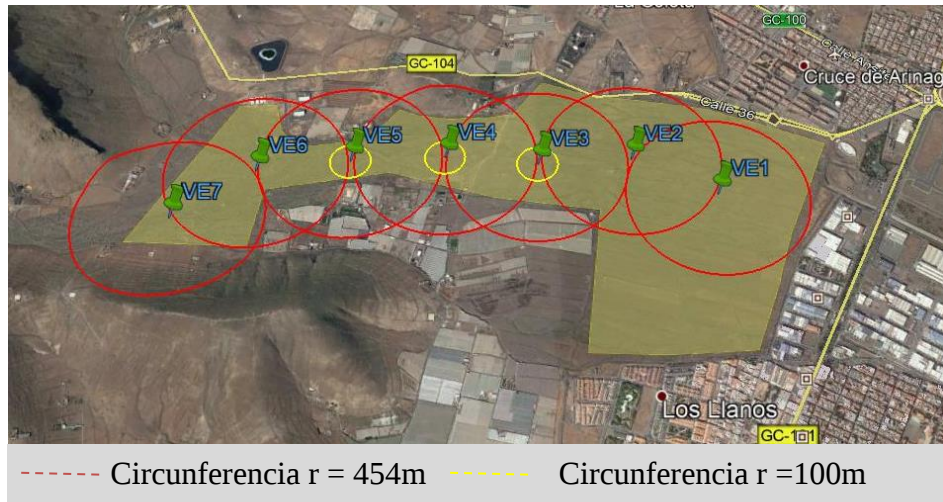


Ilustración 26 - Zonas de influencia aerogeneradores Vestas. (Google Earth)

4.2 CURVAS DE POTENCIA Y CARACTERÍSTICAS AERODINÁMICAS

Para obtener las curvas de potencia y coeficientes de empuje de cada tecnología es necesario conocer la densidad de aire en el emplazamiento. Para realizar el cálculo, a través de la herramienta “Air density calculator” de WAsP, se supone una altitud media [altura = altura sobre nivel del mar + altura de buje] entre 222m y 228m, y una temperatura de 20°C según se ha obtenido del estudio con Windographer. La densidad de aire obtenida en el emplazamiento es:

Air density calculator

Altitude [m]

Air temperature [°C]

Air density [kg/m³]

Air density calculator

Altitude [m]

Air temperature [°C]

Air density [kg/m³]

Ilustración 27- Herramienta Air Density Calculator de WAsP.

Por tanto, sabiendo que $\rho = 1.173 \text{ kg/m}^3$ y conociendo el catálogo de cada fabricante, se obtiene mediante interpolación lineal las curvas de potencia y coeficientes de empuje de las tecnologías estudiados según la densidad del emplazamiento:

Wind Speed at Hub Height [m/s]	Electrical Power [kW]											
	Air density $\rho = 1.02$	Air density $\rho = 1.04$	Air density $\rho = 1.06$	Air density $\rho = 1.08$	Air density $\rho = 1.1$	Air density $\rho = 1.12$	Air density $\rho = 1.14$	Air density $\rho = 1.16$	Air density $\rho = 1.18$	Air density $\rho = 1.2$	Air density $\rho = 1.225$	
	kg/m³	kg/m³	kg/m³	kg/m³	kg/m³	kg/m³	kg/m³	kg/m³	kg/m³	kg/m³	kg/m³	
3.0	52	54	56	59	61	63	66	68	70	73	76	
3.5	134	137	141	145	149	152	156	160	164	167	172	
4.0	237	242	248	254	260	265	271	277	283	289	296	
4.5	366	374	382	391	399	408	416	424	433	441	452	
5.0	523	535	547	558	570	581	593	605	616	628	642	
5.5	716	731	747	762	778	793	809	825	840	856	875	
6.0	944	965	985	1005	1025	1045	1065	1086	1106	1126	1151	
6.5	1216	1241	1267	1292	1318	1343	1369	1394	1420	1445	1477	
7.0	1531	1563	1594	1626	1658	1690	1721	1753	1784	1816	1856	
7.5	1895	1934	1973	2012	2051	2089	2128	2166	2205	2243	2291	
8.0	2310	2357	2403	2450	2496	2541	2585	2630	2674	2719	2772	
8.5	2773	2826	2878	2931	2983	3028	3073	3118	3163	3208	3258	
9.0	3267	3319	3370	3422	3474	3514	3554	3593	3633	3673	3713	

Ilustración 28 - Curva de potencia catálogo de General Electric.

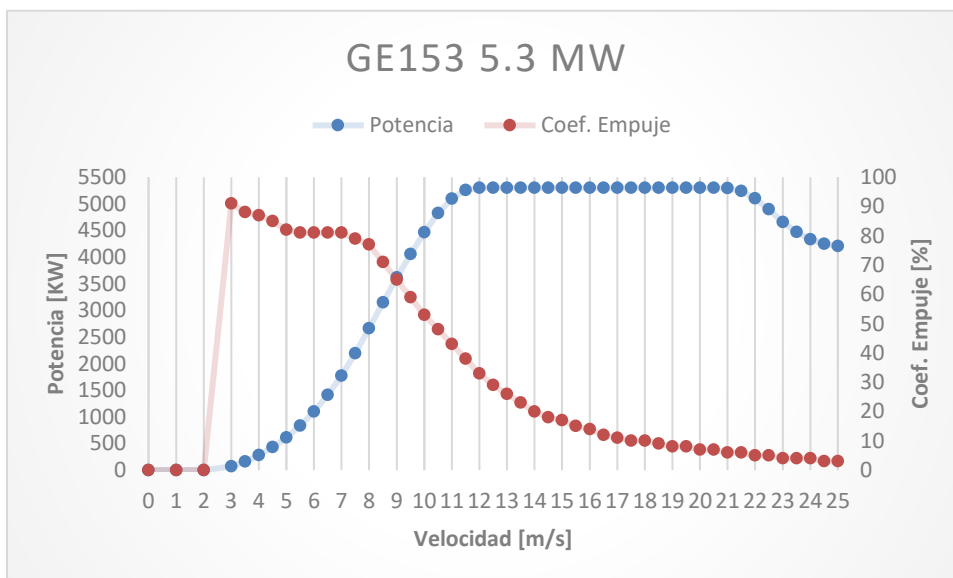


Ilustración 29 - Curva de potencia y coef. de empuje para turbina General Electric GE153 5.3 MW.

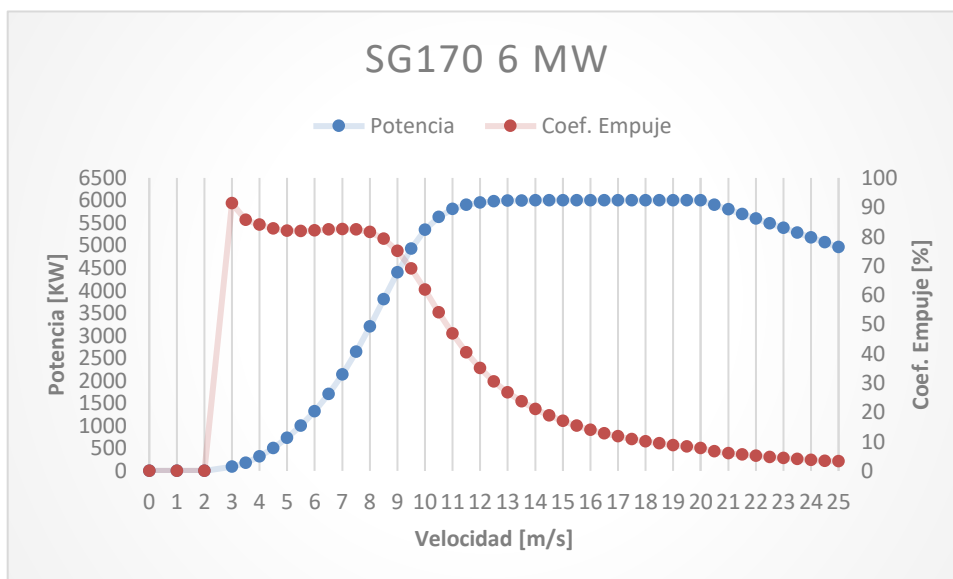


Ilustración 30 - Curva de potencia y coef. de empuje para turbina Siemens Gamesa SG170 6 MW.

