



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

**APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO DE LA
HORADADA DE PISUERGA**

Álvaro Ferrero Baz

Director

Dr. Antonio García de Garmendia

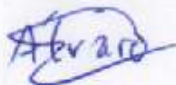
Madrid
Julio 2022

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Aprovechamiento energético de la Horadada de Pisuerga
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2021/22 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.: Álvaro Ferrero Baz

Fecha: 04/07/2022



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Dr. Antonio García de Garmendia

Fecha: 04/07/2022



Resumen

Este proyecto se plantea con la intención de dar una nueva vida a una aldea abandonada, la aldea de La Horadada, para ello se ha diseñado un método de generación eléctrica que asegure el autoabastecimiento de manera moderna, segura, asequible y sostenible.

El proceso seguido para llevar a cabo este trabajo ha sido el siguiente:

Figura 1: Esquema del trabajo



Fuente: Elaboración propia. (2022)

Primeramente, se ha estudiado la normativa aplicable a la aldea de la Horadada que se encuentra dentro del Espacio Natural de las Tuerces, regulado por la Red Natura 2000 y el Decreto 7/2018. En estas dos legislaciones se recogen las prohibiciones y los requerimientos que habrá que considerar a la hora de diseñar la instalación de generación.

Una vez conocida la normativa, se ha realizado un análisis de la demanda que sería necesario cubrir en la aldea de la Horadada, para conocer los niveles de generación que se deberían obtener de la instalación eléctrica.

Para seleccionar el método de generación se ha realizado un estudio detallado de los diferentes recursos disponibles en la aldea de la Horadada que se pudiesen explotar de manera sostenible. Finalmente, de entre todos los recursos analizados se ha decidido profundizar en el hidráulico, el solar y el eólico.

Se ha planteado, para cada uno de estos recursos, una solución de generación en la que se han incluido: esquemas de las instalaciones, cálculo de las características del recurso, nivel de generación eléctrica y coste de inversión.

Para la solución hidráulica se han obtenido los valores del caudal medio turbinable en base a los valores estimados del caudal medio y el caudal mínimo ecológico; así como, el valor del salto neto de agua en función de la altura del azud y las pérdidas por cargas, para las que se ha requerido calcular el diámetro de la tubería. En base a estos valores se ha calculado la producción anual de energía.

Para la solución solar se han obtenidos los valores de la radiación solar media y se han calculado las pérdidas por las sombras generadas por la montaña en función de las diferentes ubicaciones planteadas para instalar los paneles. En base a estos datos se ha obtenido la producción anual de energía.

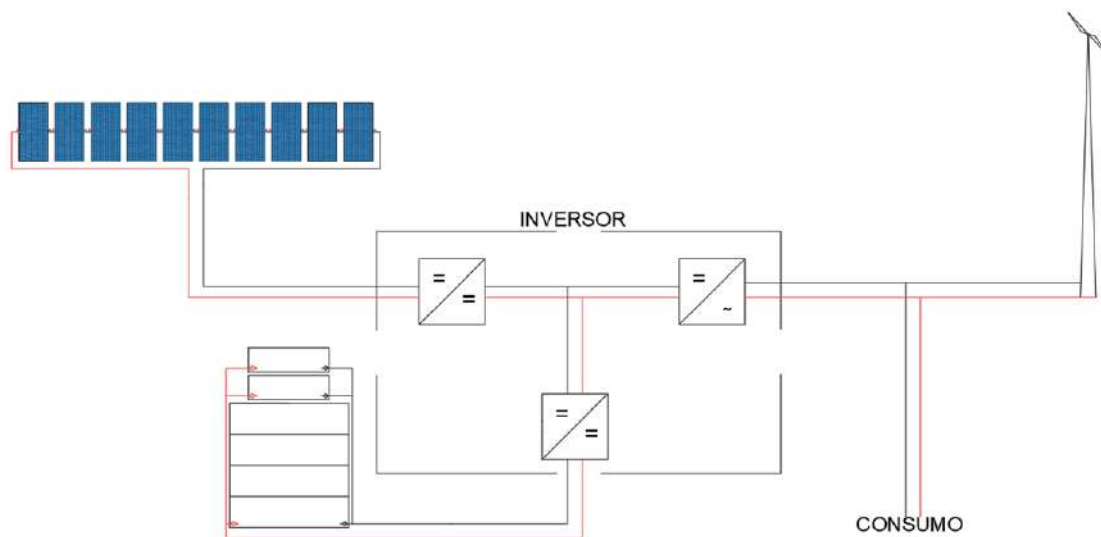
Para la solución eólica se han estimado los valores de la velocidad media del viento a diferentes alturas en función de la altura y la ubicación de la torre y con estos valores se han estimado los niveles de producción anuales.

Una vez realizados estos cálculos, se han comparado las tres instalaciones en base a los niveles de producción, cobertura de la demanda, características de la generación, coste de inversión, costes de operación y mantenimiento, ahorro en la factura de la luz, subvenciones y posible venta de excedentes. Además de las tres soluciones planteadas se ha proyectado una adicional, que combinaría la solución solar y la eólica.

En base a los resultados de la evaluación se ha descartado la eólica, por no garantizar el autoabastecimiento; la hidráulica, por no ser asequible; y, la solar, porque la combinación de esta con la eólica produce mayor seguridad para el autoabastecimiento y permite una mayor capacidad de almacenamiento.

Una vez seleccionado el tipo de generación se ha diseñado la instalación final, eligiendo los componentes y dimensionando una viga para soportar el peso de los paneles que se instalarían en el tejado, la torre del aerogenerador, el número de baterías y la capacidad de las mismas, el tipo de cableado de conexión y las protecciones eléctricas ante falta.

Figura 2: Esquema de la instalación final



Fuente: Elaboración propia. (2022)

Finalmente, se ha realizado un estudio económico para garantizar que la solución planteada sería viable en términos de ahorro en la factura de luz y un estudio ecológico para garantizar que sería respetuosa con el medioambiente y se alinearía con los Objetivos de Desarrollo Sostenible. En base a estos resultados se ha concluido que se trataría de un proyecto sostenible, pues da solución a un problema social de manera económica y respetuosa con el medioambiente.

Abstract

This project is intended to give a new life to an abandoned village, la aldea de La Horadada, for which a method of electricity generation has been designed to ensure self-sufficiency in a modern, safe, affordable and sustainable way.

The process followed to carry out this project was as follows:

Figura 3: Outline of the project



Fuente: Elaboración propia. (2022)

Firstly, the regulations applicable to la aldea de La Horadada, which is located within the Natural Area of Las Tuerces, regulated by the Natura 2000 Network and Decree 7/2018, have been studied. In these two legislations are collected the prohibitions and requirements that will have to be considered when designing the generation facility.

Once the regulations were known, it has been carried out an analysis of the demand that would be necessary to cover in la aldea de la Horada, in order to know the generation levels that should be obtained from the electrical installation.

In order to choose the generation method, it has been carried out a detailed study of the different resources available in la aldea de La Horadada that could be exploited in a sustainable way. Finally, among all the resources analyzed, it has been decided to focus on hydro, solar and wind power.

For each of these resources, a generation solution has been proposed, including: installation diagrams, the calculation of resource characteristics, the electricity generation level and the investment cost.

For the hydraulic solution, the values of the average turbineable flow have been obtained from the estimated values of the average flow and the minimum ecological flow; as well as the value of the net water jump as a function of the height of the weir and the losses due to loads, for which it was necessary to calculate the diameter of the pipe. From these values, it has been calculated the annual energy production.

For the solar solution, the average solar radiation values were obtained and the losses due to shadows generated by the mountain were calculated for the different locations considered for panels installation. Based on these data, it has been estimated the annual energy production.

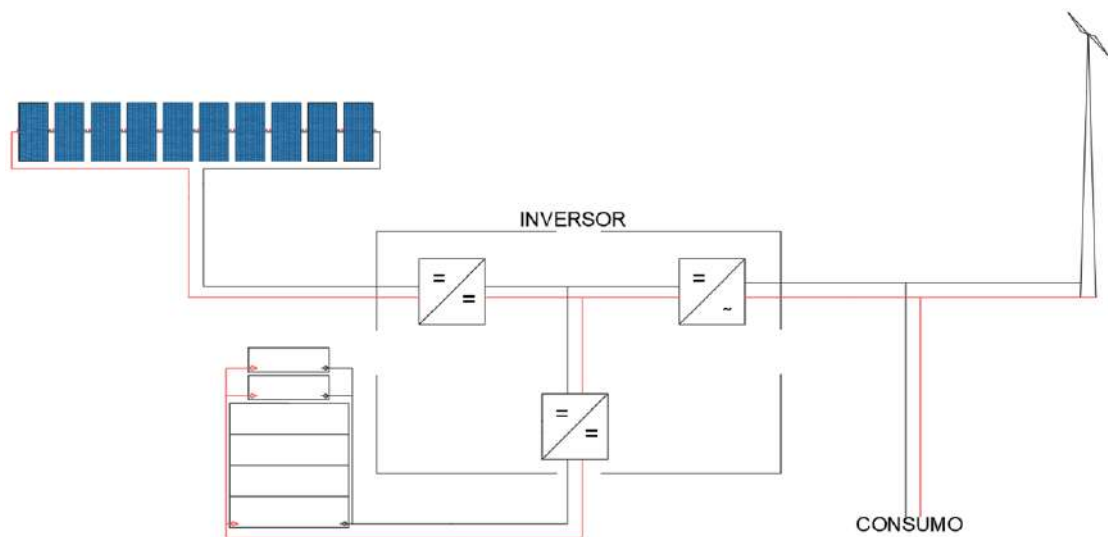
As for the wind solution, the average wind speed values have been estimated at different heights depending on the height and location of the tower and with these values the annual production levels has been calculated.

Once these calculations were made, the three installations were compared based on production levels, demand coverage, generation characteristics, investment cost, operation and maintenance costs, electricity bill savings, subsidies and possible sale of surpluses. In addition to the three solutions proposed, an additional one, which would combine the solar and wind solutions, has been projected.

Based on the results of the evaluation, wind energy has been discarded because it does not guarantee self-supply; hydroelectric energy, because it is not affordable; and solar energy, because the combination of wind and solar energy produces greater security for self-supply and allows for greater storage capacity.

Once the type of generation was selected, the final installation was designed, choosing the components and sizing a beam to support the weight of the panels that are planned to be installed on the roof, the wind turbine tower, the number of batteries and their capacity, the type of wiring connection and the electrical protections in case of failure.

Figura 4: Final layout of the installation



Fuente: Elaboración propia. (2022)

Finally, an economic report has been carried out to ensure that the proposed solution would be viable in terms of savings on the electricity bill and an environmental report to ensure that it would be ecofriendly and in line with the Sustainable Development Goals. Based on these results, it has been concluded that it would be a sustainable project, since it provides a solution to a social problem in an economical and in an environmentally friendly way.

Índice general

1. Introducción	1
2. Normativa vigente	5
2.1. Legislación eléctrica	5
2.2. Legislación medioambiental	8
3. Estimación de la demanda eléctrica	9
3.1. Conclusiones	11
4. Recursos	13
4.1. Recurso hidráulico	15
4.1.1. Río Pisuerga y confederación Hidrográfica del Duero	15
4.1.2. Historia de la antigua central hidráulica de La Horadada	15
4.1.3. Estado actual	16
4.2. Recurso solar	17
4.2.1. Radiación solar en Palencia	17
4.2.2. Estimación de la radiación solar en la aldea de la Horadada	19
4.3. Recurso eólico	23
4.3.1. Características del viento en la aldea de la Horadada	23
4.4. Normativa eólica en un espacio natural protegido	28
4.5. Recurso de biomasa	29
4.5.1. Recursos forestales y agrícolas en la zona del Cañón de la Horadada	29
4.5.2. Normativa aplicable a la biomasa en un espacio natural protegido	30
4.6. Conexión a la red eléctrica	31
4.6.1. Características y tipos de conexiones	31
4.6.2. Ubicación de la aldea respecto a la red eléctrica	32
4.6.3. Normativa aplicable a la conexión a red eléctrica	33
4.6.4. Procedimiento	34
4.6.5. Estimación de costes	34
4.7. Conclusiones	36

5. Solución hidráulica	37
5.1. Salto de agua y caudal del río a su paso por la aldea de la Horadada.	37
5.1.1. Caudal del río	38
5.1.2. Salto de agua.	40
5.2. Estudio energético	42
5.3. Estimación económica	46
5.4. Conclusiones	47
6. Solución solar	49
6.1. Radiación solar	49
6.2. Pérdidas por sombras	51
6.3. Estudio energético	53
6.4. Baterías	60
6.5. Otras opciones de explotación del recurso solar	61
6.6. Estimación económica	62
6.7. Conclusiones	63
7. Solución eólica	65
7.1. Velocidad del viento	65
7.2. Estudio energético	69
7.3. Baterías	77
7.4. Estudio económico	78
7.5. Conclusiones	79
8. Evaluación de las alternativas y decisión	81
8.1. Características de producción	82
8.2. Capacidad de producción	83
8.3. Cobertura de la demanda	83
8.4. Coste de inversión	84
8.5. Costes de operación y mantenimiento	85
8.6. Ahorro en la factura de la luz	85
8.7. Ayudas a las energías renovables	86
8.8. Venta de excedentes de producción	88
8.9. Combinación de la solución solar y eólica	89
8.10. Coste de producción	93
8.11. Normativa	94
8.12. Impacto medioambiental	96
8.13. Decisión	99

9. Proyección de la solución final	101
9.1. Diseño de la instalación solar	101
9.1.1. Paneles solares	101
9.1.2. Soporte para los paneles solares	105
9.1.3. Inversor	106
9.2. Diseño de la instalación eólica	107
9.2.1. Aerogenerador	107
9.2.2. Torre del aerogenerador	110
9.2.3. Inversor	114
9.3. Diseño de la instalación de almacenamiento	114
9.4. Diseño del cableado	117
9.4.1. Cableado desde la instalación solar al inversor	117
9.4.2. Cableado subterráneo desde la instalación eólica al inversor .	118
9.4.3. Cableado desde la instalación de almacenamiento al inversor	118
9.4.4. Cableado del inversor al cuadro de mando de la vivienda . .	119
9.5. Protecciones	120
9.6. Diseño de la instalación combinada	121
10. Estudio económico	123
10.1. Coste de inversión	123
10.1.1. Coste de inversión en la instalación solar	124
10.1.2. Coste de inversión en la instalación eólica	126
10.1.3. Coste de inversión en la instalación de almacenamiento . . .	130
10.2. Gastos de operación y mantenimiento	131
10.3. Ahorro en la factura	132
10.4. Análisis de viabilidad de la instalación sin ayudas	134
10.5. Ayudas económicas	136
10.6. Análisis de viabilidad de la instalación con ayudas	137
10.7. Conclusiones	138
11. Evaluación de impacto ambiental	139
11.1. Inventario medioambiental	140
11.2. Posibles efectos y valoraciones de impactos	141
11.3. Repercusiones del proyecto en la Red Natura 2000	141
11.4. Medidas preventivas y correctoras	142
11.5. Programa de vigilancia y de seguimiento medioambiental	142
11.6. Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible	143
11.6.1. Objetivo 7. Energía asequible y no contaminante.	143
11.6.2. Objetivo 12. Producción y consumo responsables.	144
11.6.3. Objetivo 13. Acción por el clima.	144
11.7. Conclusiones	145

12. Conclusiones finales y desarrollos futuros	147
12.1. Desarrollos futuros	150
A. Planos	151
B. Documentación técnica	159
C. Cálculos	167
C.1. Pérdida de carga	167
C.2. Pérdidas producidas por sombras	173
C.3. Distancia entre filas de paneles solares	177
C.4. Viga de soporte	179
C.5. Dimensionamiento de la torre	187
C.6. Dimensionamiento de las baterías	200
C.7. Dimensionamiento del cableado	204
C.8. Cálculo de protecciones	215
D. Análisis económico	217
D.1. Estimación económica de la solución hidráulica	217
D.2. Estimación económica de la solución solar	220
D.3. Estimación económica de la solución eólica	221
D.4. Análisis de la viabilidad económica de la instalación final sin ayudas	222
D.5. Análisis de la viabilidad económica de la instalación final con ayudas	233
Bibliografía	239

Índice de figuras

1.	Esquema del trabajo	V
2.	Esquema de la instalación final	VII
3.	Outline of the project	VIII
4.	Final layout of the installation	X
1.1.	Modelo 'Tripple Bottom Line'	4
4.1.	Estado actual de la aldea de La Horadada	13
4.2.	Plano de la aldea de la Horadada	14
4.3.	Mapa de radiación solar del Código Técnico de Edificación	17
4.4.	Mapa de radiación solar de la Asociación de la Industria Fotovoltaica	18
4.5.	Ángulo óptimo para radiación solar	20
4.6.	Estimación de la radiación solar mensual	21
4.7.	Estimación de la radiación solar por horas	22
4.8.	Mapa instalaciones eólicas en España	23
4.9.	Velocidad media del viento en función de la altura	24
4.10.	Detalle velocidad media del viento en función de la altura	25
4.11.	Velocidad media en función de la hora	26
4.12.	Rosa de vientos	27
4.13.	Detalle del mapa del sistema eléctrico ibérico.	32
5.1.	Ubicación de las estaciones de aforo	38
5.2.	Caudal medio estimado durante un año	39
5.3.	Horas turbinables octubre-marzo	43
5.4.	Horas turbinables abril-septiembre	44
5.5.	Esquema de la solución hidráulica	45
6.1.	Estimación de la radiación solar mensual por horas	50
6.2.	Foto de la sombra de la montaña sobre la aldea	51
6.3.	Diagrama de trayectoria del sol	52
6.4.	Perfil de la instalación solar	56
6.5.	Esquema de la instalación solar	56

6.6.	Plano instalación solar	57
6.7.	Plano instalación solar	58
6.8.	Plano instalación solar	59
7.1.	Velocidad media del viento en función de la hora por alturas	66
7.2.	Variación mensual del viento(%)	67
7.3.	Variación mensual del viento(%) en función de la altura	67
7.4.	Potencia del aerogenerador	70
7.5.	Aerogenerador y torre	72
7.6.	Esquema de la instalación eólica	73
7.7.	Plano instalación eólica a 100 metros de altura	74
7.8.	Aerogenerador en la cima de la montaña	75
7.9.	Plano instalación eólica a 30 metros de altura	76
8.1.	Plano combinación instalación solar e instalación eólica	91
8.2.	Esquema combinación instalación solar e instalación eólica	92
9.1.	Disposición final de las celosías en el inmueble	103
9.2.	Esquema conexión paneles solares	104
9.3.	Soporte mediante salvatejas	105
9.4.	Plano del aerogenerador Wind 25.2+	107
9.5.	Curva de potencia del aerogenerador 25.2 +	108
9.6.	Curva de energía del aerogenerador 25.2 +	109
9.7.	Velocidad media-hora a 18 metros	110
9.8.	Variación mensual de la velocidad del viento a 18 metros	111
9.9.	Torre Cuatripata de celosía de 18 metros	113
9.10.	Esquema de la conexión de las baterías	116
9.11.	Cable de conexión de las baterías al inversor	119
9.12.	Esquema final de la instalación	121
9.13.	Esquema final de la instalación	122
10.1.	Viabilidad económica de la instalación sin ayudas	135
10.2.	Viabilidad económica de la instalación	137
A.1.	Catastro de la presa	152
A.2.	Catastro del terreno	153
A.3.	Catastro de la harinera	154
A.4.	Catastro del almacén	155
A.5.	Catastro de la casa señorial	156
A.6.	Plano del panel solar JAM72S20 445-470/MR	157
B.1.	Ficha técnica panel JAM72S20 445-470/MR-1	160

B.2. Ficha técnica panel JAM72S20 445-470/MR-2	161
B.3. Ficha técnica soporte 02V	162
B.4. Ficha técnica inversor AXPERT MKS II 5K	163
B.5. Ficha técnica Aerogenerador 25.2 +	164
B.6. Ficha técnica batería TURBO Pylontech US2000	165
B.7. Ficha técnica batería Growatt ARK LV 10.2kWh	166
C.1. Factor de pérdida de carga en rejillas	168
C.2. Factor de pérdida de carga en la entrada a la tubería	169
C.3. Factor de pérdida de carga en una válvula tipo compuerta	171
C.4. Factor de pérdida de carga en una válvula tipo mariposa	171
C.5. Comparativa obstáculo y diagrama de trayectorias de sol en el terreno	174
C.6. Tablas de referencia	175
C.7. Comparativa obstáculo y diagrama de trayectorias de sol en el tejado de la casa	176
C.8. Distancia entre filas de paneles solares	177
C.9. Altura de un panel solar respecto al suelo	177
C.10. Tipos de celosía	179
C.11. Viga de celosía con carga puntual	180
C.12. Barra con carga puntual en el centro	180
C.13. Límites de esbeltez	182
C.14. Diagrama de fuerzas en la celosía	184
C.15. Perfil del inmueble	184
C.16. Disposición final de las celosías en el inmueble	185
C.17. Perfiles huecos rectangulares	186
C.18. Diagrama de fuerzas sobre la torre	187
C.19. Coeficiente de empuje, C_T , en función de λ	189
C.20. Sección de la torre	192
C.21. Momento de inercia polar en función de la sección transversal . . .	193
C.22. Factor de corrección F_T en función de la temperatura ambiente . . .	205
C.23. Intensidad máxima admisible en amperios para cables con conductores de cobre	205
C.24. Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir	206
C.25. Factor de corrección F_T , para temperatura del terreno distinta de 25°C	207
C.26. Factor de corrección F_T , para térmica del terreno distinta de 1 K.m/W	208
C.27. Factor de corrección F_P , para diferentes profundidades de instalación	208
C.28. Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente).	209

C.29. Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir	210
C.30. Coeficiente de corrección F_T para temperatura ambiente distinta de 40°C	211
C.31. Intensidad máxima admisible, en amperios, en servicio permanente para cables con conductores de cobre en instalación.	212
C.32. Intensidades admisibles (A) al aire 40°C. N ^o de conductores con carga y naturaleza del aislamiento.	214
D.1. Cuadro de amortización del préstamo	223
D.2. Cuentas de balance sin ayudas (años 0 a 10)	224
D.3. Cuentas de balance sin ayudas (años 10 a 25)	225
D.4. Cuadro de amortización del préstamo incluida la comisión a Iberaval	227
D.5. Cuenta de explotación sin ayudas (años 0 a 10)	228
D.6. Cuenta de explotación sin ayudas (años 10 a 25)	229
D.7. Flujos de caja acumulados sin ayudas (años 0 a 10)	232
D.8. Flujos de caja acumulados sin ayudas (años 10 a 25)	232
D.9. Cálculo del VAN y TIR sin ayudas	232
D.10. Cuentas de balance con ayudas (años 0 a 10)	234
D.11. Cuentas de balance con ayudas (años 10 a 25)	235
D.12. Cuenta de explotación con ayudas (años 0 a 10)	236
D.13. Cuenta de explotación con ayudas (años 10 a 25)	237
D.14. Flujos de caja acumulados con ayudas (años 0 a 10)	238
D.15. Flujos de caja acumulados con ayudas (años 10 a 25)	238
D.16. Cálculo del VAN y TIR con ayudas	238

Índice de tablas

3.1. Consumos típicos de los electrodomésticos	11
4.1. Radiación solar media	22
4.2. Recursos de biomasa disponibles	29
4.3. Coste de construcción de líneas eléctricas	35
5.1. Estimación de costes de la solución hidráulica	46
6.1. Datos de la radiación solar mensual por horas	50
6.2. Radiación solar total por mes	53
6.3. Alternativas paneles solares	55
6.4. Estimación de costes de la solución solar	62
7.1. Velocidad media del viento en función de la altura.	65
7.2. Estimación de costes de la solución eólica	78
8.1. Comparativa de las características de producción	82
8.2. Comparativa de la capacidad de producción	83
8.3. Comparativa de la cobertura de la demanda	83
8.4. Comparativa de los costes de inversión	84
8.5. Comparativa de los costes OM	85
8.6. Aproximación de las ganancias	88
8.7. Características de la solución solar+eólica	89
8.8. Coste de producción	93
8.9. Requisitos medioambientales	95
8.10. Límite de niveles sonoros ambientales	97
9.1. Características principales panel JAM72S20 445-470/MR	102
9.2. Características principales soporte 02V de Sunfer	105
9.3. Características principales inversor AXPERT MKS II 5K	106
9.4. Características principales aerogenerador Bornay 25.2 +	108
9.5. Características principales de la torre del aerogenerador	112
9.6. Características principales de la batería Pylontech US2000	115

9.7. Características principales de la batería Growatt ARK LV 10.2kWh	115
10.1. Tabla de precios de los componentes de la instalación solar	124
10.2. Tabla de coste de mano de obra de la instalación de los paneles	125
10.3. Tabla de coste de mano de obra de la instalación del cable	125
10.4. Coste de inversión de la instalación solar	125
10.5. Tabla de precios de los componentes de la instalación eólica	126
10.6. Tabla de coste de mano de obra del desbroce y limpieza del terreno	127
10.7. Tabla de coste de mano de obra de la tala de árboles	127
10.8. Tabla de coste de mano de obra de la cimentación	128
10.9. Tabla de coste de mano de obra de la instalación y montaje de la torre y el aerogenerador	129
10.10. Tabla de coste de mano de obra de la instalación y enterramiento del cable	129
10.11. Coste de inversión de la instalación eólica	130
10.12. Tabla de precios de los componentes de la instalación eólica	130
10.13. Coste de inversión de la instalación eólica	131
10.14. Precios tarifa One Luz	132
10.15. Precio factura de luz anual	133
10.16. Condiciones del préstamo	134
10.17. Tabla de ayudas económicas	136
11.1. Posibles efectos	141
C.1. Cálculo del caudal y pérdidas mediante iteración	172
C.2. Dimensionamiento baterías solares	201
C.3. Dimensionamiento baterías solares	202
D.1. Coste estimado de los componentes no eléctricos	217
D.2. Coste estimado de los componentes eléctricos	218
D.3. Coste estimado de obra civil y mano de obra	219
D.4. Coste estimado de los componentes eléctricos	220
D.5. Coste estimado de obra civil y mano de obra	220
D.6. Coste estimado de los componentes eléctricos	221
D.7. Coste estimado de los componentes no eléctricos	221
D.8. Coste estimado de obra civil y mano de obra	221

Capítulo 1

Introducción

Actualmente el 90% de la población española se concentra en el 30% de la superficie del país, contando casi la mitad de los municipios españoles con una densidad de población menor a 12,5 habitantes/ m^2 . Esta situación es especialmente preocupante en comunidades como Castilla y León donde hay más de 500 pueblos y aldeas con menos de 10 habitantes o completamente abandonados. Es por ello que muchos de estos pueblos y aldeas se encuentran a la venta. Una de estas aldeas en venta es la aldea de la Horadada.

La aldea de la Horadada se encuentra a orillas del río Pisuerga en la reserva natural del Cañón de la Horadada dentro del paraje natural de Las Tuerces en la provincia de Palencia. La aldea se construyó en torno a una fábrica de harina de 1866 que aprovechaba la energía de un salto de agua del río Pisuerga para producir electricidad mediante una central hidroeléctrica, que actualmente sigue conservando la primera turbina y el generador primitivo. Además, la aldea cuenta con varias edificaciones más que sirvieron como viviendas para los trabajadores y para los propietarios de la fábrica.

Este tipo de aldeas y pueblos abandonados o con pocos habitantes suelen presentar carencias o dificultades a la hora de conseguir energía eléctrica, pues el precio de la misma es demasiado elevado para la situación económica que presentan y/o están demasiado alejados de grandes núcleos urbanos lo que dificulta la conexión a la red eléctrica.

Es por esto que este proyecto se centrará en encontrar una solución óptima para proveer de energía eléctrica a la aldea de la Horadada, situada en un entorno rural y alejado de las urbes. Para ello, se estudiarán diferentes alternativas en base a garantizar la satisfacción de la demanda, de manera sostenible y asequible, y se llevará a cabo el cálculo y diseño de la alternativa elegida como mejor opción.

Este trabajo busca dar una solución a este problema con la intención de dar una segunda vida a la aldea de la Horadada. Si bien repoblar la aldea sería complicado, si se podrían plantear otras alternativas para la misma.

Durante los últimos años el turismo rural ha incrementado notablemente, más aún después del inicio de la pandemia. Tanto es así que las casas rurales se han convertido en una de las alternativas más demandadas a la hora de viajar, siendo Castilla y León el destino rural más elegido en España desde hace varios años.

La aldea de la Horadada se encuentra en un entorno natural único, al lado del cañón de la Horadada en pleno paraje natural de Las Tuerces, uno de los destinos naturales más visitados de la provincia de Palencia. Además, la zona recibe especial atención al encontrarse dentro de la ruta del románico palentino, una de las mayores concentraciones de monumentos románicos de la zona.

Es por ello que una de las mejores opciones para que la aldea de la Horadada volviese a tener actividad y generará beneficios consistiría en reformar alguna de las antiguas viviendas para convertirla en una casa rural, que obtendría electricidad de la fuente de generación elegida en este proyecto.

En base a estos objetivos se busca encontrar una solución de generación para satisfacer la demanda eléctrica de la aldea de la Horadada a fin de conseguir que una aldea abandonada pueda tener de nuevo actividad, dentro de los límites legales establecidos en la normativa que se recoge en el capítulo 2.

Para ello, se plantearán varias soluciones de generación buscando garantizaría la cobertura de la demanda estimada en el capítulo 3. Esta demanda se estimará para el caso de emplazar en la aldea una casa rural, ya que esta sería una buena alternativa para recuperar la actividad socioeconómica. Al tratarse de una casa rural en el norte de Palencia, la ocupación durante los meses de frío, invierno y parte de la primavera y el otoño, sería mínima o nula, pues se ha observado que la mayoría de casas rurales de la zona permanecen cerradas durante estos meses.

Para encontrar la solución óptima de producción eléctrica se analizarán, en el capítulo 4, los diferentes recursos que podrían explotarse en la aldea. Dentro de este capítulo, se obtendrá la información necesaria para valorar la producción energética mediante los recursos renovables presentes en la aldea. Además, se analizarán las peculiaridades legales del espacio protegido de las tuercas y del autoconsumo en España. En base a este estudio, se concluirá que opciones son interesantes y cuales pueden ser descartadas. Adicionalmente, se planteará el proceso y el coste derivado de conectar la aldea a la red eléctrica

Se llevará a cabo, durante los capítulo 5, 6 y 7, estudios de cada una de las alternativas propuestas. En estos capítulos se estimará el nivel de producción que generaría cada instalación y el coste de las mismas. Además, se analizarán todos los requisitos legales y medioambientales, garantizando que la soluciones planteadas cumplan en todo momento con las normas establecidas.

Para cada una de estas soluciones planteadas, se realizará un esquema de la instalación, un análisis más a fondo de las características del recursos a explotar y se realizarán todos los cálculos necesarios para acotar los niveles de producción, dichos cálculos se añaden en el Anexo C y engloban: el cálculo de la pérdidas de carga en la tubería necesario para conocer el caudal turbinable en la instalación hidráulica, C.1; las pérdidas por sombras en los paneles solares para conocer las horas de exposición a luz solar de los paneles, C.2; la distancia mínima entre filas de paneles solares para evitar que se produzcan sombras adicionales, ??; el dimensionamiento mecánico y estructural de una viga de celosía para garantizar que el techo de la vivienda pueda soportar el peso de los paneles, C.4; el cálculo de las características mecánicas y parámetros mínimos de resistencia que debería cumplir la torre del aerogenerador, C.5; un programa de optimización para calcular la combinación de baterías que, con capacidad de almacenamiento máxima dentro de los parámetros establecidos tenga un coste mínimo, C.6; el dimensionamiento del cableado de la instalación final a la vivienda, C.7; y, las características de las protecciones eléctricas para garantizar el corte en caso de falta, C.8.

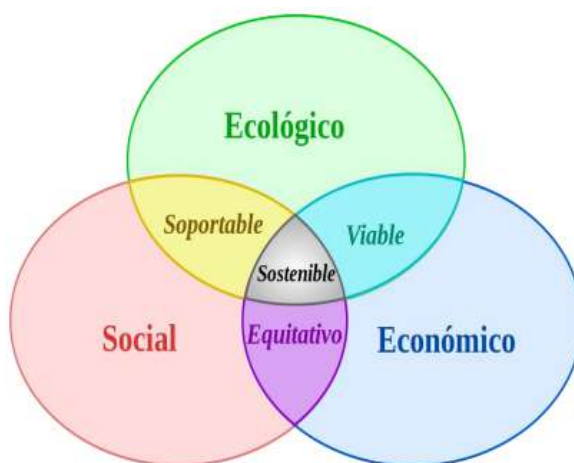
En el capítulo 8 se compararán todas las opciones planteadas en base a sus niveles de producción, coste e impacto ecológico, y se encontrará la solución que mejor se ajuste al objetivo de conseguir un método de generación que garantice el autoabastecimiento de manera asequible y con el mínimo impacto ecológico.

Por otro lado, en el capítulo 9 se seleccionarán y dimensionarán los componentes de cada instalación, buscando garantizar que la instalación sea segura y eficiente.

Para la instalación final se realizará un estudio económico en profundidad en el que tendrán en cuenta, no solo los costes de los componentes de la instalación, sino también los costes de mano de obra, mantenimiento y las posibles subvenciones o financiaciones.

Además, se pretende que el proyecto de electrificar la aldea se englobe dentro de los términos del desarrollo sostenible, que la ONU define como 'satisfacción de las necesidades de las generaciones presentes sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades'¹.

Figura 1.1: Modelo 'Tripple Bottom Line'



Fuente: Universidad Pontificia Comillas. (2022)

De base, el proyecto da solución a un aspecto de problemática social como es el reto demográfico, concretamente, la España vaciada. Además, durante el capítulo 10 se analizará la viabilidad económica de la instalación para comprobar si resultaría rentable desde un punto de vista económico. Por último, en el capítulo 11 se estudiará el impacto medioambiental de la instalación, analizando que el proyecto se alinee con los Objetivos de Desarrollo Sostenible propuestos por la ONU.

En base a lo expuesto en estos capítulos, se pretende diseñar un proyecto no solo resulte soportable, equitativo y viable; sino que además sea sostenible.

¹ORGANIZACIÓN DE LAS NACIONES UNIDAS. (1987)

Capítulo 2

Normativa vigente

Este proyecto está llevado a cabo teniendo en cuenta los criterios y requerimientos establecidos en la normativa y disposiciones legales enumeradas a continuación.

2.1. Legislación eléctrica

- Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables.
- Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de ordenación del Sistema Eléctrico Nacional.
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- Decreto 127/2003, de 30 de octubre, por el que se regulan los procedimientos de autorizaciones administrativas de instalaciones de energía eléctrica en Castilla y León.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

- Ley 5/2009, de 4 de junio, del Ruido de Castilla y León
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Decreto legislativo 1/2015, de 12 de noviembre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Prevención Ambiental de Castilla y León.
- DECRETO 7/2018, de 28 de marzo, por el que se aprueba el Plan de Ordenación de los Recursos Naturales de los Espacios Naturales «Covalagua y Las Tuerces» (Palencia y Burgos)
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

- Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.
- Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas.
- Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica.
- Real Decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito energético para el fomento de la movilidad eléctrica, el autoconsumo y el despliegue de energías renovables.
- Real Decreto 477/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba la concesión directa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla de ayudas para la ejecución de diversos programas de incentivos ligados al autoconsumo y al almacenamiento, con fuentes de energía renovable, así como a la implantación de sistemas térmicos renovables en el sector residencial, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.
- Real Decreto 1124/2021, de 21 de diciembre, por el que se aprueba la concesión directa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla de ayudas para la ejecución de los programas de incentivos para la implantación de instalaciones de energías renovables térmicas en diferentes sectores de la economía, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.
- Real Decreto 377/2022, de 17 de mayo, por el que se amplía la tipología de beneficiarios del Real Decreto 477/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba la concesión directa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla de ayudas para la ejecución de diversos programas de incentivos ligados al autoconsumo y al almacenamiento, con fuentes de energía renovable, así como a la implantación de sistemas térmicos renovables en el sector residencial, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, y del Real Decreto 1124/2021, de 21 de diciembre, por el que se aprueba la concesión directa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla de ayudas para la ejecución de los programas de incentivos para la implantación de instalaciones de energías renovables térmicas en diferentes

sectores de la economía, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

- Real Decreto-ley 11/2022, de 25 de junio, por el que se adoptan y se prorrogan determinadas medidas para responder a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania, para hacer frente a situaciones de vulnerabilidad social y económica, y para la recuperación económica y social de la isla de La Palma.
- Normas de la Compañía Eléctrica Viesgo.

2.2. **Legislación medioambiental**

- Directiva 92/43/CEE del Consejo, de 21 de mayo de 1992, relativa a la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres.
- Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad.
- Directiva 2009/147/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de noviembre de 2009, relativa a la conservación de las aves silvestres.
- Orden MAM/1525/2010, de 2 de noviembre, por la que se acuerda la iniciación del Plan de Ordenación de los Recursos Naturales de Covalagua y Las Tuerces, en la provincia de Palencia. (BOCyL de 15-11-2010)
- Orden FYM/250/2012, de 9 de abril, por la que se modifica la Orden MAM/1525/2010, de 2 de noviembre, por la que se acuerda la iniciación del Plan de Ordenación de los Recursos Naturales de Covalagua y Las Tuerces en la provincia de Palencia. (BOCyL 25-04-2012)
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- DECRETO LEGISLATIVO 1/2015, de 12 de noviembre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Prevención Ambiental de Castilla y León.
- Resolución de 30 de diciembre de 2020, de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental, por la que se formula la declaración ambiental estratégica del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030.
- Real Decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito energético para el fomento de la movilidad eléctrica, el autoconsumo y el despliegue de energías renovables.