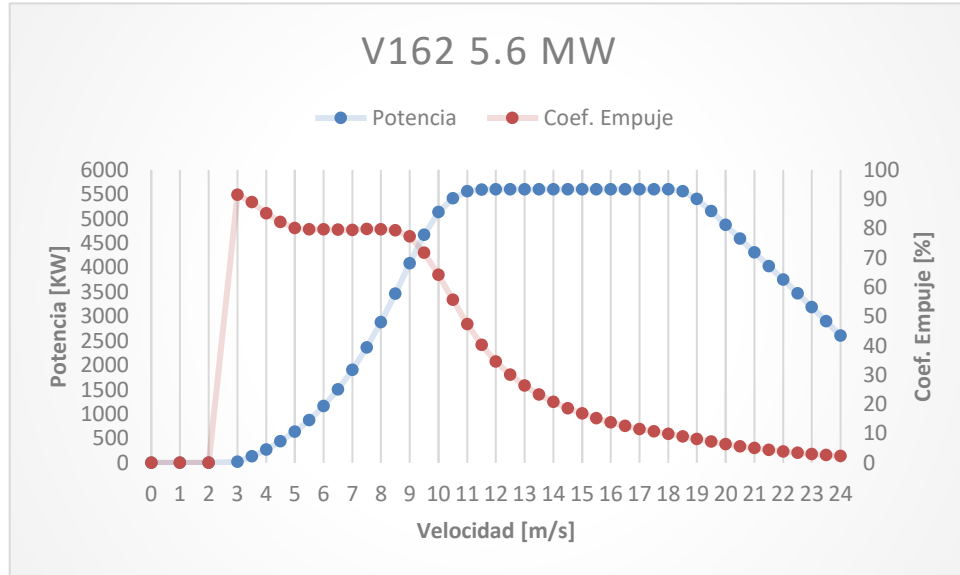


Ilustración 31 - Curva de potencia y coef. de empuje para turbina Vestas V162 5.6 MW.

4.3 CURVAS ISOVENTAS

Las curvas isoventas ilustran el campo de velocidades de viento a la altura de buje en un espacio seleccionado del emplazamiento, se obtienen de la simulación con el programa WAsP y se puede elegir la resolución deseada (número de nodos de la plantilla).

En este caso, se han simulado para cada una de las siguientes tecnologías y las posiciones de los aerogeneradores ya definidas anteriormente, las curvas isoventas con una resolución de 483 columnas y 281 filas. Los resultados son los siguientes:

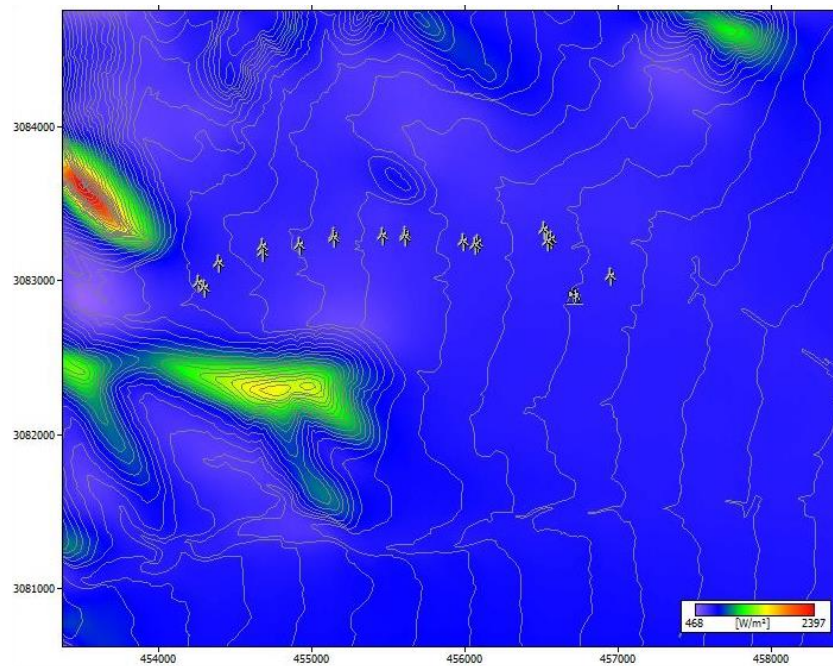


Ilustración 32 - Curvas Isoventas de densidad de potencia.

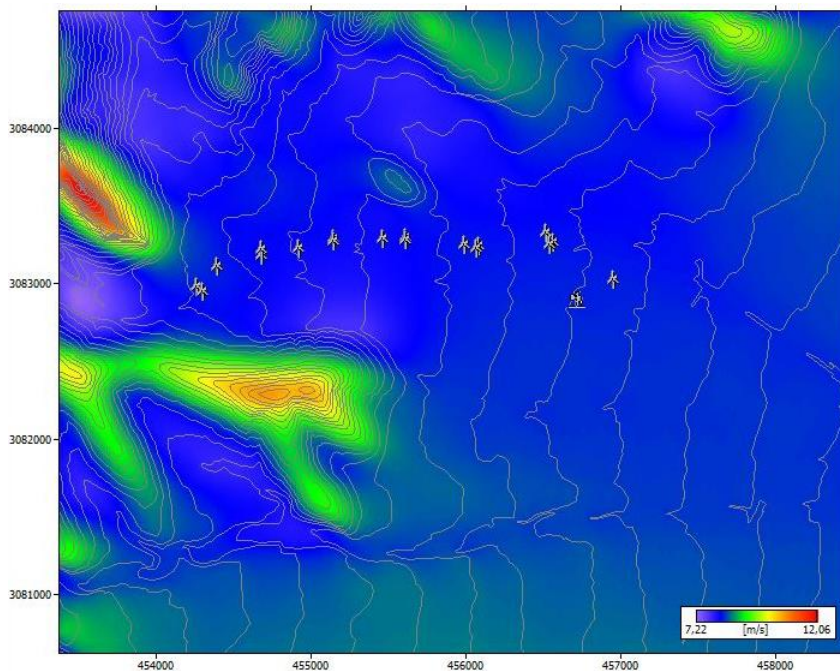


Ilustración 33 - Curvas Isoventas de velocidad media a 120m.

5. CALCULO ENERGÉTICO DEL PARQUE

Al igual que el campo de viento, el programa WASP también realiza el cálculo de la energía producida por el parque eólico.

$$E_{neta} = E_{bruta} - E_{pérdidas\ efecto\ estela}$$

$$Pérdidas_{totales} = P_{Eléctricas} * P_{Indisponibilidad} * P_{Garantía\ Curva\ potencia}$$

$$E_{red} = E_{neta} * Pérdidas_{totales}$$

5.1 CONFIGURACIÓN 1 – GENERAL ELECTRIC

Los resultados del cálculo energético obtenidos de WASP para la configuración 1 de 7 aerogeneradores GE153 de 5,3MW de potencial nominal unitaria son los siguientes:

Tabla 14 - Resultados energéticos aerogeneradores General Electric.

Conf. 1: 7 aerogeneradores GE153 de 5.3MW (37.1MW) con altura de buje a 120m						
	X_{UTM} [m]	Y_{UTM} [m]	Elevación [m]	E. Bruta [GWh/año]	E. Neta [GWh/año]	Pérdidas [%]
Turbina GE1	456.958	3.082.979	74,8	23,830	23,792	0,16
Turbine GE2	456.570	3.083.218	84,2	23,724	23,645	0,33
Turbina GE3	456.095	3.083.196	94,5	23,693	23,485	0,88
Turbina GE4	455.620	3.083.247	105,4	23,498	23,329	0,72
Turbine GE5	455.160	3.083.241	115	23,631	23,122	1,02
Turbina GE6	454.696	3.083.137	127,2	23,453	22,971	2,06
Turbina GE7	454.277	3.082.930	139,1	23,610	22,678	4,16
TOTAL				165,169	162,972	1,33

Tabla 15 - Escenario de pérdidas aerogeneradores General Electric.