También se tendrá en cuenta la normativa de Seguridad y Salud en el trabajo y la correspondiente a la construcción de Obra Civil y Estructuras.

Capítulo 3

Estimación de la demanda eléctrica

Uno de los principales factores a tener en cuenta para seleccionar el tipo de instalación óptimo para producir energía en la aldea de la Horadada es conocer cuanta energía se consumiría en la aldea; es decir, la demanda que habría que cubrir. Por tanto, en este capítulo se realizará una estimación del consumo eléctrico anual de la aldea de la Horadada.

Para poder conocer estos valores de consumo es necesario saber qué generaría este consumo de demanda en la aldea; es decir, la demanda eléctrica variará en función del uso y actividades que se desarrollen en la aldea.

En este proyecto, se estimará la demanda eléctrica considerando que en la aldea se construyese una casa rural; ya que, como se ha expuesto anteriormente, el turismo rural está en auge, Castilla y León es el principal destino rural en España y la aldea de la Horadada se encuentra en uno de los parajes naturales más reconocidos de la provincia de Palencia. Por tanto, abrir una casa rural en la aldea se ha considerado como una de las mejores opciones para darle una nueva vida a la misma y sacar rédito económico.

Se ha considerado que la ubicación ideal para esta casa rural sería la antigua casa señorial, cuyos datos catastrales se adjuntan en el anexo A, pues es el inmueble que se encuentra en mejor estado actualmente.

El edificio en el que se ubicaría la casa rural cuenta con dos plantas y una superficie total de $848m^2$, de los cuales $502m^2$ estaban planteados para ser usados como vivienda, mientras que los $346m^2$ se utilizaban como almacén, pero podrían ser integrados en la nueva casa rural.

Con el objetivo de realizar la estimación de la demanda y obtener unos resultados más fiables, se han planteado una serie de características que podría tener la casa rural.

Al comparar casas rurales de características similares se ha estimado que se podría disponer de unas cuatro habitaciones destinadas al turismo, a las que habría que añadir una quinta habitación del propietario de la casa rural. Suponiendo que las habitaciones fuesen para parejas implicaría que la casa rural tendría capacidad para 8 huéspedes, 10 personas en total.

Además, se ha visto que la actividad principal de estas viviendas se da durante los meses de verano, siendo especialmente baja o casi nula la actividad que se puede esperar en una casa rural en la naturaleza en el norte de Palencia durante los meses fríos. Por otra parte, las casas rurales que se ubican en parajes naturales suelen servir como sitios de hospedaje más que de recreo; es decir, el atractivo es visitar la zona durante el día y quedarse en la casa rural durante la noche más que pasar el día entero en la casa. Estas situaciones se han tenido en cuenta también a la hora de estimar la demanda.

Por otra parte, se han observado los consumos típicos de los electrodomésticos de los que se dispondría en la instalación, destacando entre estos el frigorífico, el congelador, la lavadora y la televisión. Además, también se han tenido en cuenta para realizar la estimación los consumos derivados de iluminación o de la cocina eléctrica, entre otros elementos.

En base a estos factores, se ha realizado un análisis del consumo eléctrico de inmuebles de características similares; además, se han contrastado estos datos con los calculados en la página web de Selectra, que permite calcular el consumo anual estimado de electricidad en función de ciertos factores mencionados anteriormente, como son la superficie de la instalación, el número de ocupantes y los diferentes electrodomésticos.

Finalmente, los resultados obtenidos apuntan a que la demanda anual variaría entre los 4500kWh y los 5500kWh.

$$D_{anual} = 4500 - 5500kWh \quad (3.1)$$

Aún teniendo en cuenta que la demanda decrecería notablemente en invierno y que no se esperan grandes consumos a entre las 10 horas y las 20 horas, este consumo es superior al consumo típico anual en el sector residencial en España, lo cual tiene sentido ya que la casa rural contaría con más habitantes y tamaño que una vivienda media española. Lo que obviamente implica que habrá ciertas partes del consumo eléctrico que se verán afectadas.

A continuación, se muestra una tabla con los consumos típicos de la iluminación y principales electrodomésticos en el sector residencial español.

Tabla 3.1: Consumos típicos de los electrodomésticos

Tipo de consumo	Consumo medio anual (kWh)
Iluminación	410
Frigorífico	655
Congelador	560
Televisión	265
Lavadora	255
Lavavajillas	245

Fuente: Selectra. (2015)

Ciertos consumo medios mostrados el tabla 3.1 son extrapolables al caso que acontece, como es la televisión o la lavadora. Otros, como el lavavajillas o la iluminación incrementarán notablemente su consumo, al aumentar el número de residentes y tamaño de la casa.

3.1. Conclusiones

El Instituto para la Diversificación y el Ahorro Energético sitúa el consumo medio de un hogar en 3487kWh². Si bien este dato no es aplicable a la aldea, ayuda a obtener una referencia.

Cabe destacar, que este estudio trata sobre el consumo del sector residencial, mientras que el consumo de aldea se destinaría a una casa rural, actividad recogida en el Grupo I, 'Hostelería', de la Clasificación Nacional de Actividades Económicas bajo el código 5520⁹, 'Alojamientos turísticos y otros alojamientos de corta estancia'. Por tanto, se englobaría dentro del tercer sector o sector servicios.

²INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y EL AHORRO ENERGÉTICO. (2012)

Aún así, al tratarse de una casa rural, el modelo de demanda será similar al del sector residencial; pero, como se puede observar por los datos, con mayor potencia demandada. Esto se debe a que aunque los electrodomésticos y otras grandes fuentes de demanda sean comunes a ambos inmuebles, la casa rural, al albergar a más personas y ser de mayor tamaño que una vivienda media, tendrá mayores gastos en iluminación y en ciertos electrodomésticos, como se ha explicado.

Capítulo 4

Recursos

En este capítulo se analizarán los recursos de los que se dispone actualmente en la aldea de la Horadada y de cómo podrían ser explotados para producir energía. También se analizará el contexto histórico de la aldea en temas de electrificación y explotación de recursos para entender mejor el potencial de los mismos.

Figura 4.1: Estado actual de la aldea de La Horadada

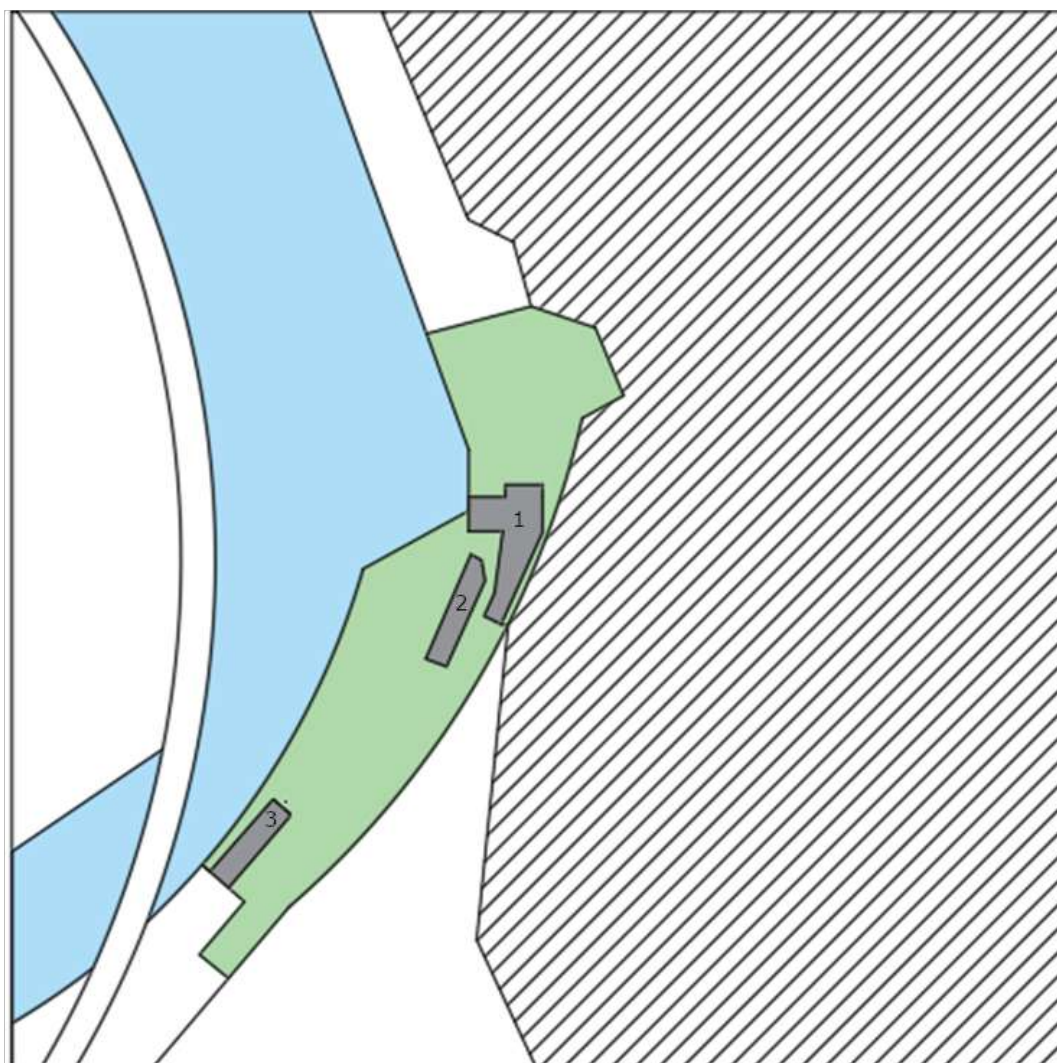


Fuente: Elaboración propia. (2021)

CAPÍTULO 4. RECURSOS

Para conocer mejor las características de la aldea se ha realizado un plano de la aldea. En este se ha representado: en rayado, la montaña del cañón; en azul, el río Pisuerga; en verde, el terreno del que dispone la aldea; y, en gris, los bienes inmuebles numerados del 1 al 3, siendo el 1 la harinera que albergaba la antigua central hidroeléctrica, el 2 un edificio de almacenamiento, y el 3 la casa señorial.

Figura 4.2: Plano de la aldea de la Horadada



Fuente: Imagen de elaboración propia basada en datos del Ministerio de Hacienda y Función Pública. (2022)

En el anexo A se añaden los datos catastrales oficiales proporcionados por el Ministerio de Hacienda y Función Pública, en ellos se pueden observar los planos en detalle y los valores de las superficies de cada bien.

4.1. Recurso hidráulico

En primer lugar, se comentarán las características mas relevantes del azud que se encuentra en la Aldea de la Horadada y del río Pisuerga a su paso por la misma.

4.1.1. Río Pisuerga y confederación Hidrográfica del Duero

Como se ha mencionado con anterioridad el río que pasa por la aldea de la Horadada y del que se pretende explotar el salto de agua es el río Pisuerga. Este río nace en el municipio de La Pernía, al norte de Palencia y desemboca en el río Duero cerca de Geria, atravesando en este recorrido la aldea de la Horadada tras pasar por la presa de la cercana localidad de Aguilar de Campoo.

El río Pisuerga es el principal afluente del río Duero y por tanto forma parte de la Confederación Hidrográfica del Duero que fue creada el 22 de junio de 1927 para gestionar las aguas tanto del río Duero, como de sus afluentes, y llevar a cabo informes e investigaciones sobre las características de los mismos. Estos informes servirán como fuente de información para obtener los datos necesarios en este apartado.

4.1.2. Historia de la antigua central hidráulica de La Horadada

La aldea de La Horadada se construyó para albergar a los trabajadores y propietarios de la fábrica de harinas del mismo nombre. Durante varias décadas esta fábrica proporcionó harina a la localidad vecina de Aguilar de Campoo, la cual destaca por su producción de galletas, con varias empresas de la industria galletera habiendo sido fundadas en dicha localidad, como es el caso de Gullón o Fontaneda.

Debido a la demanda eléctrica generada tanto por las viviendas de la aldea como por la propia fábrica, se decidió explotar el recurso hidráulico al que se hace referencia a lo largo de este apartado.

Se tiene constancia³ de que la harinera La Horadada ya se utilizaba para la generación de energía eléctrica a finales del siglo XIX, después de que Valentín Calderón García de los Ríos la comprase en 1872. En esos momentos, servía como fuente de energía tanto para la fabrica de harinas, como para las diferentes edificaciones que se encontraban en la aldea.

³DE LA CRUZ, F.J.. (2013)

Transcurridos varios años, en 1926, la localidad de Mave solicita autorización al Gobierno Civil de Palencia⁴ para establecer una línea de transporte de energía eléctrica a baja tensión desde la central de La Horadada para suministrar electricidad al pueblo. Solicitud que fue aprobada⁵ el 10 de Junio del mismo año.

Para el 26 de de Agosto de 1929 la central de La Horadada se encargaba de suministrar energía eléctrica, además de a la ya citada localidad de Mave, a los lugares de Valdegama, Pozancos y Villacibio en Palencia, y a los lugares de La Rebolleda y Castrecías en Burgos⁶.

Durante años la central explotó el salto de agua y fue la principal fuente de generación de energía eléctrica para hacer frente a la demanda de estos pueblos, hasta que fue cayendo en desuso después de que la central de harinas cesase su producción.

4.1.3. Estado actual

A día de hoy, la aldea está abandonada y la central en desuso, lo cual conlleva un deterioro en las infraestructuras y maquinaria, lo cual se tendrá en cuenta de cara a proyectar la solución de generación eléctrica. Por otro lado, el salto de agua cuenta con la concesión⁷ de la Confederación Hidrográfica del Duero (CHD) para producir hasta 1050kW. Además, en el mismo informe realizado por la CHD se incluía un anexo con información de los diferentes azudes y presas que se encuentran en la cuenca del Duero. En dicho anexo figura la siguiente información sobre el salto de agua:

- **Caudal máximo:** $35m^3/s$.
- **Modo de operación:** fluyente.
- **Estado:** explotación.
- **Altura desde el cauce:** 4,5m.

En base a estos datos se calculará en los próximos apartados cuanta potencia podría obtenerse explotando el recurso hidráulico.

⁴BOLETÍN OFICIAL DE LA DIPUTACIÓN DE PALENCIA. (20/01/1926)

⁵BOLETÍN OFICIAL DE LA DIPUTACIÓN DE PALENCIA. (23/7/1926)

⁶BOLETÍN OFICIAL DE LA DIPUTACIÓN DE PALENCIA. (4/11/1928)

⁷CONFEDERACIÓN HIDROGRÁFICA DEL DUERO. (2016)

Del primer mapa, figura 4.3, se extrae el valor de radiación solar media diaria; y del segundo, figura 4.8, se extraen los valores de radiación solar total anual y las horas anuales de sol efectivo.

Si bien estos valores son útiles para una primera toma de contacto con los datos de radiación solar en la provincia de Palencia, no son definitivos ni completamente adecuados para la aldea de la Horadada ya que se trata de una media de los valores de toda la Provincia.

4.2.2. Estimación de la radiación solar en la aldea de la Horadada

Para estimar la radiación solar que recibe la zona de la aldea de la Horadada en concreto, se ha utilizado el programa PVGIS⁸.

PVGIS es una herramienta creada por la Comisión Europea que permite obtener información sobre la actuación histórica de la radiación solar en cualquier punto del continente, permitiendo además visualizar estos datos en función del ángulo de inclinación del panel solar con respecto al terreno.

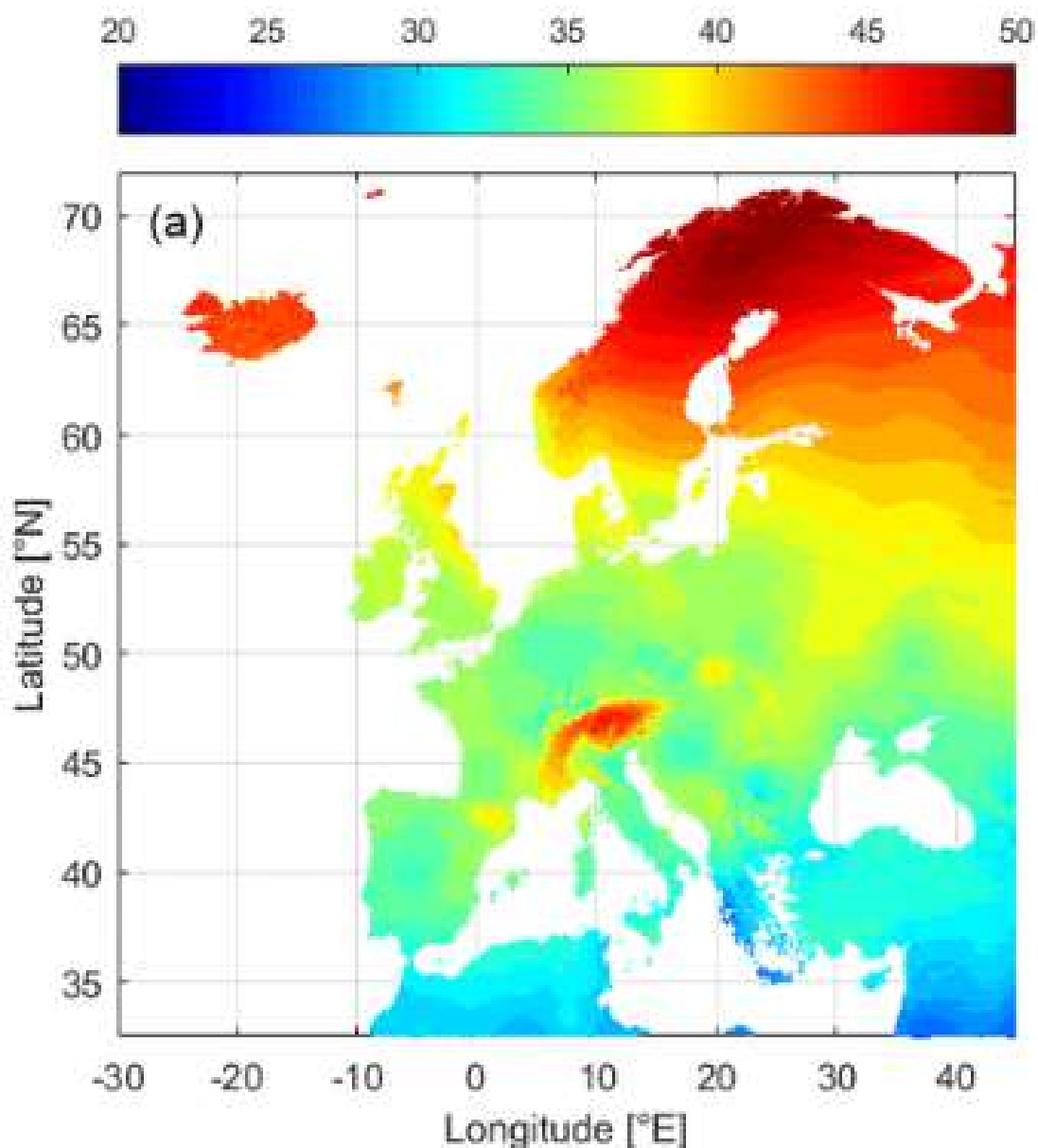
En el estudio del recurso solar de la zona se han recogido los datos de irradiación solar en la zona de la aldea de la Horadada desde 2005 hasta 2020 para conseguir una representación fidedigna de la exposición a luz solar de la aldea.