Conf. 1: 7 x GE153 5.3MW	
Potencia total [MW]	37,1
Escenario de Perdidas /Rendimientos	
Eléctricas	0,97
Disponibilidad de Operación y Mantenimiento	0,95
Incumplimiento Curva Potencia y otras	0,95
Total Rendimiento	87,54%
Energía Vertida a la Red [GWh/año]	142,67
Horas Equivalentes a Plena Carga [h]	3846
Factor de Capacidad [%]	43,90%

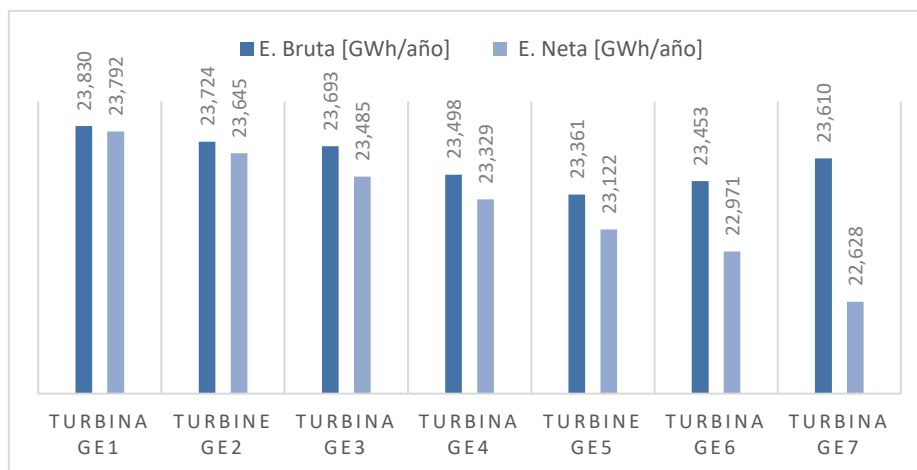


Ilustración 34 - Energía bruta y neta de la configuración 1.

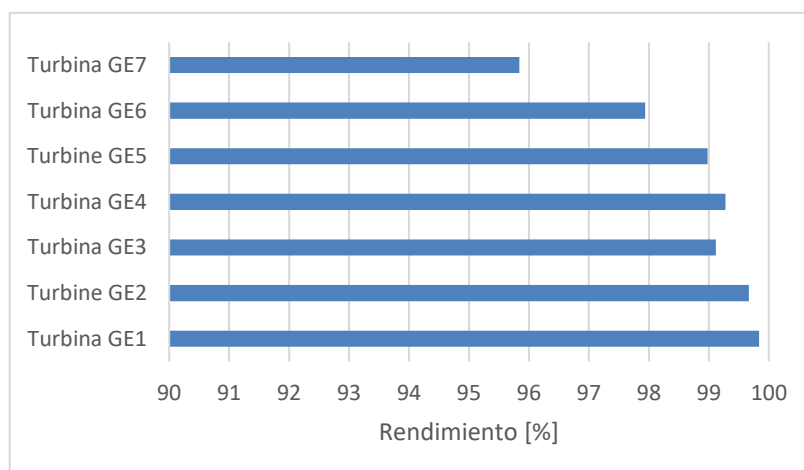


Ilustración 35 - Rendimiento de las turbinas de General Electric.

5.2 CONFIGURACIÓN 2 – SIEMENS GAMESA

Los resultados del cálculo energético obtenidos de WAsP para la configuración 2 de 6 aerogeneradores SG170 de 6MW de potencial nominal unitaria son los siguientes:

Tabla 16 - Resultados energéticos aerogeneradores Siemens Gamesa.

Conf. 2: 6 aerogeneradores SG170 de 6MW (36 MW) con altura de buje a 120m						
	X_{UTM} [m]	Y_{UTM} [m]	Elevación [m]	E. Bruta [GWh/año]	E. Neta [GWh/año]	Pérdidas [%]
Turbina SG1	456.958	3.082.979	74,8	27,589	27,539	0,18
Turbina SG2	456.529	3.083.278	85,3	27,419	27,322	0,35
Turbina SG3	456.000	3.083.202	96,7	27,436	27,056	1,38
Turbina SG4	455.475	3.083.243	107,9	27,080	26,860	0,81
Turbina SG5	454.932	3.083.182	119,7	27,036	26,680	1,32
Turbina SG6	454.405	3.083.067	135,1	27,486	26,946	1,96
TOTAL				164,047	162,405	1,00

Tabla 17 - Escenario de pérdidas aerogeneradores Siemens Gamesa.

Conf. 2: 6 x SG170 6MW	
Potencia total [MW]	36
Escenario de Perdidas /Rendimientos	
Eléctricas	0,97
Disponibilidad de Operación y Mantenimiento	0,95
Incumplimiento Curva Potencia y otras	0,95
Total Rendimiento	87,54%
Energía Vertida a la Red [GWh/año]	142,17
Horas Equivalentes a Plena Carga [h]	3949
Factor de Capacidad [%]	45,08%

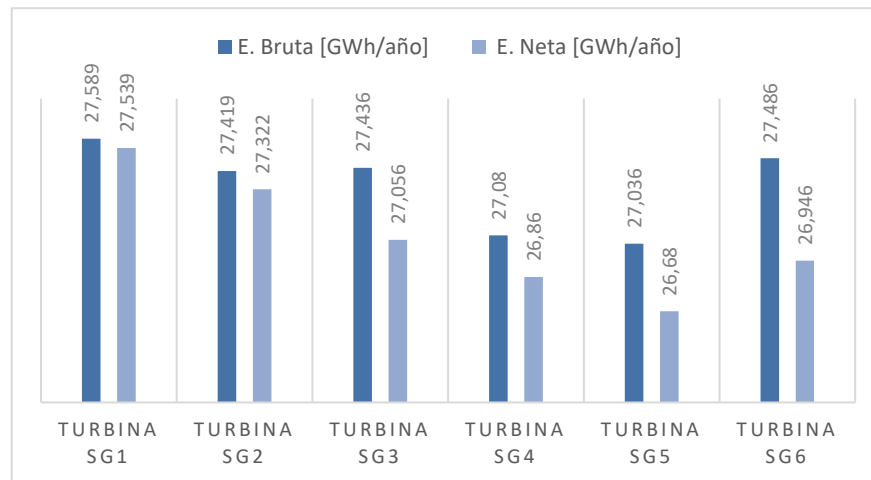


Ilustración 36 - Energía bruta y neta de la configuración 2.

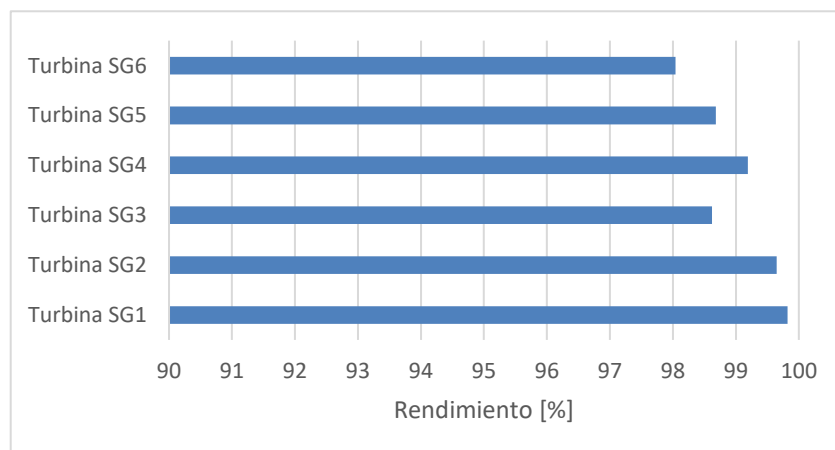


Ilustración 37 - Rendimiento de las turbinas de Siemens Gamesa.

5.3 CONFIGURACIÓN 3 – VESTAS

Los resultados del cálculo energético obtenidos de WAsP para la configuración 3 de 7 aerogeneradores V162 de 5.6 MW de potencia nominal unitaria son los siguientes:

Tabla 18 - Resultados energéticos aerogeneradores Vestas.

Conf. 3: 7 aerogeneradores V162 de 5.6MW (39.2 MW) con altura de buje a 120m						
	X_{UTM} [m]	Y_{UTM} [m]	Elevación [m]	E. Bruta [GWh/año]	E. Neta [GWh/año]	Pérdidas [%]
Turbina V1	456.958	3.082.979	74,8	25,558	25,521	0,14
Turbina V2	456.549	3.083.201	84,6	25,467	25,377	0,35
Turbina V3	456.081	3.083.182	94,9	25,431	25,181	0,98
Turbina V4	455.621	3.083.232	105,2	25,244	25,057	0,74
Turbina V5	455.153	3.083.224	115,2	25,077	24,796	1,12
Turbina V6	454.693	3.083.175	127,0	25,192	24,788	1,6
Turbina V7	454.312	3.082.906	138,6	25,305	23,735	6,21
TOTAL				177,273	174,455	1,59

Tabla 19 - Escenario de pérdidas aerogeneradores Vestas.

Conf. 3: 7 x V162 5.3MW	
Potencia total [MW]	39,2
Escenario de Perdidas /Rendimientos	
Eléctricas	0,97
Disponibilidad de Operación y Mantenimiento	0,95
Incumplimiento Curva Potencia y otras	0,95
Total Rendimiento	87,54%
Energía Vertida a la Red [GWh/año]	152,72
Horas Equivalentes a Plena Carga [h]	3896
Factor de Capacidad [%]	44,47%

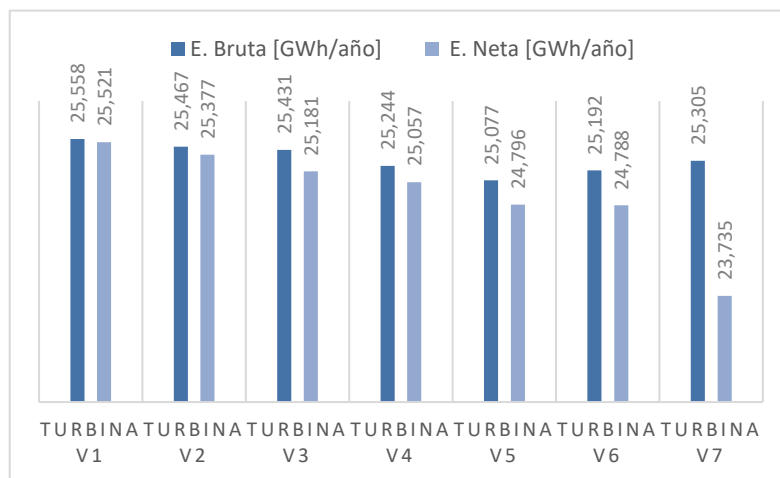


Ilustración 38 - Energía bruta y neta de la configuración 3.

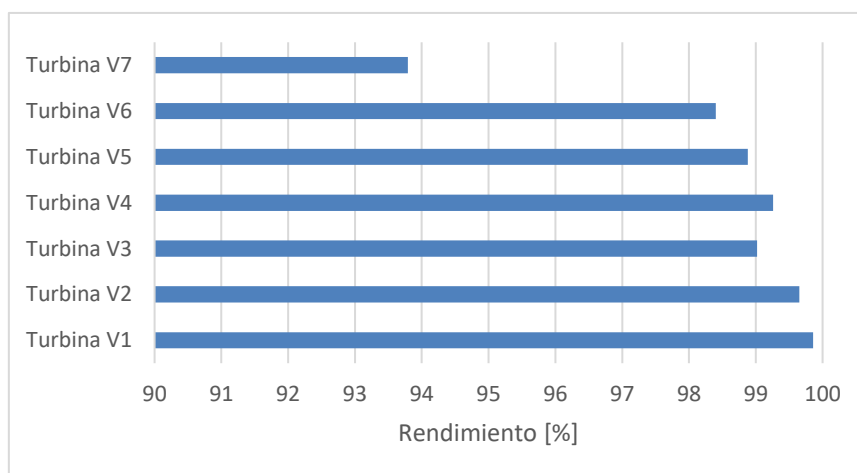


Ilustración 39 - Rendimiento de las turbinas de Vestas.

6. CONCLUSIONES

El emplazamiento seleccionado se encuentra en la isla de Gran Canaria, más concretamente en el Barraco de Balos, perteneciente al municipio de Santa Lucía de Tirajana, entre una zona montañosa interior y la costa sureste de la isla.

El terreno se encuentra a una altitud media de 80m por encima del nivel del mar, la vegetación es predominantemente arbustiva y herbácea, teniendo a sus alrededores terrenos de cultivo tipo invernaderos, por lo que la rugosidad del terreno es de clase 2.

Respecto al estudio estadístico descriptivo del viento, se pueden concluir los siguientes puntos:

- La velocidad media del viento a la altura de buje de 120m es de 8.29 m/s y la densidad del aire es de 1.174kg/m³.
- Como se puede observar en las gráficas de rosas de viento, tanto la dirección predominante del viento como la de mayor contenido energético es la Norte-Noreste (frecuencia de 35,89%).
- La distribución estadística que describe el comportamiento de los datos de viento es la de Weibull, habiéndose calculado sus factores tanto de forma como de escala: $k=1.62$ y $c=9.22\text{m/s}$
- En cuanto al comportamiento del viento, alcanza sus velocidades más altas, en torno a los 9.5 m/s, entre las 12h y las 18h del día, dando sus mayores picos de velocidad en los meses de verano (julio y agosto).
- La intensidad de turbulencia a la altura de buje de 120m se corresponde con una Categoría C, es decir, baja, según la 3ª edición (2005) de la norma IEC 61400-1.

Del cálculo energético realizado con WAsP, el resumen de los datos obtenidos para las diferentes alternativas de tecnologías estudiado es el siguiente:

Tabla 19 - Resultado energético de las tres configuraciones estudiadas.

Parque Eólico Bufadero			
Resultados Producción Energía Eléctrica de Diferentes Alternativas Aerogeneradores			
	General Electric GE 153	Siemens Gamesa SG170	Vestas V162
Potencia Unitaria (MW)	5,3	6	5,6
Nº aerogeneradores	7	6	7
Potencia Total (MW)	37,1	36	39,2
Altura Buje (m)	120	120	120
Diámetro Pala (m)	158	170	162
Energía Bruta (GWh/año)	165,17	164,05	177,27
Energía Neta (GWh/año)	162,97	162,41	174,46
Perdidas Efecto Estela (%)	1,33	1,00	1,59
Rendimiento Eléctrico	0,97	0,97	0,97
Rendimiento O&M	0,95	0,95	0,95
Rendimiento C. Potencia y Otras	0,95	0,95	0,95
Energía a Red (GWh/año)	142,67	142,17	152,72
Horas Equivalentes (h)	3.844	3.949	3.896
Factor Capacidad (%)	43,90%	45,08%	44,47%

Por tanto, la configuración final elegida para el P.E. Bufadero es la configuración formada por 7 máquinas Vestas, modelo V162 y 5.6 MW de potencia nominal unitaria, al ser la alternativa que más energía produce de las tres tecnologías simuladas.

Las coordenadas UTM, huso 28 en metros, finales de la posición de los aerogeneradores son:

Tabla 20 - Coordenadas en metros UTM aerogeneradores elegidos.