Además, para este proyecto se han analizado los datos a ángulo 90° (normal) y 0° (horizontal); además, la aplicación también permite obtener los resultados con el ángulo óptimo, que ha resultado ser de 35° .

⁸PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM

La estimación de dicho ángulo óptimo, para el cual se recibiría una mayor radiación solar anual de media, se basa en un mapa que presenta los valores de inclinación óptimos, en función de las coordenadas de latitud y longitud de la ubicación seleccionadas.

Figura 4.5: Ángulo óptimo para radiación solar

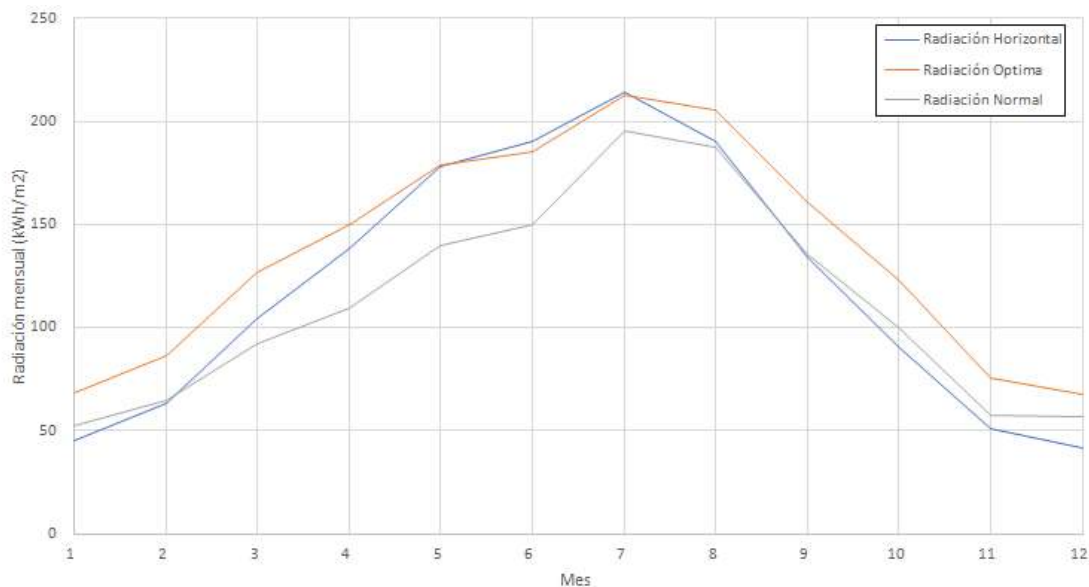


Fuente: PVGIS. (2018)

Con la intención de obtener mayor información de cara a los futuros cálculos que se realizarán en los próximos apartados, se han agrupado los datos de radiación solar obtenidos de dos formas diferentes.

La primera consiste en un estudio de la radiación solar mensual media, mostrándose los valores medios de radiación solar que se ha recibido cada uno de los meses durante los 15 años estudiados. Con estos datos se pretende comparar y analizar en qué épocas del año la aldea está más o menos expuesta a la radiación solar. Los resultados muestran que el mes con mayor luminosidad es Julio, con una radiación solar media de $\approx 210 \text{ kWh/m}^2$; mientras que, el mes en el que menos luz solar llega a la aldea sería diciembre con $\approx 65 \text{ kWh/m}^2$.

Figura 4.6: Estimación de la radiación solar mensual



Fuente: Imagen de elaboración propia basada en datos de PVGIS. (2022)

Como se puede observar en la figura 4.6, si se comparasen únicamente los resultados para una inclinación de 0° y para inclinación de 90° , no se podría garantizar obtener una radiación máxima a lo largo del año. Esto se debe a que, dada la inclinación de la tierra y el movimiento de traslación, el ángulo con el que incide la luz solar no es constante a lo largo del año. Por este motivo, es especialmente útil conocer el ángulo de inclinación óptimo y la radiación para dicha inclinación, que, como se puede observar, es máxima durante prácticamente todo el año.

A continuación, se adjunta una tabla que recoge los valores medios, mensual y diario, que se han obtenido para inclinación horizontal, óptima y normal.

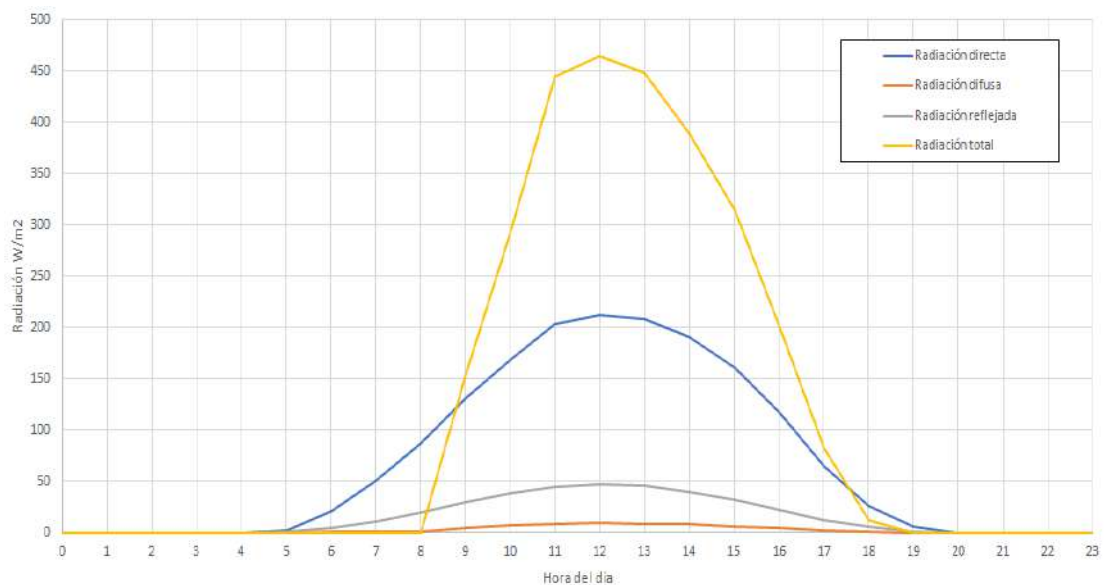
Tabla 4.1: Radiación solar media

Radiación Media (kWh/m^2)	Horizontal	Óptima	Normal
Mensual	103,35	136,67	101,25
Diaria	3,45	4,56	3,37

Fuente: Elaboración propia basada en datos de PVGIS. (2022)

Por otro lado, se ha analizado la radiación solar media por horas, agrupando los resultados obtenidos, dentro del intervalo de tiempo estudiado, por franjas horarias, sin tener en cuenta el mes. Con este estudio se pretende observar las horas de actividad que tendrían los paneles solares a instalar. Los resultados denotan que el pico de radiación solar se alcanza a mediodía, siendo la radiación solar media a las 12:00 de $\approx 450W/m^2$. Además, en base a los datos obtenidos se podría afirmar que la aldea no recibe luz solar desde las 20:00h hasta las 4:00h.

Figura 4.7: Estimación de la radiación solar por horas



Fuente: Imagen de elaboración propia basada en datos de PVGIS. (2022)

Cabe destacar que, aunque durante los meses de verano y algunos de primavera y otoño anochezca pasadas las 21h, se ha estimado que a partir de las 20h la aldea no recibe radiación solar. Esto se debe a que aunque siga habiendo sol, la radiación a partir de las 20h es o muy débil o nula en los meses que anochece antes de las 20h.

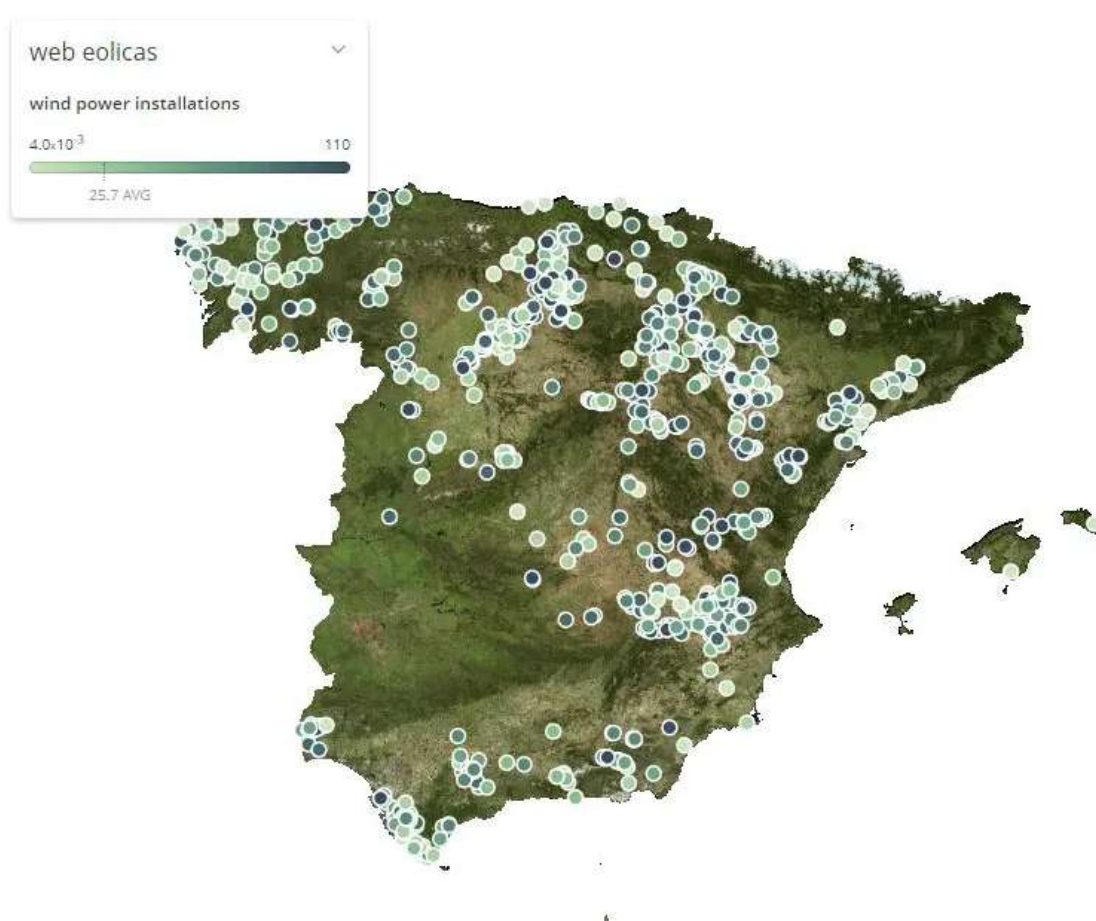
4.3. Recurso eólico

Otra alternativa que podría resultar interesante sería la de instalar un aerogenerador que aprovechara el viento de la zona.

4.3.1. Características del viento en la aldea de la Horadada

Como se puede observar en el siguiente mapa, disponible en la página de Red Eléctrica Española, el norte de Palencia cuenta con numerosas instalaciones eólicas, siendo Palencia una de las 10 provincias españolas con mayor generación eólica en los últimos años⁹.

Figura 4.8: Mapa instalaciones eólicas en España



Fuente: Energiagris. (2019)

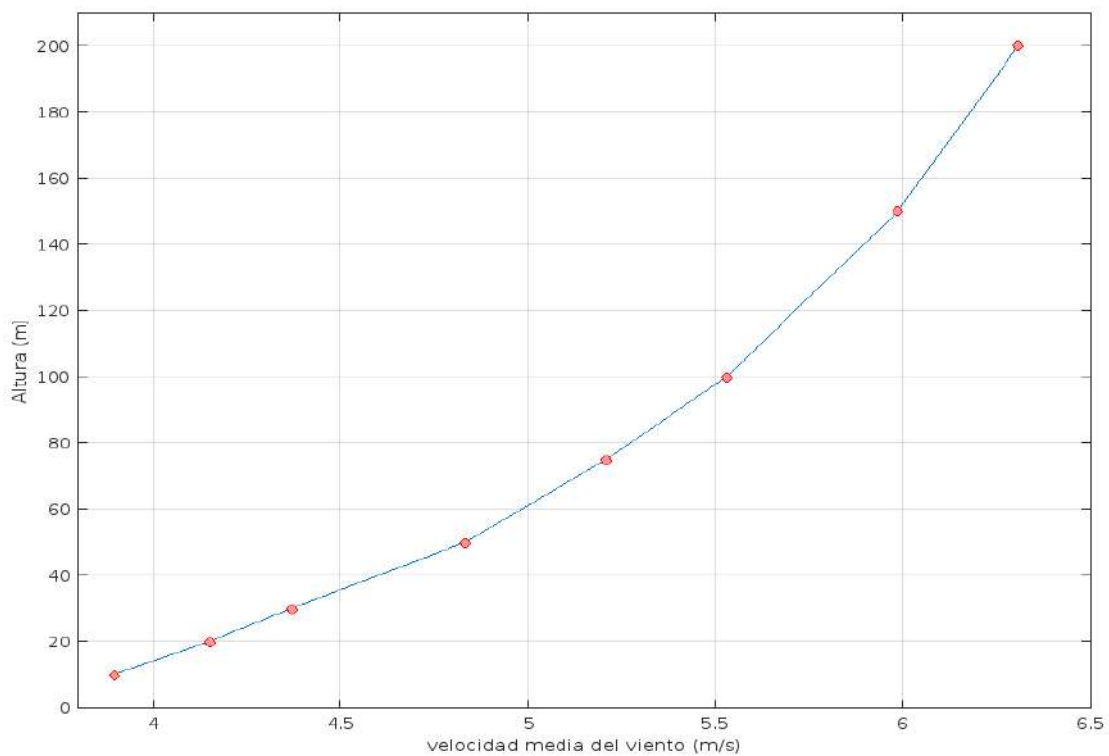
⁹ASOCIACIÓN EMPRESARIAL EÓLICA. (2021)

La aldea de la Horadada se encuentra en el norte de Palencia y aislada en la naturaleza, lo que puede implicar un alto potencial para explotar el recurso eólico.

Para obtener una estimación de la velocidad del viento en la zona de la aldea del proyecto se ha empleado la página web que ofrece el Centro Nacional de Energías Renovables (CENER)¹⁰ que permite consultar datos del recurso eólico en la península ibérica desde 1989.

Para empezar, se ha obtenido con los datos disponibles una estimación de la velocidad media del viento en función de la altura con respecto al suelo, desde 10 metros hasta 200 metros. Para este caso en concreto, la localización óptima del aerogenerador sería en lo alto de la montaña del Cañón de la Horadada, cuya altura llega hasta ≈ 90 metros. Por tanto, uno de los valores más relevantes de la velocidad del viento será el valor a 100 metro de altura, estimado en $5,5m/s$.

Figura 4.9: Velocidad media del viento en función de la altura

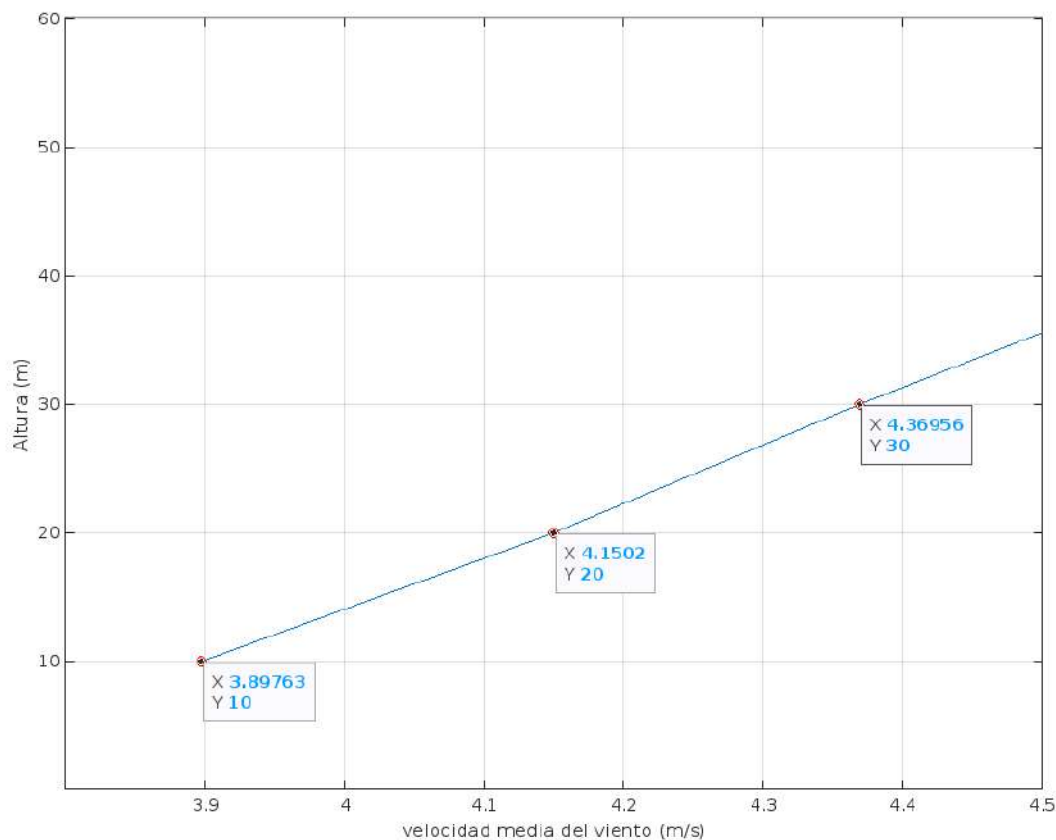


Fuente: Imagen de elaboración propia basada en datos del CENER. (2022)

¹⁰CENTRO NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES

También serán relevantes las velocidades en alturas más próximas al terreno de aldea, lugar donde también se planteará instalar el aerogenerador. Como se puede observar en la gráfica anterior, las velocidades medias para alturas inferiores a 30 metros no superan los $4,5\text{m/s}$. Concretamente, a 10 metros del suelo la velocidad media estimada es de $3,9\text{m/s}$; a 20 metros de altura, se estima una velocidad media de $4,15\text{m/s}$; y a 30 metros, la velocidad media asciende a $4,37\text{m/s}$. Estos valores se pueden apreciar en detalle en la gráfica que se adjunta a continuación.