	X_{UTM} [m]	Y_{UTM} [m]	Elevación [m]
Turbina V1	456.958	3.082.979	74,8
Turbina V2	456.549	3.083.201	84,6
Turbina V3	456.081	3.083.182	94,9
Turbina V4	455.621	3.083.232	105,2
Turbina V5	455.153	3.083.224	115,2
Turbina V6	454.693	3.083.175	127,0
Turbina V7	454.312	3.082.906	138,6

La producción total vertida a la red anualmente se estima en 152.72 GWh, con 3896 horas equivalentes a plena carga y un factor de capacidad del 44.47%.



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

ANEXO II – CÁLCULO Y DISEÑO INSTALACIÓN ELÉCTRICA

Autor: Laura Cuñado Rodríguez

Director: Consuelo Alonso Alonso

1. OBJETO	3
2. RED MEDIA TENSIÓN	4
1.1 CÁLCULO INTENSIDAD POR CADA AEROGENERADOR	5
1.2 LÍNEAS DE GENERACIÓN	5
1.3 CABINAS DE UNIÓN ENTRE AEROGENERADORES	7
1.4 DETERMINACIÓN DE TIPO DE CONDUCTOR	9
3. CAÍDA DE TENSIÓN EN LÍNEAS DE GENERACIÓN	13

1. OBJETO

En el presente anexo se desarrollarán los distintos cálculos realizados para el dimensionamiento de la instalación eléctrica del Parque Eólico Bufadero.

2. RED MEDIA TENSIÓN

El Parque Eólico Bufadero va a contar con una red de Media Tensión a 30kV que permitirá la conexión de todas las líneas de generación con el Centro de Control para poder así transportar la energía producida a la Subestación Eléctrica Aldea Blanca [66/30 kV].

Los parámetros conocidos de partida para poder realizar los cálculos y el diseño de la instalación eléctrica son los siguientes:

Tabla 1: Parámetros de partida para el diseño.

Potencia nominal instalada	39.1 MW
Factor de Potencia – $\cos \varphi$	0.8
I_N interruptor cabina media tensión	400 A
Conductividad del Aluminio	27.3 m/Ωmm^2
Conductividad del Cobre	44 m/Ωmm^2
Tipo cable:	Canalizado en zanja (enterrado)
Profundidad del cable:	1.50 m
Distancia entre cables de la misma terna	0.4 m
Temperatura del terreno	30 °C

1.1 CÁLCULO INTENSIDAD POR CADA AEROGENERADOR

A continuación, se va a realizar el cálculo de la intensidad que circulará por cada aerogenerador en el lado de 30kV. La fórmula que se va a utilizar es la siguiente:

$$I = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\varphi}$$

Sabiendo que $P_n = 5600kW$, $V = 30kV$ y $\cos\varphi = 0.8$, se obtiene:

$$I = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\varphi} = \frac{5600}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 0.8} = 134,72 \text{ A}$$

Por tanto, la intensidad que aporta cada aerogenerador es 134,72 A.

1.2 LÍNEAS DE GENERACIÓN

Se sabe que la intensidad nominal del interruptor de la cabina de media tensión del Centro de Control de cada línea de generación es 400 A.

$$N^{\circ} \text{ Aerogeneradores por circuito} = \frac{I_{\max, \text{interruptor}}}{I_{\text{aerogenerador}}}$$

Se conoce la $I_{\text{aerogenerador}} = 134.72A$ (calculada en el punto anterior), y por tanto:

$$N^{\circ} \text{ Aerogeneradores por circuito} = \frac{I_{\max, \text{interruptor}}}{I_{\text{aerogenerador}}} = \frac{400A}{134.72A} = 2.97$$

Se pueden poner 2 aerogeneradores por cada circuito. Para intentar que la intensidad que circula por las líneas de generación esté repartida lo más equilibrada posible, y teniendo en cuenta que el parque cuenta con siete máquinas, se van a diseñar cuatro líneas de generación. Las líneas de generación resultantes son las siguientes:

Tabla 2: Líneas de generación y posiciones correspondientes.

	Aerogeneradores
Línea 1	A01, A02
Línea 2	A03, A04
Línea 3	A05
Línea 4	A06, A07

Se calcula la intensidad que circula por cada línea como:

$$I_{línea} = N^{\circ} \text{ aerogeneradores} * I_{aerogenerador}$$

Por tanto, la intensidad que circulará por cada línea de generación será:

Tabla 3: Intensidad por cada línea de generación.

	Aerogeneradores	Intensidad por línea de generación
Línea 1	2	2 * 134.72 = 269.44 A
Línea 2	2	2 * 134.72 = 269.44 A
Línea 3	1	1 * 134.72 = 134.72 A
Línea 4	2	2 * 134.72 = 269.44 A

1.3 CABINAS DE UNIÓN ENTRE AEROGENERADORES

Existen tres tipos de cabinas o celdas de unión entre los aerogeneradores de una misma línea de generación en función de la posición que ocupan. Los tipos son los siguientes:

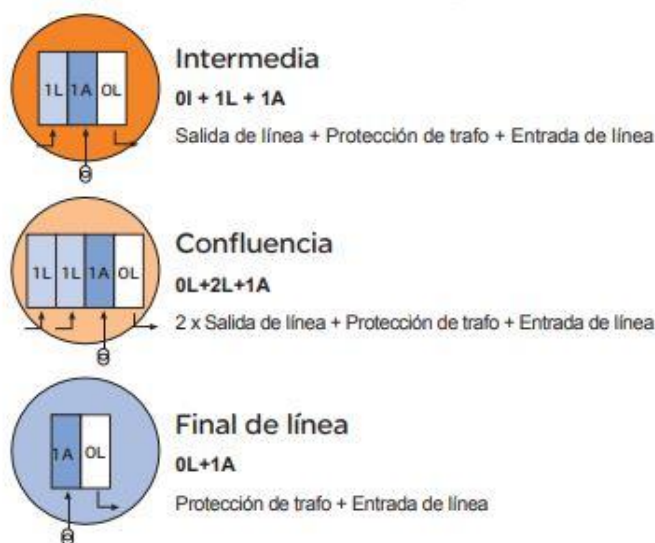


Ilustración 1: Tipos de celda de conexión.

Por tanto, los tipos de celda asociados a cada posición del parque eólico son los siguientes:

Tabla 4: Celdas de cada posición.

	Aerogenerador	Celda
Línea 1	1	Final de línea 0L+1P
	2	Intermedia 0L+1V+1P
Línea 2	3	Final de línea 0L+1P
	4	Intermedia 0L+1V+1P
Línea 3	5	Intermedia 0L+1V+1P
Línea 4	6	Intermedia 0L+1V+1P
	7	Final de línea 0L+1P

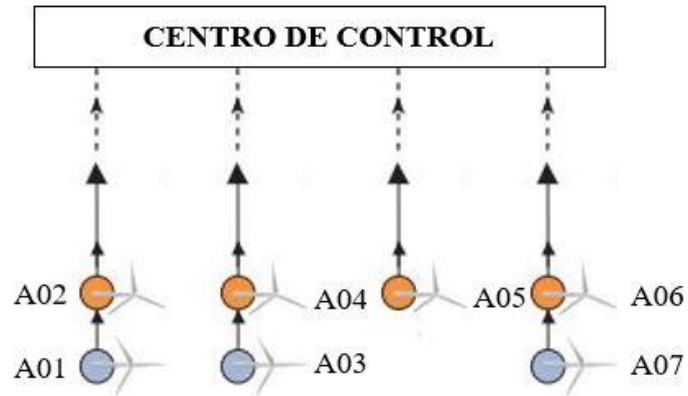


Ilustración 2: Líneas de generación del parque eólico.

1.4 DETERMINACIÓN DE TIPO DE CONDUCTOR

En primer lugar, se va a realizar el cálculo de la sección de cables según el Reglamento Español de Líneas Eléctricas de Alta Tensión. En este proyecto, los cables irán canalizados en zanjas a una profundidad de 1.5m, distribución tripolar con una distancia entre cables de la misma terna de 40cm y sabiendo que la temperatura del terreno es de 30°C.

Según Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 06 sobre Líneas subterráneas con cables aislados existe un factor de corrección de la intensidad que circula por el cable, que atiene a los siguientes aspectos:

Tabla 5: Factor de corrección por distancia entre ternos.

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

Tabla 6: Factor de corrección F para temperatura del terreno.

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

Tabla 7: Factor de corrección para profundidades de instalaciones.

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	$\leq 185 \text{ mm}^2$	$> 185 \text{ mm}^2$	$\leq 185 \text{ mm}^2$	$> 185 \text{ mm}^2$
0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91

Conociendo que la arena que se utilizará para rellenar las zanjas será arenas seca y fina de río, se puede calcular la resistividad térmica del terreno:

Tabla 8: Resistividad del terreno según naturaleza y humedad.

Resistividad térmica del terreno (K.m/W)	Naturaleza del terreno y grado de humedad
0,40	Inundado
0,50	Muy húmedo
0,70	Húmedo
0,85	Poco húmedo
1,00	Seco
1,20	Arcilloso muy seco
1,50	Arenoso muy seco
2,00	De piedra arenisca
2,50	De piedra caliza

Por tanto, $\rho_{\text{terreno}} = 1.5 \text{ Km/W}$.

Tabla 9: Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1.5 Km/W.

Tipo de instalación	Sección del conductor mm ²	Resistividad térmica del terreno, K.m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,26	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
	400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73
Cables en interior de tubos enterrados	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81

Partiendo de la hipótesis de que el cable tendrá una sección mayor de 185 mm², el factor de corrección multiplicativo obtenido es:

$$F = 0.96 * 0.96 * 0.78 * 1 = \mathbf{0.7189}$$

La intensidad que circulará por cada conductor es entonces:

$$I_{pos.1,pos.2,pos.4} = \frac{Intensidad}{Factor} = \frac{269.44}{0.7189} = 374,8 \text{ A}$$

$$I_{pos.3} = \frac{Intensidad}{Factor} = \frac{134.71}{0.7189} = 187.4 \text{ A}$$

Conociendo el valor rectificado de la intensidad que circulará por el conductor, se obtiene una sección de este siguiente las indicaciones del Reglamento:

Tabla 10: Intensidad máxima permisible según sección y material del conductor.

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

Teniendo en cuenta que el Aluminio tiene un coste menor y que el tipo de aislante preferente para instalaciones de media tensión es XLPE, se obtiene una sección de cable necesaria de 400 mm² para soportar una intensidad de 374.8 A siendo la máxima admisible de 415 A necesaria para las líneas de generación 1, 2 y 4 y una sección de cable necesaria de 95 mm² para soportar una intensidad de 187.4 A siendo la máxima admisible de 190 A necesaria para la línea de generación 3. Se cumple la hipótesis de partida.

Tabla 11: Conductores Al XLPE para cada línea de generación.

	Posiciones	$I_{línea}$ [A]	Sección [mm ²]	$I_{max admisible}$ [A]
Línea 1	A01, A02, CC	374,8	3 x 400	415
Línea 2	A03, A04, CC	374,8	3 x 400	415
Línea 3	A05, CC	187,4	3 x 95	190
Línea 4	A07, A06, CC	374,8	3 x 400	415

3. CAÍDA DE Tensión EN LÍNEAS DE GENERACIÓN

El cálculo de la caída de tensión en las líneas de generación se hace siguiendo la formula mostrada a continuación:

Siendo:

L: longitud del cable [km]

I: intensidad que recorre el conductor [A]

$\cos\varphi$: Factor de potencia =0.8

S: Sección del conductor [mm^2] =400

γ : Conductividad del Aluminio=27.3 m/ Ωmm^2

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos\varphi}{S \cdot \gamma}$$

Se ha calculado la longitud de cada una de las líneas de generación:

Tabla 12: Longitudes de las líneas de generación.

	TRAMO	Longitud [m]	Total [m]
Línea 1	A01-A02	594	1909
	A02-SUBESTACION	1315	
Línea 2	A03-A04	872	1493
	A04- SUBESTACION	620	
Línea 3	A05-SUBESTACION	267	267
Línea 4	A07-A06	779	1376
	A06-SUBESTACION	597	

La caída de tensión calculada para cada línea de generación es:

Tabla 13: Parámetros líneas de generación con conductor Al aislamiento XLPE.

	Posiciones	Longitud [km]	I_{cable} [A]	Sección [mm^2]	ΔV [V]	ΔV [%]
Línea 1	A01, A02, CC	1,9	374.8	3x400	48,412	0,16%
Línea 2	A03, A04, CC	1,5	374.8	3x400	38,22	0,13%
Línea 3	A05, CC	0,27	187.4	3x95	3,4398	0,01%
Línea 4	A07, A06, CC	1,37	374.8	3x400	34,9076	0,12%

Los valores obtenidos de la caída de tensión porcentuales son mucho menores del 1% admisible según el Reglamento Español de Líneas de Alta Tensión, teniendo valores prácticamente despreciables.



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

ANEXO III – ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICO

Autor: Laura Cuñado Rodríguez

Director: Consuelo Alonso Alonso

1. OBJETO	3
2. ANÁLISIS FINANCIERO	4
2.1 INVERSIÓN TOTAL	5
2.2 PLANIFICACIÓN DE LA INVERSIÓN	6
2.3 FUENTES DE FINANCIACIÓN	7
3. EXPLOTACIÓN ECONÓMICA DE LA INFRAESTRUCTURA	8
4. GASTOS DE OPERACIÓN	11
5. RENTABILIDAD DE LA INVERSIÓN	12
6. CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS	13
7. SENSIBILIDAD DE LA INVERSIÓN	14
8. CONCLUSIONES	15

1. OBJETO

En el presente anexo se va a realizar el estudio de la viabilidad económica del proyecto, en este caso, de la ejecución del Parque Eólico Bufadero.

2. ANÁLISIS FINANCIERO

Para realizar el análisis financiero se han adoptado las hipótesis económicas y financieras que se detallan en las siguientes Tablas. Estas hipótesis han sido tomadas en base al estudio completo de producción energética del parque realizado con el software WASP y el valor económico de venta asignado a la energía producida según la Comisión Nacional del Mercado de la Competencia y que se ha obtenido del Mercado Ibérico de Electricidad.

Tabla 1: Datos generales de partida.

Producción anual de Energía [kWh]	157.720
Horas equivalentes a carga nominal [h/año]	3896
Vida útil del parque	20 años
Inicio de funcionamiento	Año 2023

Tabla 2: Gastos de explotación del parque.

	c€/kWh	k€/año
Op. & Mantenimiento Aerogeneradores	0,5	-
Op. & Mantenimiento Parque eólico	-	30
Administración	-	10
Personal	-	18
Seguros	-	30
Impuestos	-	40

Tabla 3: Hipótesis económicas.