Figura 4.10: Detalle velocidad media del viento en función de la altura

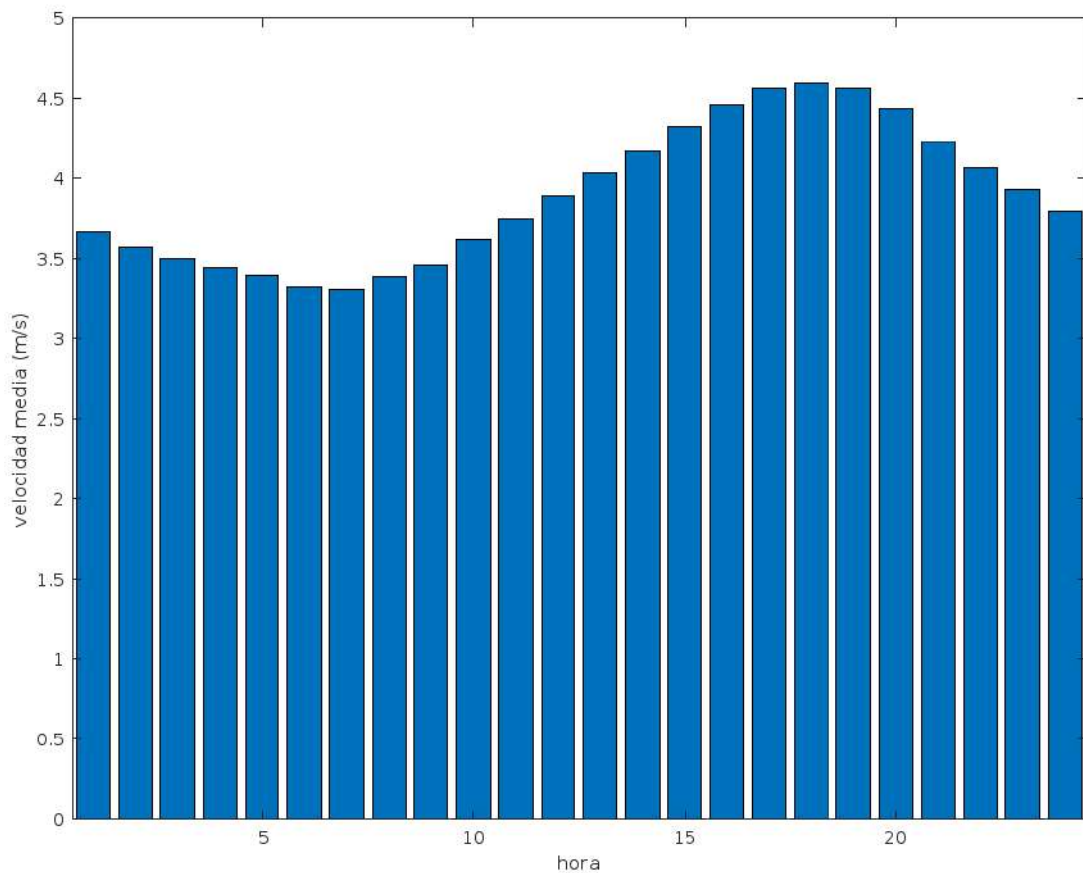


Fuente: Imagen de elaboración propia basada en datos del CENER. (2022)

Observando las gráficas 4.9 y 4.10 se puede apreciar que para alturas pequeñas, las velocidades crecen más rápidamente. Esto implica que en caso de instalar el aerogenerador en la aldea, la altura a la que se colocase el mismo sería de especial relevancia, ya que pequeñas variaciones en altura tienen un impacto notable en la velocidad media.

Además, cabe destacar que la velocidad media no se mantiene constante a lo largo del día, notándose una tendencia a decrecer durante las horas del amanecer y alcanzando valores máximos a media tarde, como se puede observar en el siguiente gráfico.

Figura 4.11: Velocidad media en función de la hora

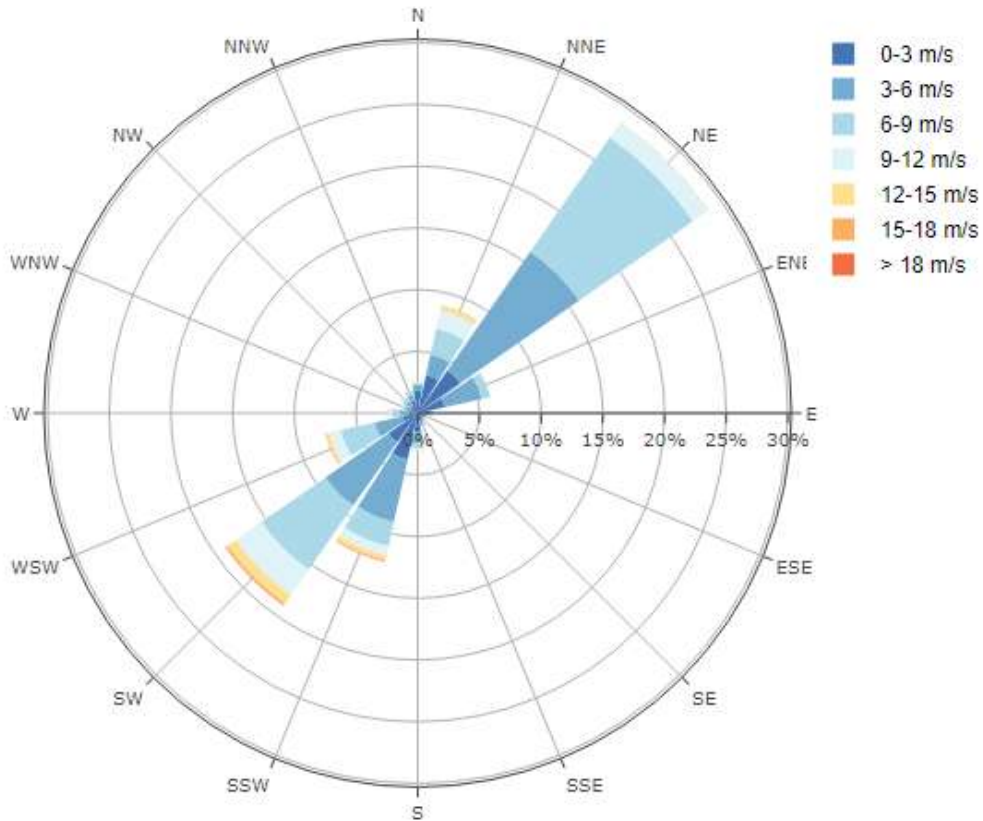


Fuente: Imagen de elaboración propia basada en datos del CENER. (2022)

Cabe destacar que los valores de velocidad media que se muestran en figura 4.11 son los estimados a 10 metros de altura con respecto al suelo. Se puede observar que estos valores varían entre $\approx 3,25m/s$ y $\approx 4,5m/s$.

Por último, se adjunta una rosa de vientos que indica el rumbo que tiende a tener el viento en la zona; es decir, la dirección más favorable y en la que se debería orientar el aerogenerador. En este caso, el noreste, como se puede apreciar en la figura.

Figura 4.12: Rosa de vientos



Fuente: Centro Nacional de Energías Renovables. (2022)

4.4. Normativa eólica en un espacio natural protegido

La Ley 42/2007¹¹ sirvió para incorporar al ordenamiento jurídico español la Directiva 92/43/CEE del Consejo¹² y la Directiva 2009/147/CE del Parlamento Europeo y del Consejo¹³. Esta ley recoge las disposiciones legales que regulan el establecimiento y la gestión de la Red Natura 2000 en España.

La Red Natura 2000 es una red ecológica europea ideada para la conservación de la biodiversidad, cuya finalidad es garantizar la supervivencia a largo plazo de las especies y los tipos de habitats en Europa. La Red Natura 2000 regula Zonas Especiales de Conservación (ZEC), Zonas de Especial Protección para las AVES (ZEPA) y Lugares de Interés Comunitario (LIC). El espacio natural protegido de las Tuerces, donde se encuentra el cañón de la Horadada está recogido en la Red Natura 2000 como Lugar de Interés Comunitario.

Relativo a la explotación energética de un espacio considerado como ZEC, ZECA o LIC, la ya citada Ley 42/2007 establece que ha de ser la administración competente quien dicte si una instalación destinada a explotar los recursos naturales de un espacio protegido entra dentro de los parámetros de utilización racional del recurso. Sin embargo, para el caso que acontece, la Ley 21/2013¹⁴ establece como parques eólicos exentos de ser sometidos a evaluación de impacto ambiental a 'aquellos destinados al autoconsumo que no excedan de 100 KW de potencia total'.

Por otra parte, el Decreto 7/2018¹⁵, en su artículo 86, sobre la instalación de infraestructuras de generación de energía en el Espacio Natural de Las Tuerces, prohíbe 'la instalación de parques eólicos, salvo aerogeneradores aislados sin conexión a red.'

En conclusión, en este proyecto se podrá considerar la opción de realizar una instalación eólica siempre y cuando se cumpla que no genere más de 100kW y se destine al autoconsumo sin conexión a red eléctrica

¹¹JEFATURA DEL ESTADO. (2007)

¹²COMUNIDADES EUROPEAS. (1992)

¹³UNIÓN EUROPEA. (2009)

¹⁴JEFATURA DEL ESTADO. (2013)

¹⁵CONSEJERÍA DE FOMENTO Y MEDIO AMBIENTE. JUNTA DE CASTILLA Y LEÓN. (2018)

4.5. Recurso de biomasa

Otra opción menos común pero que también podría resultar rentable de cara a encontrar una solución de autoconsumo eléctrico consistiría en aprovechar los recursos forestales y agrícolas que se podrían utilizar como recursos de biomasa para producir energía.

4.5.1. Recursos forestales y agrícolas en la zona del Cañón de la Horadada

Para conocer los recursos de biomasa de la zona se ha utilizado la aplicación Bioraise¹⁶. La aplicación Bioraise fue desarrollada por Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT) y permite conocer los recursos de biomasa disponibles en una zona hasta un radio de 100km.

Para este proyecto se ha decidido explorar los recursos disponibles en un radio de 2km respecto a la ubicación de la aldea para conocer de cuantos recursos forestales y agrícolas se podría disponer en la zona del cañón de la Horadada y poblaciones cercanas. Tratando así de explotar recursos próximos a la aldea para reducir los costes y la contaminación derivados del transporte de estos recursos.

En la siguiente tabla se recogen los resultados obtenidos clasificados en recursos forestales y en recursos agrícolas. Cabe destacar que dentro la zona establecida, para un radio de 2km; es decir, aproximadamente 1250ha, se ha estimado que aproximadamente hay 115ha que producen biomasa agrícola ($\approx 9\%$ del terreno) y hay algo más de 40ha de las que se podría obtener biomasa forestal ($\approx 3\%$ del terreno). Además, se conoce que la biomasa agrícola que se produce es de carácter mixto; es decir, proviene de cultivos herbáceos y leñosos mezclados; mientras que, la biomasa forestal por su parte, proviene en gran de parte de coníferas.

Tabla 4.2: Recursos de biomasa disponibles

Biomasa	Recursos disponibles (t.m.s./año)
Agrícola	147
Forestal	6,78

Fuente: Bioraise. (2022)

¹⁶BIORAISE

Los valores de los recursos disponibles se han obtenido en tonelada de materia seca (t.m.s.) por año.

Una vez conocidas estas estimaciones, es necesario conocer las potencias caloríficas de los recursos disponibles. Para ello se han comparado diversos estudios¹⁷¹⁸¹⁹ en base a los cuales se ha concluido que el poder calorífico del recurso agrícola mixto es aproximadamente $15MJ/kg_{seco}$ y el de las coníferas ronda los $17MJ/kg_{seco}$

4.5.2. Normativa aplicable a la biomasa en un espacio natural protegido

Al igual que sucede con el recurso eólico, a la hora de plantear la generación eléctrica mediante biomasa hay que tener en cuenta la normativa pertinente.

En el caso de la generación mediante biomasa, ha de tenerse en cuenta que se trata de un método de generación eléctrica que requiere un proceso de combustión; y, por tanto, emite gases de efecto invernadero a la atmósfera.

La legislación que aplica para este caso es la Ley 1/2005²⁰ y la Ley 9/2018²¹. En ellas se estipula que, al tratarse de una zona protegida, toda emisión de gases perjudiciales para el medioambiente ha de ser autorizada. Además, el Decreto 7/2018 prohíbe la emisión de gases de efecto invernadero en la zona de las Tuerces.

¹⁷ORTÍZ TORRES, L. (2011)

¹⁸BURES PROFESIONALS. (2008)

¹⁹INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA. (2008)

²⁰JEFATURA DEL ESTADO. (2005)

²¹JEFATURA DEL ESTADO. (2018)

4.6. Conexión a la red eléctrica

Al ubicarse en un entorno natural y alejado de las urbes, la aldea de la Horadada no está conectada actualmente a la red eléctrica. Es por ello que en este apartado se evaluará el proceso que habría que seguir para conectar la aldea a la red eléctrica.

4.6.1. Características y tipos de conexiones

Antes de profundizar en el método y el procedimiento para llevar a cabo la conexión a la red eléctrica, se caracterizará el tipo de conexión que se pretende llevar a cabo con el objetivo de conocer los requerimientos y particularidades asociadas a cada modalidad.

Lo primero que ha de tenerse en cuenta es que, lo que se pretende conectar a la red eléctrica es una instalación de autoconsumo. Se entiende como autoconsumo toda generación eléctrica, procedente de instalaciones próximas a los puntos de demanda, que se produce con el objetivo de ser consumida por los mismos que se encargan de su generación. Dentro del autoconsumo se encuentran dos modalidades:

- **Autoconsumo sin excedentes.** En esta modalidad no se permite la inyección de energía a la red eléctrica. Por otra parte, no hay que solicitar el acceso y conexión a la red; aún así, han de estar debidamente inscritos en la institución correspondiente.
- **Autoconsumo con excedentes.** Las instalaciones de autoconsumo de este tipo pueden inyectar la energía excedente en la red eléctrica. En este caso sería necesario solicitar acceso y conexión a la red si la producción supera los 15kW o si se encuentra en suelo no urbanizado.

Además, el autoconsumo con excedentes se divide a su vez en función de si puede acogerse a compensación o no. Pudiendo acogerse a compensación únicamente en caso de cumplir con todas las condiciones citadas a continuación:

- La fuente de energía primaria ha de ser de origen renovable.
- La potencia total total de la instalación no puede superar los 100kW.
- Se disponga de un contrato de suministro único para el consumo y los servicios auxiliares de producción.
- El consumidor y el productor asociado han de suscribir un contrato de compensación de excedentes.
- La instalación no disponga de un régimen atributivo adicional o específico.

Los nudos o nodos de red eléctrica son los puntos a través de los cuales se puede realizar una conexión a la red eléctrica, siempre y cuando tengan capacidad de acceso disponible. Según los datos proporcionados por Red Eléctrica de España²², en la Provincia de Palencia, hay tres nudos con capacidad de acceso. El primero se encuentra en la subestación de Cerrato con una capacidad de acceso de 92MW, a aproximadamente 100km de la aldea de la Horadada; el segundo, en la subestación de Herrera de Pisuerga, visible en el mapa de la figura 4.13, a 20km y con una capacidad de acceso de 21MW; y el tercero, en la subestación de La Lora, también visible en el mapa y también a 20km de distancia pero con 247MW disponibles.

4.6.3. Normativa aplicable a la conexión a red eléctrica

Las dos legislaciones principales que regulan el acceso a la red eléctrica son el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica²³ y la Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica²⁴.

En estas leyes se estipula que corresponde a Red Eléctrica de España (REE) el otorgamiento del permiso o su denegación. Para tomar esta decisión REE se basa en el cumplimiento de los criterios técnicos de seguridad, regularidad, calidad de suministro y de sostenibilidad y eficiencia económica.

En cuanto a la conexión a nudos de acceso, el ya citado RD 1183/2020 establece que se asignará la capacidad de conexión mediante concurso. Los concursos de capacidad de acceso se celebran en un plazo de 12 meses desde que se acordó la convocatoria del mismo.

Por otra parte, la ya citada Ley 21/2013 expone que se ha de someter a una evaluación ordinaria toda 'construcción de líneas de transmisión de energía eléctrica con un voltaje igual o superior a 220 kV y una longitud superior a 15 km, salvo que discurren íntegramente en subterráneo por suelo urbanizado'. Además, en el Decreto 7/2018 se establece que solo se podrán instalar nuevas líneas eléctricas que den servicio a núcleos urbanos siempre que no hubiera otra alternativa de emplazamiento o trazado, procurándose en cualquier caso la mínima afección a sus valores naturales requiriéndose en todo caso un informe favorable de la administración de los espacios naturales.

²²RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA. (2022)

²³MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO. (2020)

²⁴COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA. (2021)

4.6.4. Procedimiento

Una vez que la instalación cumpla con todos los requerimientos se ha de proceder a solicitar la conexión a la red eléctrica, proceso que se realiza de manera telemática. Para ello es necesario, como se ha mencionado anteriormente, presentar una solicitud ante Red Eléctrica de España.

En esta solicitud se ha de incluir, como mínimo el protocolo de conexión; un estudio del alcance medioambiental; un anteproyecto que incluya los antecedentes y objetivos del proyecto, una descripción de las instalaciones, el nombre del nudo al que se desea realizar la conexión, una descripción de las instalaciones de conexión, planos (de la instalación, de las distancias significativas a líneas y nudos...); un programa de ejecución; y, un presupuesto.

Una vez realizada la solicitud, Red Eléctrica de España estudia el proyecto y determina si se otorga el permiso de conexión o no. Es entonces cuando Red Eléctrica de España desarrolla un proyecto que incluya una solución física, técnica y de ingeniería para llevar a cabo la conexión.

Posteriormente a la conexión, Red Eléctrica de España seguirá llevando a cabo revisiones para confirmar que se cumplan con las exigencias de mantenimiento y maniobra.

4.6.5. Estimación de costes

Si bien es Red Eléctrica de España quien realiza el presupuesto y el proyecto final para la conexión, se ha decidido realizar una estimación de los costes que podrían derivarse de la construcción del cableado para conectar la aldea de la Horadada al tendido eléctrico.

Para ello, se ha elegido como punto de conexión la subestación de Las Loras, pues encontrándose a una distancia similar a la que se encuentra la subestación de Herrera de Pisuergra, dispone de 226MW más en términos de capacidad de conexión; y, por tanto, será más sencillo obtener un permiso de conexión en esta subestación.