Tasa de Inflación General [%]	2
Tipo Impositivo [%]	25
Tipo de IVA [%]	21
Amortización de Inmovilizado [años]	20
Tipo de Colocación de Tesorería	1
Tasa de Descuento [%]	4

2.1 INVERSIÓN TOTAL

Tal y como se ha especificado en el Documento 4 – “Presupuesto económico”, la cantidad total del presupuesto de ejecución material y de contrata asciende a la cantidad de:

TREINTA Y CINCO MILLONES TRESCIENTOS TREINTA Y DOS MIL CIENTO OCHENTA EUROS CON CINCUENTA Y NUEVE CÉNTIMOS
(35.332.180,59 €)

No obstante, a dicha cantidad es necesario añadir los costes de Desarrollo del proyecto, junto con los de Interconexión de la energía a la Red Eléctrica en la Subestación Aldea Blanca [66/30 kV]. El desglose total de la inversión a acometer se presenta en la siguiente Ilustración:

Obra Civil:	
– Parque Eólico	1.141.518,38 €
– Centro seccionamiento y almacen residuos peligrosos (prefabricados)	80.000,00 €
Suministros eléctricos del Parque Eólico:	
– Conductores y puesta a tierra	125.769,54 €
– Centro de Interconexión y Seccionamiento	146.763,28 €
– Cabinas de Media Tensión (MT)	98.567,00 €
Montaje Eléctrico del Parque Eólico	
– Tendido de cables	64.000,00 €
– Centro Interconexión y Seccionamiento	80.000,00 €
Aerogeneradores:	
– Aerogeneradores	27.832.000,00 €
Ingeniería y Dirección de Obra	
– Ingeniería del Parque Eólico	50.000,00 €
– Dirección facultativa de la obra	45.289,86 €
Varios	27.000,00 €
TOTAL DE EJECUCIÓN MATERIAL	29.690.908,06 €
– 16 % Gastos Generales	4.750.545,29 €
– 3 % Beneficio Industrial	890.727,24 €
TOTAL DE EJECUCIÓN POR CONTRATA	35.332.180,59 €
· GASTOS DE DESARROLLO	600.000,00 €
· INFRAESTRUCTURA INTERCONEXION ELECTRICA	500.000,00 €
TOTAL INVERSIÓN (i.i.i)	36.432.180,59 €

Ilustración 1: Volumen total de la inversión.

2.2 PLANIFICACIÓN DE LA INVERSIÓN

La planificación para la inversión se muestra en el siguiente cronograma:

MES DE CONSTRUCCIÓN	TOTAL	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	TOTAL
AVANCE DE CONSTRUCCIÓN	100%	10,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	10,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%
INVERSIÓN TOTAL	35.332	3.533	7.066	7.066	7.066	7.066	3.533	0	0	0	0	0	0	35.332
TOTAL ACUMULADO		3.533	10.600	17.666	24.733	31.799	35.332	35.332	35.332	35.332	35.332	35.332	35.332	
SUBVENCIONES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INVERSIÓN TOTAL		3.533	7.066	7.066	7.066	7.066	3.533	0	0	0	0	0	0	35.332
TOTAL ACUMULADO		3.533	10.600	17.666	24.733	31.799	35.332	35.332	35.332	35.332	35.332	35.332	35.332	
		10,0%	30,0%	50,0%	70,0%	90,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	

Ilustración 2: Cronograma de la inversión.

2.3 FUENTES DE FINANCIACIÓN

Las fuentes de financiación para la ejecución del proyecto son las siguientes están compuestas por fondos propios, que suponen un 20% del total de fondos, y fondos ajenos, que representan el 80% restante.

Tabla 4: Fuentes de financiación.

	€
Total Fondos:	37.284.674
Fondos propios [20%]:	7.456.935
- Acciones ordinarias	7.456.935
- Acciones preferentes	0
Subvenciones:	0
Fondos ajenos [80%]	29.827.739
- Deuda principal	29.827.739
- Deuda subordinada	0

3. EXPLOTACIÓN ECONÓMICA DE LA INFRAESTRUCTURA

Los ingresos estimados por la explotación económica del parque eólico se muestran a continuación:

		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Producción de energía	GWh	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153
Precio de la electricidad	c€/kWh	4,50	4,55	4,59	4,64	4,68	4,73	4,78	4,82	4,87	4,92
Ingresos por venta de la electricidad	k€/año	6.873	6.941	7.011	7.081	7.152	7.223	7.295	7.368	7.442	7.516
Ingresos financieros	k€/año	0	18	26	33	39	45	51	56	60	64
Ingresos extraordinarios	k€/año										
Ingresos Totales	k€/año	6.873	6.959	7.037	7.114	7.191	7.268	7.346	7.424	7.502	7.580
		2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Producción de energía	GWh	153	153	153	153	153	153	153	153	153	153
Precio de la electricidad	c€/kWh	4,97	5,02	5,07	5,12	5,17	5,22	5,28	5,33	5,38	5,44
Ingresos por venta de la electricidad	k€/año	7.592	7.667	7.744	7.822	7.900	7.979	8.059	8.139	8.221	8.303
Ingresos financieros	k€/año	77	137	196	257	318	380	443	507	572	638
Ingresos extraordinarios	k€/año										
Ingresos Totales	k€/año	7.669	7.804	7.941	8.079	8.218	8.359	8.502	8.647	8.793	8.941

Ilustración 3: Ingresos derivados de la explotación económica, financieros y extraordinarios.

4. GASTOS DE OPERACIÓN

Los gastos operativos y de mantenimiento totales del parque eólico son los siguientes:

		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Op. & Mant. Aerogeneradores	k€/año	1198	1216	1234	1252	1271	1290	1310	1329	1349	1369
Op. & Mant. Resto De Parque	k€/año	56	57	58	59	60	61	62	63	63	64
Aceites + Repuestos	k€/año	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Terrenos	k€/año	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Administración	k€/año	14	14	14	15	15	15	15	15	16	16
Personal	k€/año	22	22	23	23	23	24	24	24	25	25
Seguros	k€/año	35	36	36	37	38	38	39	39	40	40
Impuestos	k€/año	66	67	68	69	70	71	73	74	75	76
Otros Gastos De Explotación	k€/año	28	29	29	30	30	30	31	31	32	32
Gastos de explotación totales	k€/año	1.420	1.441	1.463	1.485	1.507	1.530	1.553	1.576	1.600	1.624
		2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Op. & Mant. Aerogeneradores	k€/año	1390	1411	1432	1454	1475	1497	1520	1543	1566	1589
Op. & Mant. Resto De Parque	k€/año	65	66	67	68	69	70	72	73	74	75
Aceites + Repuestos	k€/año	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Terrenos	k€/año	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Administración	k€/año	16	16	17	17	17	17	18	18	18	18
Personal	k€/año	25	26	26	27	27	27	28	28	29	29
Seguros	k€/año	41	42	42	43	44	44	45	46	46	47
Impuestos	k€/año	77	78	79	81	82	83	84	85	87	88
Otros Gastos De Explotación	k€/año	33	33	34	34	35	35	36	36	37	38
Gastos de explotación totales	k€/año	1.648	1.673	1.698	1.723	1.749	1.775	1.802	1.829	1.856	1.884

Ilustración 4: Gastos previstos de operación y mantenimiento.

5. RENTABILIDAD DE LA INVERSIÓN

Los resultados obtenidos que evalúan la rentabilidad de la inversión son los siguientes:

Tabla 5: Rentabilidad calculada del proyecto.

	TIR (%)	VAN (k€) (4,00%)	PRS(Años)
Proyecto Antes de Impuestos:	14,11	40.356	6,75
Proyecto Después de Impuestos:	9,90	21.987	8,77
Accionista:	13,98	23.511	11,12

Se espera una Tasa Interna de Retorno (TIR) del proyecto, es decir, el porcentaje de beneficio de la inversión basado en los flujos de caja estimados, del 9.9%. Este valor positivo, indica que el proyecto es viable económicamente, pues los inversores recuperarán el capital aportado.

6. CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS

k€	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
1. Importe neto de la cifra de negocios	6873	6341	7011	7081	7152	7223	7235	7368	7442	7516	7592	7667	7744	7822	7900	7979	8059	8139	8221	8303
2. Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación																				
3. Trabajos realizados por la empresa para su activo																				
4. Aprovisionamientos																				
5. Otros ingresos de explotación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6. Gastos de personal	(22)	(22)	(23)	(23)	(23)	(24)	(24)	(24)	(25)	(25)	(25)	(26)	(26)	(27)	(27)	(27)	(28)	(28)	(29)	(29)
7. Otros gastos de explotación	(1442)	(1464)	(1486)	(1508)	(1530)	(1553)	(1577)	(1600)	(1624)	(1649)	(1673)	(1699)	(1724)	(1750)	(1776)	(1803)	(1830)	(1857)	(1885)	(1913)
8. Amortización del inmovilizado	(1834)	(1834)	(1834)	(1834)	(1834)	(1834)	(1834)	(1834)	(1834)	(1834)	(1834)	(1834)	(1834)	(1834)	(1834)	(1834)	(1834)	(1834)	(1834)	(1834)
9. Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras																				
10. Excesos de provisiones																				
11. Deterioro y resultado por enajenaciones del inmovilizado																				
A) RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	3574	3621	3668	3716	3764	3812	3860	3909	3959	4008	4058	4109	4160	4211	4262	4314	4367	4419	4472	4526
12. Ingresos financieros	0	18	26	33	39	45	51	56	60	64	77	137	196	257	318	380	443	507	572	638
13. Gastos financieros	(1631)	(1389)	(1258)	(1121)	(978)	(828)	(671)	(507)	(335)	(156)	(7)	(7)	(7)	(7)	(8)	(8)	(8)	(8)	0	0
14. Variación de valor razonable en instrumentos financieros																				
15. Diferencias de cambio																				
16. Deterioro y resultado por enajenaciones de instrumentos financieros																				
B) RESULTADO FINANCIERO	(1631)	(1371)	(1232)	(1088)	(938)	(782)	(620)	(451)	(275)	(92)	70	130	189	250	311	373	436	499	572	638
C) RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	1943	2250	2436	2627	2825	3029	3240	3459	3684	3916	4128	4238	4349	4460	4573	4687	4802	4919	5045	5164
17. Impuesto sobre beneficios	(437)	(574)	(620)	(668)	(718)	(763)	(822)	(877)	(933)	(992)	(1045)	(1073)	(1100)	(1128)	(1157)	(1186)	(1215)	(1244)	(1275)	(1306)
D) RESULTADO DEL EJERCICIO	1490	1721	1861	2005	2154	2308	2466	2630	2800	2975	3135	3218	3301	3385	3470	3557	3644	3732	3826	3917

Ilustración 5: Cuenta de pérdidas y ganancias.

7. SENSIBILIDAD DE LA INVERSIÓN

Se muestra la sensibilidad de la inversión en función de la cantidad monetaria, las horas de funcionamiento del parque a plena carga y el precio de venta de la energía a red:

Inversión (miles euros)	TIR proyecto (%)	TIR accionista (%)
40075	7,62	8,00
38254	8,10	8,53
36432	9,90	13,98
34611	9,18	9,66
32789	9,79	10,27
Horas de Funcionamiento (h)	TIR proyecto (%)	TIR accionista (%)
4096	9,66	10,11
3996	9,14	9,61
3896	9,90	13,98
3796	8,08	8,52
3696	7,54	7,93
Precio de Venta a Red (c€/kW)	TIR proyecto (%)	TIR accionista (%)
7,44	10,04	10,48
7,10	9,34	9,80
4,50	9,90	13,98
6,42	7,88	8,30
6,08	7,12	7,46

8. CONCLUSIONES

El volumen total de la inversión para la ejecución del Parque Eólico Bufadero asciende a la cantidad de TREINTA Y SIETE MILLONES DOSCIENTOS OCHENTA Y CUATRO MIL SEISCIENTOS SETENTA Y CUATRO EUROS (37.284674 €).

Esta cantidad será aportada por fondos propios, que representan un 20% de la inversión total y cuya cantidad asciende a siete millones cuatrocientos cincuenta y seis mil novecientos treinta y cinco euros (7.456.935 €), y por fondos ajenos por un valor de veintinueve millones ochocientos veintisiete mil setecientos treinta y nueve euros (29.827.739€).

Se concluye que el proyecto es viable en términos económicos puesto que la Tase de Rentabilidad Interna tiene un valor positivo del 9.9% para una Tasa de Descuento del 4%.



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

ANEXO IV – OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Autor: Laura Cuñado Rodríguez

Director: Consuelo Alonso Alonso

1. OBJETO	3
2. OBJETIVOS ABORDADOS EN EL PROYECTO	4
1.1 ENERGÍA ASEQUIBLE Y NO CONTAMINANTE	5
1.2 TRABAJO DECENTE Y CRECIMIENTO ECONÓMICO	5
1.3 ACCIÓN POR EL CLIMA	6
1.4 INDUSTRIA, INNOVACIÓN E INFRAESTRUCTURA	6

1. OBJETO

En el presente anexo se desarrollarán los distintos objetivos de desarrollo sostenible que el proyecto ha abordado en su implementación.

2. OBJETIVOS ABORDADOS EN EL PROYECTO

En 2017, la ONU expuso una serie de objetivos a perseguir de manera global en cualquier proyecto en pos de una transformación global y mejora de la calidad de vida de todas las personas que forman parte de este mundo.

En la siguiente figura se ilustran los objetivos propuestos:



Ilustración 1 - Objetivos de desarrollo sostenible. (Naciones Unidas)

Este proyecto desarrolla la implantación de un parque eólico, por lo que cabe destacar 4 de los 17 objetivos expuestos por la ONU:

- Energía asequible y no contaminante.
- Trabajo decente y crecimiento económico.
- Acción por el clima.
- Producción y consumo responsables.

1.1 ENERGÍA ASEQUIBLE Y NO CONTAMINANTE

Uno de los objetivos fundamentales que aborda este proyecto es la generación de energía asequible y no contaminante. La energía eólica constituye una de las fuentes de generación eléctrica más importante en el sistema eléctrico español, siendo cabeza dominante entre las fuentes de generación de energía renovable y limpia. Además, como se ha indicado, al tratarse de una energía renovable, no genera residuos contaminantes ni perjudiciales para el medio ambiente.

Por otro lado, esta energía logra una eficiencia y rentabilidad considerablemente alta considerando que se trata de una energía limpia con prácticamente ningún residuo contaminante, gracias a aerogeneradores de última generación, aunque a día de hoy se sigue apostado por una fuerte innovación en cuanto a máquinas con un mayor rendimiento y menores costes.

1.2 TRABAJO DECENTE Y CRECIMIENTO ECONÓMICO

La implantación del parque eólico contribuye en gran medida a las poblaciones colindantes en lo referente al desarrollo laboral y por ende, al económico, sobre todo en la construcción. Para la fase de construcción y montaje del parque eólico son necesarios 100 trabajadores aproximadamente, favoreciendo la contratación de residentes cercanos. De esta manera, dichos residentes podrán obtener un puesto de trabajo de mejor calidad que los existentes en la zona, logrando un desarrollo personal y profesional del individuo.

1.3 ACCIÓN POR EL CLIMA

Gracias a los acuerdos internacionales de los últimos años, el desarrollo de las energías renovables se trata de uno de los objetivos más importantes para muchos países, entre los cuales España es una potencia líder dentro de la Unión Europea. Además, el porcentaje potencia instalada en las Islas Canarias representa apenas un 2% del total en España, por lo que este proyecto representa un paso más en ese propósito de aumentar la generación de energía limpia en las Islas.

Actualmente, la temperatura del planeta está creciendo exponencialmente debido al efecto invernadero. Por lo tanto, la implantación y desarrollo de proyectos como este, en el que se evita cualquier emisión contaminante, genera un impacto directo contra el cambio climático tan preocupante en los últimos años y contribuye al desarrollo sostenible del país en el que se desarrolle, lo que supone un paso más hacia los objetivos y cumplimiento de acuerdos internacionales de generación limpia y sostenible.

1.4 INDUSTRIA, INNOVACIÓN E INFRAESTRUCTURA

El desarrollo e implantación del proyecto implica mejora y renovación constructiva, si fuera necesario, de carreteras y accesos al parque eólico. Esto favorece indirectamente a las poblaciones cercanas, ya que dispondrán de carreteras y diversas vías en mejor estado.

Por otro lado, la implantación del proyecto también supone una mejora de la red eléctrica de los alrededores, debido a la necesidad de renovación de líneas ya existentes o construcción de nuevas líneas, de cara a la conexión entre el parque eólico y la red de transporte y distribución.