Para la estimación del precio de la línea se supondrán los siguientes costes medios²⁵
²⁶

Tabla 4.3: Coste de construcción de líneas eléctricas

Tipo de línea	Rango de precio típico	Unidad
HVAC OHL single circuit	550-400000	€/km
HVAC OHL double circuit	1000-500000	€/km
HVAC underground cable (single)	4500-1000000	€/km
HVAC underground cable (double)	4000-2000000	€/km

Fuente: ACER. (2015) y Universidad Pontificia Comillas (2022)

Nótese que todos los tipos de línea son de alto voltaje (HV), esto se ha elegido así ya que la subestación de Las Losas solo permite la conexión a 400kV. Además se estimará el coste de realizar la conexión mediante línea aérea (Over Head Line (OHL)) y mediante línea subterránea (underground cable).

Se elegirán cables simples ya que son más baratos y al tratarse de una instalación de autoconsumo serán suficiente. Además, se elegirá el precio medio-bajo, primer cuartil, del rango de precios para las líneas aéreas, atendiendo a que no se requerirán grandes instalaciones de torres ni de infraestructuras; y el precio medio para las líneas subterráneas, ya que la zona en la que se encuentra la aldea puede complicar el soterramiento de cables. Por último, en cuanto a distancia, se ha decidido respetar la distancia marcada por Google Maps, 21km, ya que se ha supuesto que la construcción del cableado se simplificará si se hace siguiendo caminos ya existentes. A continuación se muestran los costes de construcción del cable de conexión.

$$\text{Coste línea aérea AC, 1 circuito} = 100k€/km * 21km = 2,1M€ \quad (4.1)$$

$$\text{Coste línea aérea AC, 2 circuitos} = 125k€/km * 21km = 2,625M€ \quad (4.2)$$

$$\text{Coste línea subterránea AC, 1 circuito} = 500k€/km * 21km = 10,5M€ \quad (4.3)$$

$$\text{Coste línea subterránea AC, 2 circuitos} = 1000k€/km * 21km = 21M€ \quad (4.4)$$

Como se puede observar la opción más rentable es una línea aérea de un solo circuito, además, teniendo en cuenta que no se prevé transportar grandes cantidades de energía, dicha línea sería suficiente.

²⁵AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS. (2015)

²⁶UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS. (2022)

4.7. Conclusiones

En este capítulo se han analizado los principales recursos naturales de los que se dispone en la aldea de la Horadada. Como se ha podido observar al encontrarse en un entorno natural y próximo a un azud, la aldea del proyecto podría tratar de conseguir la autosuficiencia energética mediante diversas soluciones eléctricas. El objetivo principal de este capítulo era analizar estos recursos y ver en que medida podrían llegar a resultar rentables.

En cuanto al recurso hidráulico, se tiene constancia de que en el pasado fue altamente rentable y sirvió no solo para cubrir la demanda de la aldea, sino también de pueblos cercanos. Además, sigue contando con la concesión de la Confederación Hidrográfica del Duero para producir energía. Por tanto, se considera que puede ser una opción viable de generación.

Respecto al recurso solar, ya se ha detallado que no se encuentra en una de las zonas más luminosas de España; además, al encontrarse en un cañón las sombras podrían presentar un problema para la generación durante ciertas horas del día. Aún así, se evaluará la opción de realizar una instalación solar de autoconsumo, pues la radiación que recibe parece ser suficiente para conseguir unos resultados rentables.

También se llevará a cabo un estudio basado en la explotación del recurso eólico, teniendo en cuenta que la legislación lo permitiría si se dedicase al autoconsumo y no se generasen más de 100kW.

Por otro lado, se ha decidido descartar la solución que emplease un recurso de biomasa, pues no entraría dentro de los límites legales. Además, se pretende buscar una solución de producción energética que sea lo más respetuosa posible con el paraje en el que se encuentra la aldea.

Por último, tampoco se analizarán opciones que exploten recursos minerales, ya que se tratan de opciones de generación basadas en energías no renovables y menos respetuosas con el medioambiente que las citadas anteriormente.

En los siguientes apartados se procederá a proyectar soluciones que exploten los recursos mencionados, hidráulico, solar y eólico, en base a los datos estimados en este capítulo.

Capítulo 5

Solución hidráulica

En este capítulo del trabajo se proyectará una alternativa de generación en base a los recursos hidráulicos detallados en el capítulo 4, analizando la viabilidad energética y económica. En base a estos resultados y a los obtenidos en los capítulos 6 y 7 se elegirá el tipo de instalación más rentable.

5.1. Salto de agua y caudal del río a su paso por la aldea de la Horadada.

Se calcularán, en base a los resultados mostrados en el capítulo anterior y a diferentes estudios realizados por la Confederación Hidrográfica del Duero, el valor del caudal turbinable medio y la altura neta del salto de agua.

Los resultados se dividirán en 2 etapas del año; una primera, denominada por la Confederación Hidrográfica del Duero como periodo húmedo, que abarcará el otoño y el invierno, desde octubre hasta marzo; y otra, la denominada como periodo seco, que incluirá los meses de primavera y verano, desde abril hasta septiembre.

Si bien, los datos estimados apuntan a que, a la altura de la aldea, no existen grandes diferencias en el caudal entre ambas etapas, como se puede observar en la figura 5.2, se ha decidido realizar los cálculos respetando esta división ya que la Confederación Hidrográfica del Duero establece requisitos ecológicos diferentes para ambos periodos, lo que implica que no se pueda disponer del mismo caudal turbinable medio durante ambos periodos como se verá en el próximo apartado.

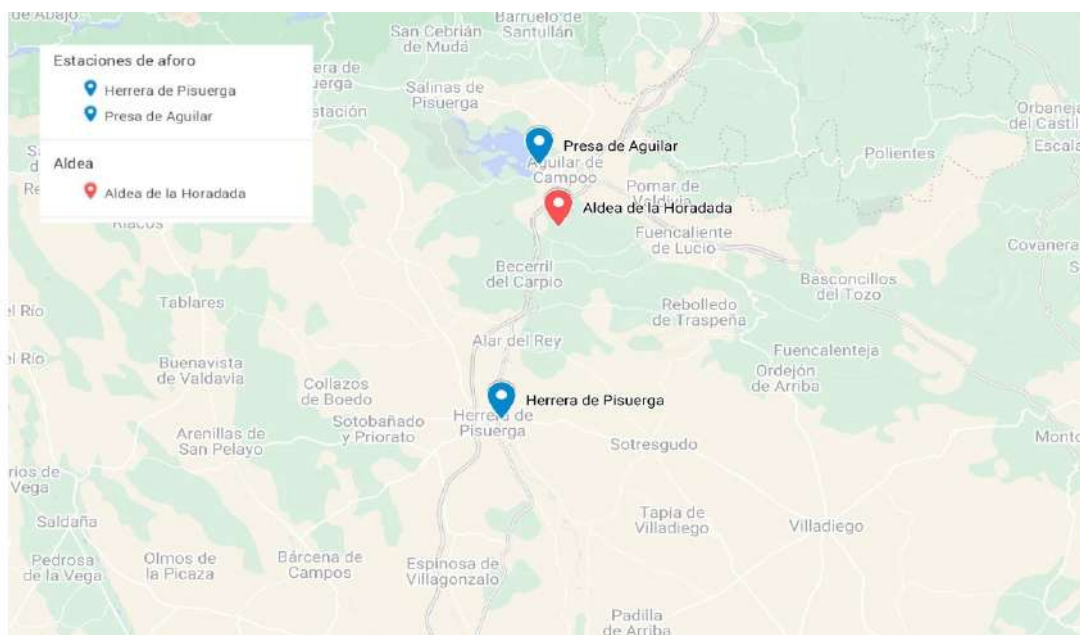
5.1.1. Caudal del río

El caudal máximo permitido en el informe de la Confederación Hidrográfica del Duero es $35m^3/s$. Si bien este dato es útil para plantear la máxima productividad que podría alcanzar la instalación, no es un dato realista con el que realizar los cálculos y estimaciones del proyecto, ya que el caudal del río será variable a lo largo del año.

Conocer los datos exactos del caudal requeriría la instalación de una estación de aforo que midiese el caudal en el lugar donde se va a instalar la central durante un periodo de tiempo suficiente como para poder sacar unas conclusiones aceptables. Es por ello que el valor del caudal se obtendrá mediante una estimación, teniendo en cuenta los valores aportados por diferentes estaciones de aforo cercanas.

Los datos recogidos en la Confederación Hidrográfica del Duero muestran que actualmente hay 172 estaciones²⁷ instaladas en la cuenca hidrográfica del río Duero. Dentro de estas subestaciones, las 2 ubicadas en el río Pisuerga más cercanas a la ubicación del proyecto son la instalada en la localidad de Herrera de Pisuerga, a unos 25 km de la aldea y la que se encuentra a la salida del embalse de Aguilar de Campóo, a poco más de 10km de la ubicación.

Figura 5.1: Ubicación de las estaciones de aforo



Fuente: Google Maps. (2022)

²⁷CONFEDERACIÓN HIDROGRÁFICA DEL DUERO.

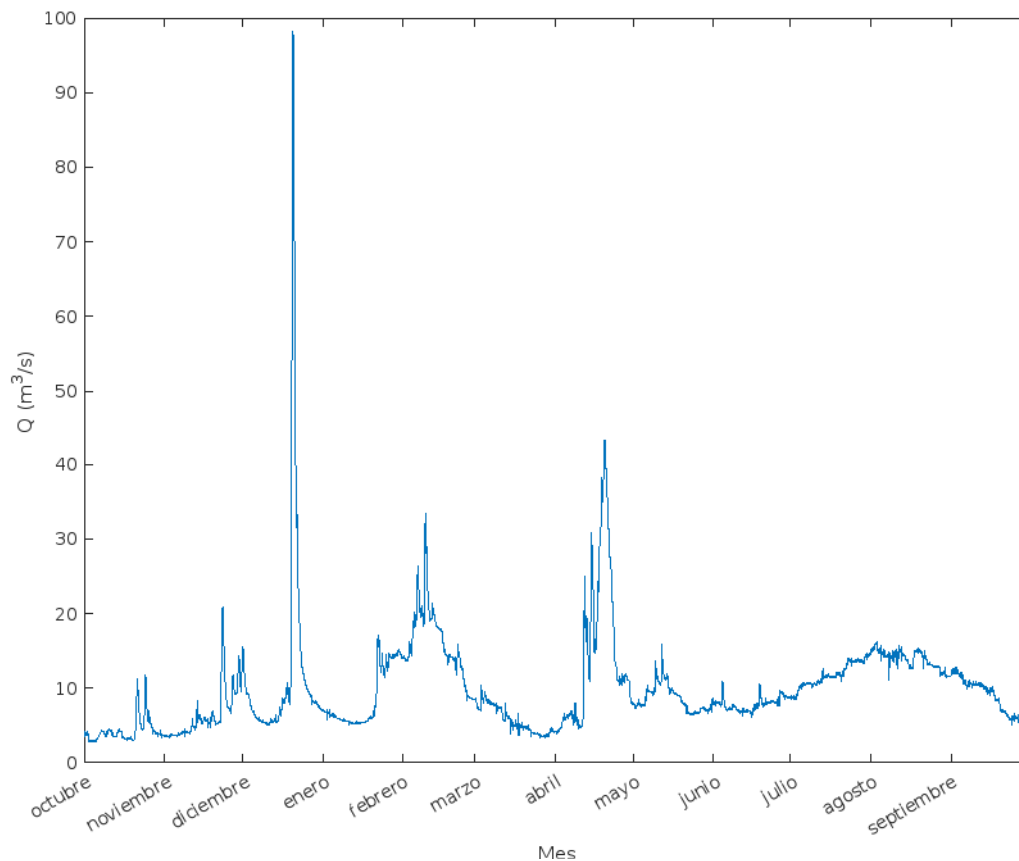
5.1. Salto de agua y caudal del río a su paso por la aldea de la Horadada.

En base a los datos disponibles recogidos en estas estaciones durante los últimos años se ha estimado que el caudal medio del río será:

$$Q_{medio} = 9,85m^3/s \quad (5.1)$$

A continuación se adjunta una imagen que muestra que la evolución del caudal medio durante el periodo de un año, desde octubre hasta septiembre.

Figura 5.2: Caudal medio estimado durante un año



Fuente: Imagen de elaboración propia basada en datos de la CHD. (2022)

Este caudal representa el total del caudal de agua que atraviesa, de media, la aldea de la Horadada. Aún así, es necesario tener en cuenta que no se puede emplear la totalidad de este caudal para la turbinación siendo necesario mantener una cierta cantidad de agua que permita la vida, de manera natural, de los peces y vegetación presentes en el río, este caudal es conocido como el caudal mínimo ecológico y varía según la época del año.

Para el caso que ocupa, la Confederación Hidrográfica del Duero establece²⁸ que el caudal mínimo que tiene que conservar el Pisuerga en la zona de la aldea es de $3m^3/s$ entre octubre y marzo y de $2m^3/s$ durante el resto del año. Por tanto, se considerará como caudal turbinable medio (Q_e) la diferencia entre el caudal medio y el caudal mínimo ecológico.

$$Q_e^{\text{octubre-marzo}} = 6,85m^3/s \quad (5.2)$$

$$Q_e^{\text{abril-septiembre}} = 7,85m^3/s \quad (5.3)$$

5.1.2. Salto de agua.

Uno de los principales parámetros a tener en cuenta para calcular la potencia que se podría generar explotando el salto de agua de la zona es la diferencia de altura entre el canal de entrada a la central y el canal de salida. En el caso del río Pisuerga a su paso por la aldea del proyecto, el salto natural disponible es de 4,5m como se ha expuesto en el capítulo 4. Por tanto, y suponiendo que la instalación de la central se realizaría para aprovechar este salto de agua íntegramente, se supondrá un salto bruto (H_b):

$$H_b = 4,5m \quad (5.4)$$

Para obtener el valor del salto neto, que será el empleado para realizar los cálculos, es necesario conocer las pérdidas de carga a lo largo del recorrido; ya que el salto neto es el resultado de restar al salto bruto las pérdidas. Estas pérdidas se obtienen en función de la velocidad del fluido, V ; la gravedad, g ; y el factor de carga K_s :

$$\Delta h_s = K_s * \frac{V^2}{2g} \quad (5.5)$$

De la que se deriva para el caso de pérdidas lineales, en tuberías, la ecuación de Darcy-Weissbach:

$$\Delta h_T = f * \frac{L}{D} * \frac{V^2}{2g} \quad (5.6)$$

²⁸CONFEDERACIÓN HIDROGRÁFICA DEL DUERO. (2006)

5.1. Salto de agua y caudal del río a su paso por la aldea de la Horadada.

Esta ecuación y el cálculo de las pérdidas, se desarrollan en detalle en el anexo C.1.

Parte de estas pérdidas son causadas por el rozamiento con la tubería, no solo durante el recorrido, sino también a la entrada a la misma. Para calcularlas, se han tenido también en cuenta las pérdidas de carga que se producirían en los diferentes componentes que se necesitarían en la instalación, siendo estos una rejilla de gruesos para desbastar el agua; una válvula tipo compuerta que regule el agua que accede a la instalación y a la tubería; y, una válvula tipo mariposa que regule, al final de la tubería, el caudal que se turбина.

Cada uno de estos elementos tiene su propio factor de carga, K_s , que también se detallan en el anexo C.1.

Por último, para conocer las pérdidas totales se necesita el diámetro de la tubería, este se ha calculado también en la misma sección de los anexos. El criterio para obtener dicho valor ha sido que las pérdidas medias no superen el 15%; es decir, que para un caudal de $7,85m^3/s$ las pérdidas no superen los 0,675 metros.

Finalmente, la tubería tendría un diámetro de 1,80 metros y la pérdida de carga total derivada del paso del agua por la tubería forzosa es de 0,485m entre octubre y marzo y de 0,638m entre abril y septiembre; por tanto, supone una pérdida media menor del 15% durante todo el año con las válvulas abiertas y el diámetro elegido. Con estos datos y el valor de salto bruto se puede calcular el salto neto:

$$H_n^{\text{octubre-marzo}} = 4,01m \quad (5.7)$$

$$H_n^{\text{abril-septiembre}} = 3,86m \quad (5.8)$$

5.2. Estudio energético

Para estimar la electricidad que se podría producir explotando el recurso hidráulico que se está estudiando son necesarios los datos del caudal medio turbinable y del salto neto que se han comentado en el apartado anterior. Además de estos datos, también es necesario conocer la densidad del agua y el rendimiento de la central.

La fórmula para calcular la potencia hidráulica es la siguiente:

$$P_H = \rho_{agua} * Q_e * g * H_n * \eta_t * \eta_g \quad (5.9)$$

- ρ_{agua} : Densidad del agua
- Q_e : Caudal medio turbinable
- g : Gravedad
- H_n : Salto de agua neto
- η_t : Rendimiento de la turbina
- η_g : Rendimiento del generador

El valor de la densidad del agua es de $1000kg/m^3$ y para la gravedad se tomará $9,81m/s^2$. En cuanto al rendimiento de la turbina y del generador, sus valores dependen del modelo y fabricante elegido; por ello, para simplificar los cálculos y dado que en este apartado se pretende obtener una estimación sin haber elegido aún los elementos de la central, se tomará un rendimiento del 80 % tanto para la turbina como para el generador, ya que es un valor usual.

Con estos valores, la potencia hidráulica producida en la central sería:

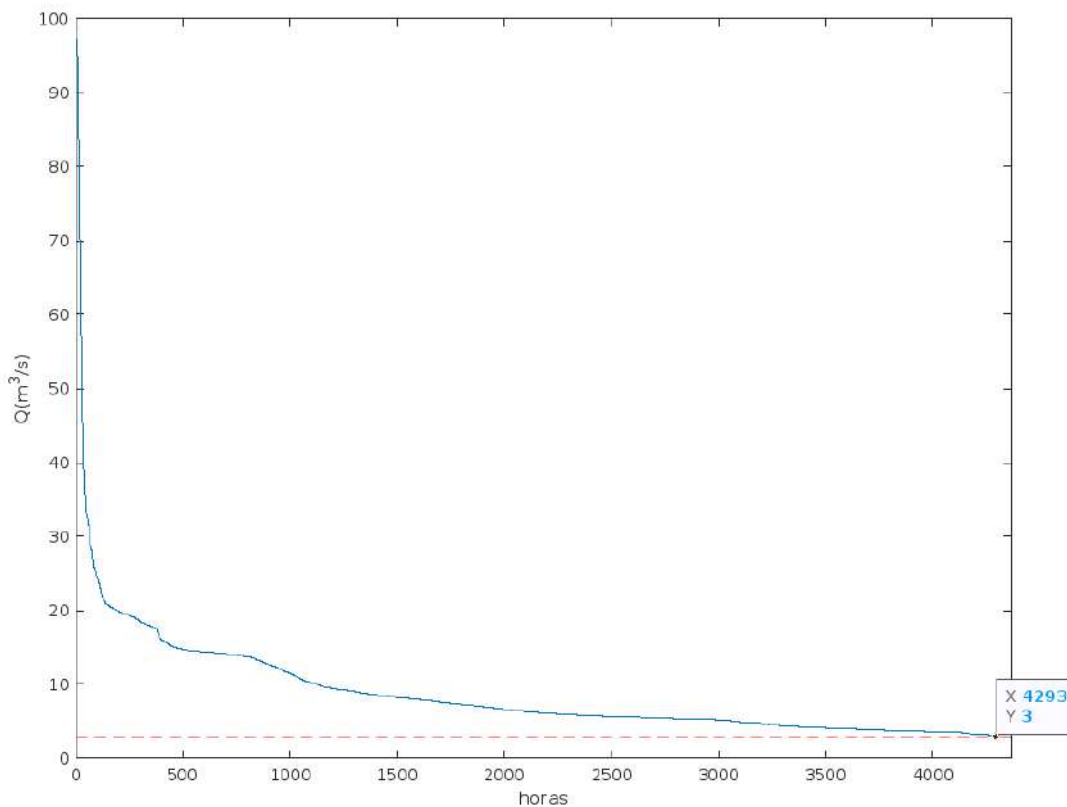
$$P_H^{octubre-marzo} = 1000 * 6,85 * 9,81 * 4,01 * 0,8 * 0,8 = 172,50kW \quad (5.10)$$

$$P_H^{abril-septiembre} = 1000 * 7,85 * 9,81 * 3,86 * 0,8 * 0,8 = 190,0kW \quad (5.11)$$

Para calcular la energía producida se tiene que multiplicar la potencia media obtenida en la central por el tiempo que está en funcionamiento. Para conocer las horas que la central podría estar activa se ha buscado el porcentaje de los datos recogidos por la Confederación Hidrográfica del Duero en los que el caudal es menor que el mínimo ecológico exigido, para poder estimar que porcentaje del tiempo la central estaría parada.

Durante la primera etapa (octubre-marzo), la central podría turbinar un máximo de 4368 horas y en base a los estudios realizados no se dispondría de caudal suficiente para turbinar durante un 1,74 % del tiempo; por tanto, la central estaría en funcionamiento durante 4292 horas. En la gráfica que se presenta a continuación se han ordenado los valores estimados del caudal medio para poder apreciar durante cuantas horas se supera un determinado valor del caudal. Además, se ha marcado el valor $Q = 3m^3/s$ ya que este se corresponde con el caudal mínimo ecológico.

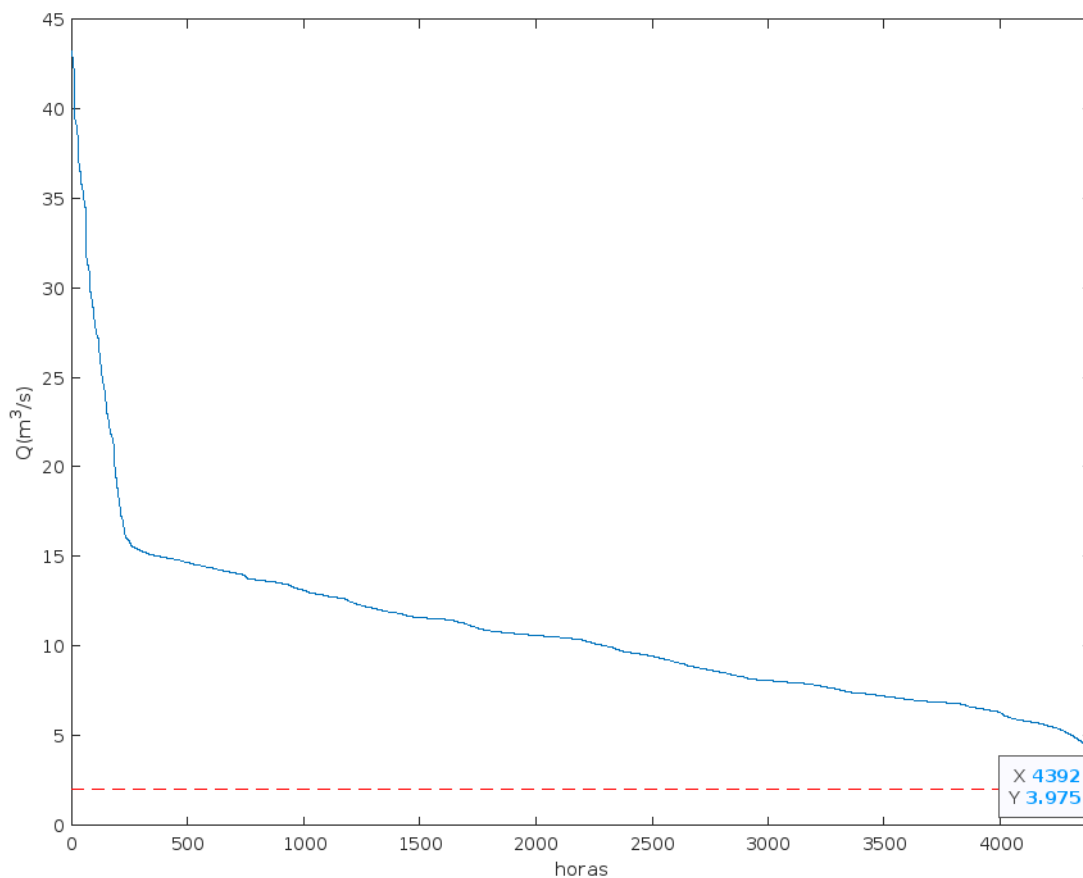
Figura 5.3: Horas turbinables octubre-marzo



Fuente: Imagen de elaboración propia basada en datos de la CHD. (2022)

En cuanto a la segunda etapa (abril-septiembre), la central podría llegar a turbinar 4392 horas, de las cuales el caudal es mayor a $2m^3/s$ en todo momento, lo que implica 4392 horas de funcionamiento. A continuación se adjunta un gráfico similar a la figura 5.3 pero con los datos del caudal estimados entre abril y septiembre; y por tanto, con un caudal mínimo ecológico igual a $2m^3/s$. En esta gráfica se observa como el mínimo caudal esperado durante el periodo de primavera y verano es de $3,95m^3/s$ permitiendo así que la central opere en todo momento.

Figura 5.4: Horas turbinables abril-septiembre



Fuente: Imagen de elaboración propia basada en datos de la CHD. (2022)

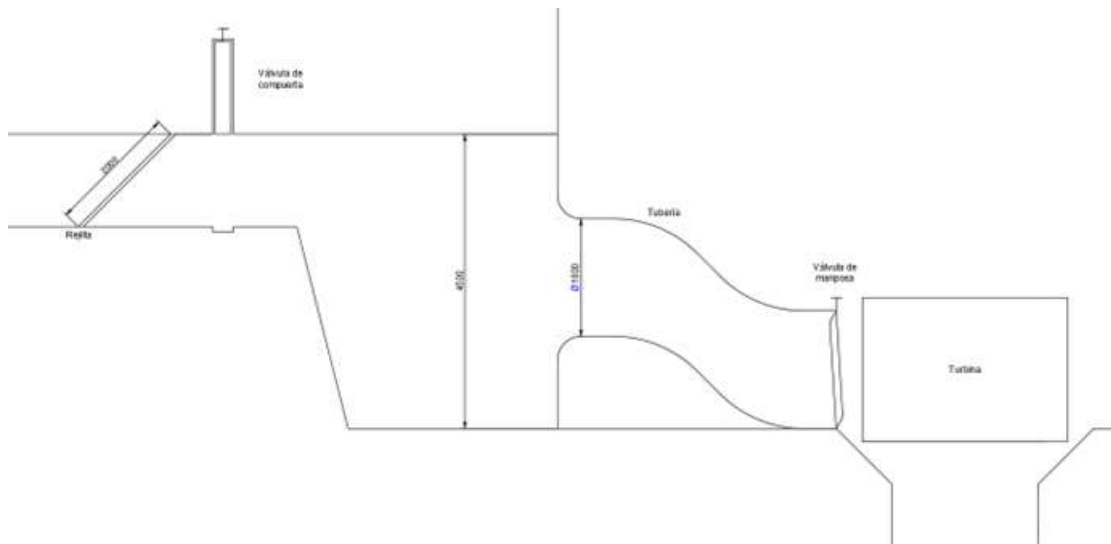
Por tanto, teniendo en cuenta los datos obtenidos, se puede obtener una estimación de la producción energética anual que podría producirse con una solución hidráulica:

$$E_H = P_H * t = 172,5 * 4292 + 190,0 * 4392 \approx 1575 MWh/año \quad (5.12)$$

En este caso, la energía que podría llegar a producirse es notablemente mayor a la demanda prevista, lo que implica que la mejor opción para sacar rentabilidad a la solución hidráulica sería vender los excedentes de energía.

El esquema que tendría la central hidráulica, con todos los componentes planteados y las medidas más significativas acotadas en milímetros, sería similar al que se muestra a continuación.

Figura 5.5: Esquema de la solución hidráulica



Fuente: Elaboración propia. (2022)

La central se ubicaría en el mismo edificio en el que se ubicaba la antigua central hidráulica 'La Horadada', el inmueble 1 dentro de los catastros que se adjuntan en el anexo A.

Por otra parte, el canal de carga; es decir, el canal por el que se desviaría el agua desde el río, y la zona de almacenamiento anterior a la tubería, ya existen y solo sería necesario restaurarlos y añadir la reja de gruesos y la válvula de tipo compuerta.

5.3. Estimación económica

En este apartado se realizará una aproximación de los gastos derivados de la instalación y puesta en marcha de la solución hidráulica. El objetivo es obtener una cifra aproximada, no realizar un informe económico detallado, informe que sí se realizará en próximos capítulos para la solución que se elija proyectar.

Esta estimación evaluará los gastos típicos y previsibles que frecuentemente conlleva el aprovechamiento energético de un azud sin ahondar en gastos que resultaran comunes independientemente del recurso a explotar, como puede ser el caso de ciertos gastos de obra civil, en caso de que fuesen necesarios para todas las soluciones planteadas o cierta apartada como la destinada a protección.

Para la solución eléctrica, se han agrupado los gastos en tres grupos:

- **Coste de elementos eléctricos.** Dentro de este grupo se recogen componentes como el generador o el sistema de regulación.
- **Coste de elementos no eléctricos.** Dentro de este grupo se engloban desde la rejilla, las válvulas o tuberías hasta la turbina.
- **Coste de obra civil y mano de obra.** En este grupo incluyen gastos derivados de la renovación del canal de carga o la instalación de las tuberías.

El desglose de estos costes se añade en el anexo D. En la siguiente tabla se recogen los resultados obtenidos.

Tabla 5.1: Estimación de costes de la solución hidráulica

Tipo de gasto	Coste estimado (€)
Componentes no eléctricos	≈ 300,000
Componentes eléctricos	≈ 140,000
Obra civil y mano de obra	≈ 20,000
TOTAL	≈ 460,000

Fuente: Elaboración propia. (2022)

5.4. Conclusiones

Este capítulo ha estado enfocado a encontrar la producción óptima que podría ser generada de media anualmente explotando eléctricamente el recurso hidráulico de la zona. Ha de tenerse en cuenta que durante el transcurso de un año podrían surgir situaciones en las que la central se viese obligada a parar su producción durante un periodo de tiempo, como sería el caso de revisiones de mantenimiento.

En cuanto al caudal cabe destacar que se ha tenido en cuenta que en el transcurso, desde su salida de la presa de Aguilar de Campoo hasta su llegada a Herrera de Pisuerga, el río Pisuerga recibe agua de distintos afluentes. Siendo el mayor de ellos el río Camesa, que desemboca en el Pisuerga antes de llegar a la aldea. Aún así, el mayor número de afluentes desembocan en el Pisuerga entre la aldea de la Horadada y Herrera de Pisuerga. Por tanto, teniendo en cuenta que el agua aportado por los afluentes entre Aguilar de Campoo y la aldea de la Horadada es similar al agua que recibe el Pisuerga entre la aldea de la Horadada y Herrera de Pisuerga, se ha considerado que se obtendría una estimación válida del caudal que llega al azud del proyecto con los datos de ambas estaciones de aforo.

Por otro lado, se puede observar que las estimaciones de potencia hidráulica producida son del orden de 200kW, disponiendo de la concesión por parte de la Confederación Hidrográfica del Duero para producir hasta 1050kW, como se ha expuesto en el capítulo 4. Respetándose, por tanto, los límites establecidos y con un margen suficientemente amplio como para garantizar que no llegue a superarse el límite de producción.

Por último, teniendo en cuenta la energía que, se estima, se podría producir y el elevado coste de la instalación, la solución hidráulica sería una opción rentable e interesante si la central no se destinara únicamente al autoconsumo, sino que se comercializaran los excedentes de energía producida para sacar rédito económico. Considerando la instalación como una central destinada a la producción y no al autoconsumo.

Capítulo 6

Solución solar

En este capítulo del trabajo se proyectará una alternativa de generación en base al recurso solar detallado en el capítulo 4, analizando la viabilidad energética y económica. En base a los resultados obtenidos en los capítulos 5 y 7 se elegirá el tipo de instalación más rentable.

6.1. Radiación solar

En este apartado se profundizará en los resultados de radiación obtenidos el punto 4.2.2 con el objetivo de conocer en profundidad el comportamiento de la radiación solar en la aldea de la Horadada.

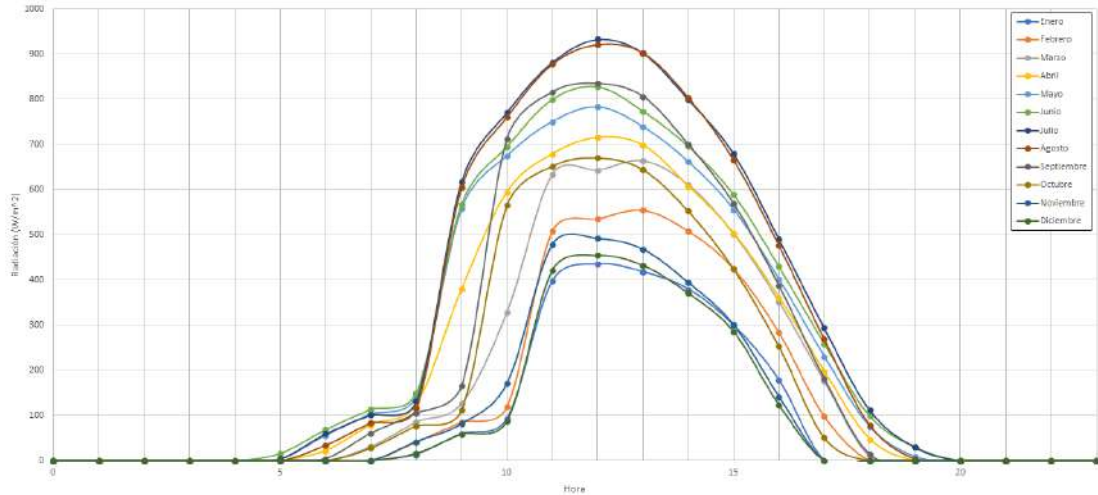
Para ello se desarrollará la estimación de la radiación por horas en función del mes, en el que se compararán las horas de exposición a la irradiación solar y el valor medio de la misma durante el transcurso el año, pues se ha considerado relevante poder analizar no solo la energía media que se podría producir con una instalación fotovoltaica anualmente, sino también conocer cuanta electricidad se estima conseguir en los meses u horas en las que la radiación solar sea menor.

Cabe destacar que estas estimaciones se han realizado para un ángulo de inclinación de 35° ; ya que, como se ha comentando anteriormente, para este ángulo la radiación solar es óptima durante prácticamente todo el año.

CAPÍTULO 6. SOLUCIÓN SOLAR

A continuación se muestra una gráfica que recoge los datos de radiación solar global estimada por horas para cada mes del año.

Figura 6.1: Estimación de la radiación solar mensual por horas



Fuente: Imagen de elaboración propia basada en datos de PVGIS. (2022)

Se observa que, como ya se había indicado anteriormente, la aldea no recibe luz solar desde las 20h hasta las 4h. Por otra parte, se añade una tabla donde se recogen las horas de exposición al sol, la radiación solar media por mes y la hora de mayor radiación solar con el valor medio de la misma para dicha hora y mes.

Tabla 6.1: Datos de la radiación solar mensual por horas

Mes	Horas de exposición al sol	Radiación media	Máxima radiación	Hora
1	10 horas (7h - 17h)	$\approx 95W/m^2$	$\approx 435W/m^2$	12
2	11 horas (7h - 18h)	$\approx 130W/m^2$	$\approx 555W/m^2$	13
3	12 horas (6h - 18h)	$\approx 175W/m^2$	$\approx 665W/m^2$	13
4	14 horas (5h - 19h)	$\approx 210W/m^2$	$\approx 715W/m^2$	12
5	15 horas (5h - 20h)	$\approx 240W/m^2$	$\approx 785W/m^2$	12
6	16 horas (4h - 20h)	$\approx 255W/m^2$	$\approx 830W/m^2$	12
7	15 horas (5h - 20h)	$\approx 285W/m^2$	$\approx 935W/m^2$	12
8	14 horas (5h - 19h)	$\approx 275W/m^2$	$\approx 920W/m^2$	12
9	13 horas (6h - 19h)	$\approx 225W/m^2$	$\approx 835kWh/m^2$	12
10	12 horas (6h - 18h)	$\approx 170W/m^2$	$\approx 670W/m^2$	12
11	10 horas (7h - 17h)	$\approx 110W/m^2$	$\approx 490W/m^2$	12
12	10 horas (7h - 17h)	$\approx 95W/m^2$	$\approx 455W/m^2$	12

Fuente: Elaboración propia basada en datos de PVGIS

Se puede observar que los picos de radiación solar, como cabe esperar, se dan al mediodía y que los meses con mayor luminosidad son julio y agosto; sin embargo, el mes con más horas de luz es junio, lo cual también tiene sentido.

6.2. Pérdidas por sombras

Debido a su ubicación, la aldea no empieza recibir luz solar directa hasta pasado el amanecer al encontrarse en la ladera de una montaña, dentro de un cañón. Por tanto, aunque empiece a haber luz solar, al amanecer el sol proyecta la sombra de la montaña sobre la aldea dejándola sin luz solar directa.

Figura 6.2: Foto de la sombra de la montaña sobre la aldea

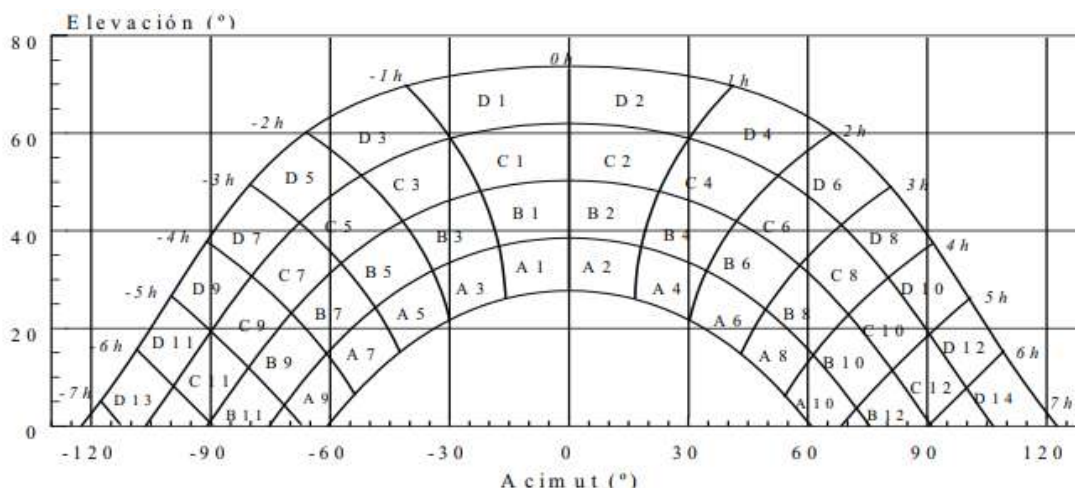


Fuente: Turismo Palencia. (2008)

En la foto superior se aprecia el efecto de la sombra sobre aldea aún en horas en las que hay luz solar. Además, se puede observar el río Pisuerga y el azud que se ha estudiado explotar en el capítulo 5.

Para conocer con mayor profundidad como afectan estas sombras a las horas de luz de solar y a la radiación que debería recibir la aldea, y que se ha estimado que recibe; se ha de comparar el perfil de obstáculos, en este caso la montaña que se encuentra al lado de la aldea, con el diagrama de trayectorias de sol que se presenta a continuación.

Figura 6.3: Diagrama de trayectoria del sol



Fuente: Centro Técnico de Edificación. (2019)

En base a este gráfica se han calculado, en el anexo C.2, las pérdidas provocadas por la sombra de la montaña en el terreno de la aldea que son de un 4,25%. El Código Técnico de Edificación²⁹ establece que las pérdidas provocadas por sombras no pueden superar el 10%; por tanto, el valor entra dentro de la normativa.

Además se conoce que el principal obstáculo que produce sombras sobre la aldea se encuentra al este e interfiere en las primeras horas de luz, es por esto que se ha decidido colocar la instalación orientada hacia el oeste.

Cabe destacar que si se instalasen los paneles solares en el tejado del inmueble donde se ubicaría la casa rural, las pérdidas por sombra disminuirían hasta el 2,005%.

²⁹CÓDIGO TÉCNICO DE EDIFICACIÓN. (2019)

6.3. Estudio energético

Para estimar la energía que se podría producir explotando el recurso solar que se está estudiando son necesarios los datos de la radiación solar media calculados en el apartado anterior y las horas que tiene cada mes, ya que la radiación media se ha obtenido teniendo en cuenta tanto las horas en las que hay sol como las que no. Además de estos es necesario conocer la superficie que ocupa la instalación solar y el rendimiento de la misma.

La fórmula para calcular la energía de una instalación solar es la siguiente:

$$E_S = H * S * \eta_T * (1 - P_{sombra}) \quad (6.1)$$

- H: Radiación solar
- S: Superficie de la instalación solar
- η_T : Rendimiento de la instalación
- P_{sombra} : Pérdidas por sombras

A continuación se adjuntan, clasificados de manera mensual, los datos exactos de radiación solar media, cuya suma es la radiación anual total.

Tabla 6.2: Radiación solar total por mes

Mes	Días	Radiación media (W/m ²)	Radiación media diaria (kWh/m ²)	Radiación total (kWh/m ²)
1	31	94,97	2,28	70,66
2	28	131,57	3,16	88,42
3	31	173,44	4,16	129,04
4	30	209,19	5,02	150,61
5	31	240,04	5,76	178,59
6	30	254,88	6,12	183,51
7	31	283,66	6,81	211,04
8	31	275,05	6,60	204,63
9	30	223,77	5,37	161,11
10	31	167,98	4,03	124,97
11	30	107,25	2,57	77,22
12	31	93,63	2,25	69,66

Fuente: Elaboración propia. (2022)

La radiación solar anual por m^2 es en base a la tabla 6.2:

$$H = 1649,46kWh/m^2 \quad (6.2)$$

En cuanto al rendimiento de la instalación, el valor depende de los paneles elegidos y de sus componentes. En base al silicio del que estén compuestas las células solares se puede distinguir entre:

- **Amorfos:** Rendimiento $\approx 6\%$. En desuso debido a su bajo rendimiento.
- **Policristalinos:** Rendimiento $\approx 15\%$. Buena relación calidad-precio, pero rendimiento mejorable.
- **Monocristalinos:** Rendimiento $\approx 20\%$. Buena relación calidad-precio, es la alternativa que ofrece un mayor rendimiento.

Por tanto, se ha optado por paneles monocristalinos; es decir, se realizará la estimación para un rendimiento (η) del 20%.

Teniendo en cuenta los datos obtenidos se puede obtener una estimación de la producción energética anual por m^2 que podría obtenerse con una instalación solar:

$$\frac{E_S^{terreno}}{S} = 1649,46kWh/m^2 * 0,2 * (1 - 0,0425) = 315kWh/m^2 \quad (6.3)$$

$$\frac{E_S^{tejado}}{S} = 1649,46kWh/m^2 * 0,2 * (1 - 0,02005) = 323kWh/m^2 \quad (6.4)$$

Este valor hace referencia a la energía que se podría producir en una instalación solar de una cierta superficie en m^2 . Para conseguir un dato más relevante, se ha decidido calcular las horas de sol pico que se obtendrían con la radiación anual estimada, contando con las pérdidas; es decir, $1579,5kWh/m^2$ en el terreno y $1616,39kWh/m^2$ en el tejado de la vivienda. Las horas de sol pico son el conjunto de horas que obtendrían una hipotética radiación de $1kWh/m^2$.

$$HSP_{terreno} = \frac{H_{final}}{1kWh/m^2} = 1580horas \quad (6.5)$$

$$HSP_{tejado} = \frac{H_{final}}{1kWh/m^2} = 1616horas \quad (6.6)$$

La energía solar total producida por la instalación solar sería el resultado de multiplicar las horas de sol pico por la potencia instalada, calculada como la potencia nominal de cada panel (P_n) por el número de paneles (n).

$$E_S^{terreno} = P_n * n * HSP = P_{instalada} * 1580 \quad (6.7)$$

$$E_S^{tejado} = P_n * n * HSP = P_{instalada} * 1616 \quad (6.8)$$

El número de paneles solares y la potencia de los mismos se decidirá en base a la estimación de la demanda del capítulo 3, buscando asegurar el abastecimiento de la demanda con margen para el almacenamiento, pues los valores de la demanda son estimados y no se reparten de manera homogénea durante el año.

El objetivo es llegar a producir, como mínimo los 4500kWh-5500kWh de demanda estimada; además, en base a lo explicado recientemente, se busca dejar un margen de producción de al menos un 25 % para el caso crítico, 5500kWh y los paneles en el terreno. Es decir, se proyectará el número de paneles y la potencia de los mismos buscando producir más de 6875kWh.

$$E_S \geq 6875kWh \Rightarrow P_{instalada} = 4350W \quad (6.9)$$

En base a estos datos, se han evaluado las siguientes opciones:

Tabla 6.3: Alternativas paneles solares

$P_{nominal}(W)$	Número de paneles	$S_{total}(m^2)$	Generación anual (kWh)
200	22	22,07	6952
300	15	22,57	7110
400	11	22,07	6952
450	10	22,57	7110
500	9	22,57	7110

Fuente: Elaboración propia. (2022)

En base a estos resultados, se ha elegido la opción de diez paneles de 450W. Lo que implica una generación más de un 25 % mayor que la demanda estimada.

Para la opción de ubicar los paneles en el terreno, se ha decidido distribuir los paneles solares en dos filas paralelas, la separación entre ambas filas debería ser de 1,83 metros para que no se produzcan sombras, los cálculos para obtener esta separación se adjuntan en el anexo C.8. Por tanto el perfil de la instalación solar sería el mostrado en la imagen 6.4, donde se muestran las medidas en cm. La profundidad será de 10,60m; es decir, cada placa fotovoltaica mide 2,12 metros de largo; por tanto, al colocar cinco paneles juntos la longitud total es de 10,60 metros.

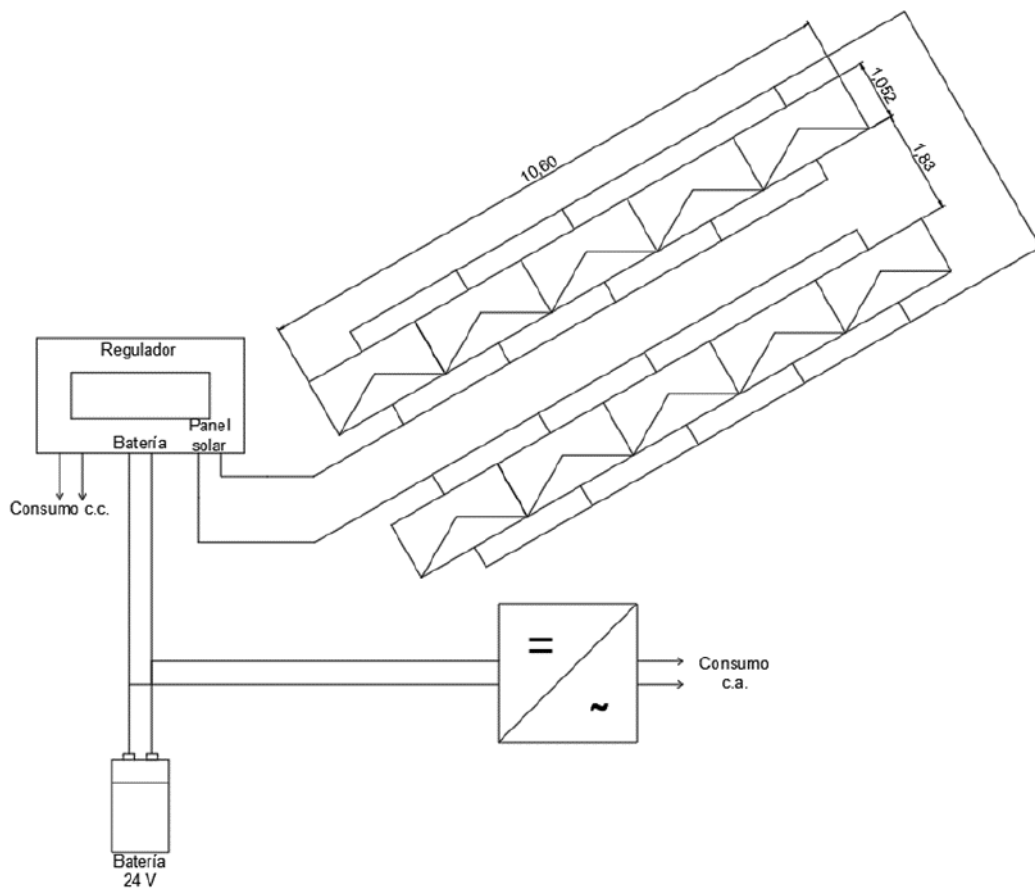
Figura 6.4: Perfil de la instalación solar



Fuente: Elaboración propia. (2022)

También se añade un esquema de como sería la disposición de la instalación solar.

Figura 6.5: Esquema de la instalación solar

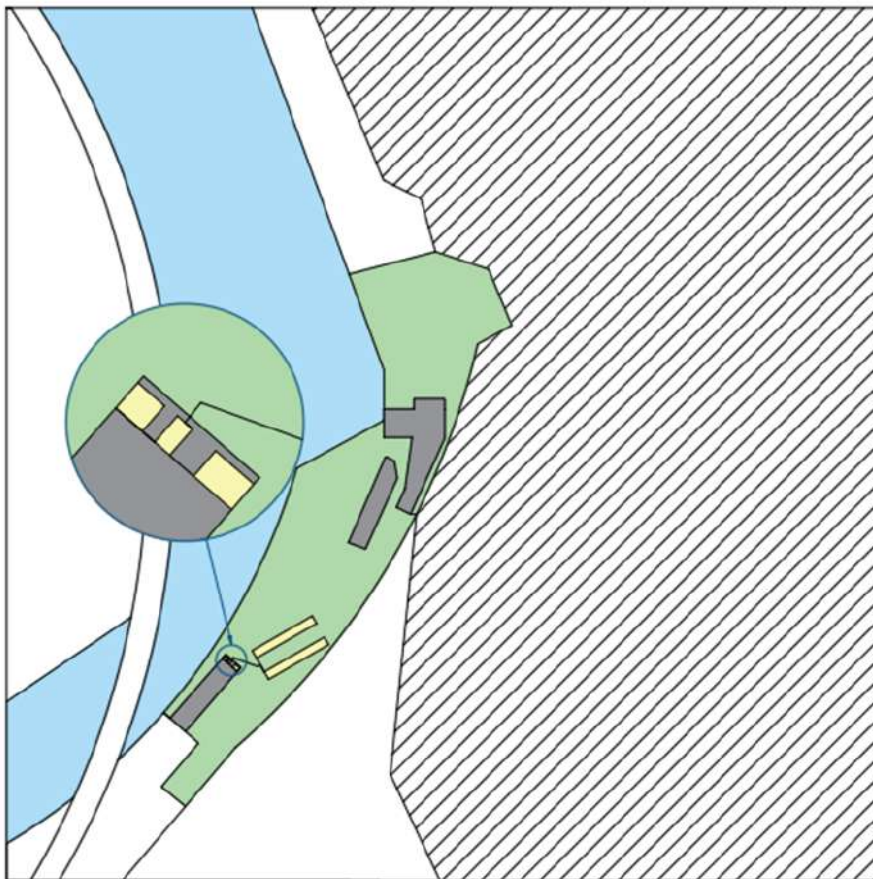


Fuente: Elaboración propia. (2022)

En el anexo A, se adjunta el catastro del terreno de la aldea. Inicialmente, se barajó la posibilidad de instalar los paneles en la zona b, por su mayor tamaño y por ser la más alejada de la montaña. Pero se decidió que no era una zona adecuada ya que inutilizaría la única zona disponible para pastos y además, al ser la zona más cercana al río, existiría riesgo de inundación. Por tanto, se ha decidido que la ubicación ideal para la instalación sería entre las zonas c, e y f.

En base a los cálculos y estas conclusiones, se ha dibujado un plano con la ubicación de la instalación solar, con una azimut de -30° . En el plano se han representado en amarillo, tanto las placas solares ubicadas en la zona c del terreno; como el inversor, regulador y las baterías que se ubicarían dentro la casa, ya que es un espacio seco y aislado de posibles temporales. Los paneles solares se conectarían al regulador a través de un cable subterráneo.

Figura 6.6: Plano instalación solar

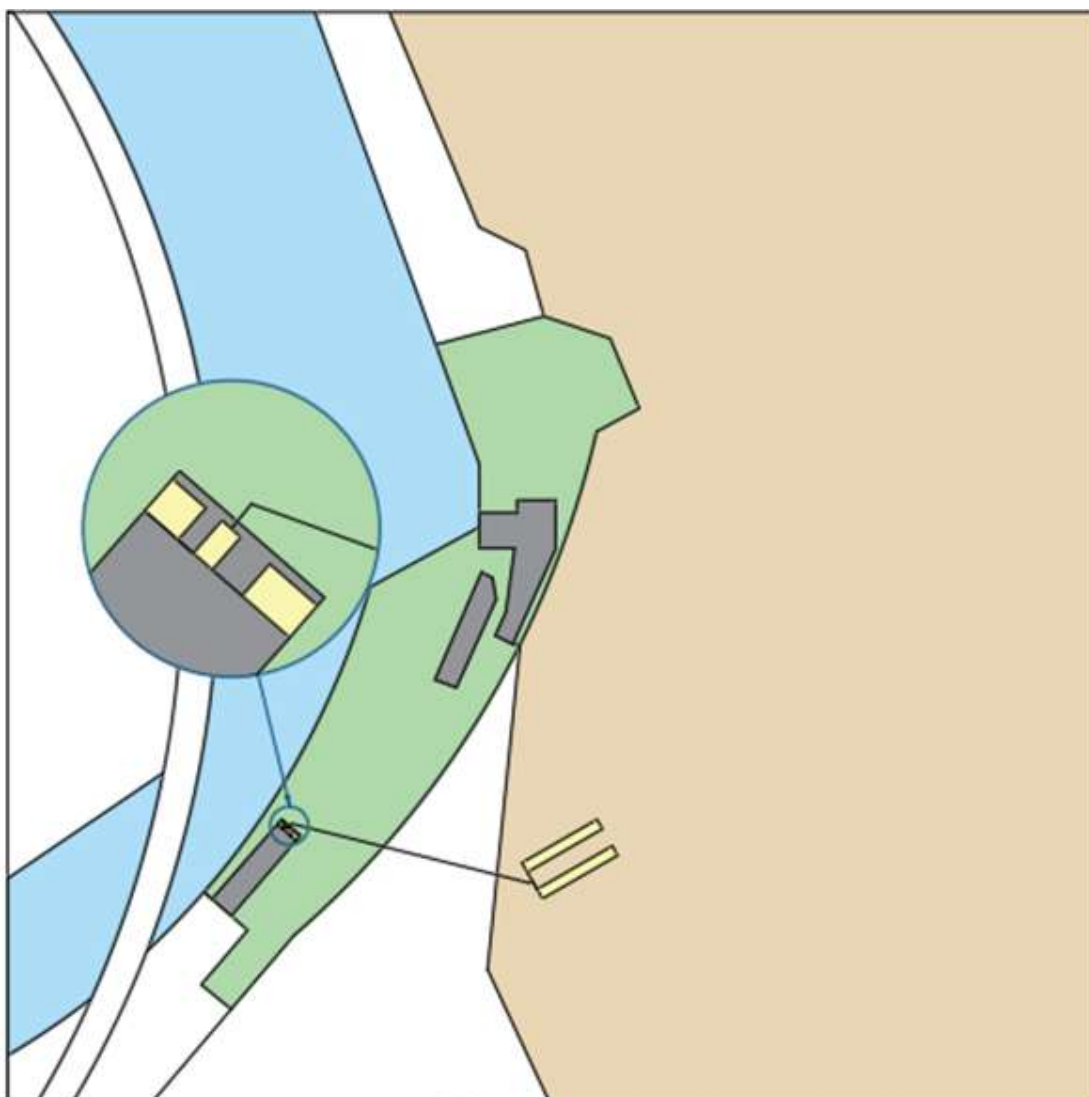


Fuente: Elaboración propia. (2022)

CAPÍTULO 6. SOLUCIÓN SOLAR

Otra opción para incrementar la producción consistiría en instalar los paneles solares en lo alto de la montaña del Cañón de la Horadada, evitando así las pérdidas generadas por sombras; es decir, se llegaría a generar 7425kWh anuales. Al estar a diferente altura, la conexión entre paneles y regulador se realizaría mediante una línea aérea.

Figura 6.7: Plano instalación solar

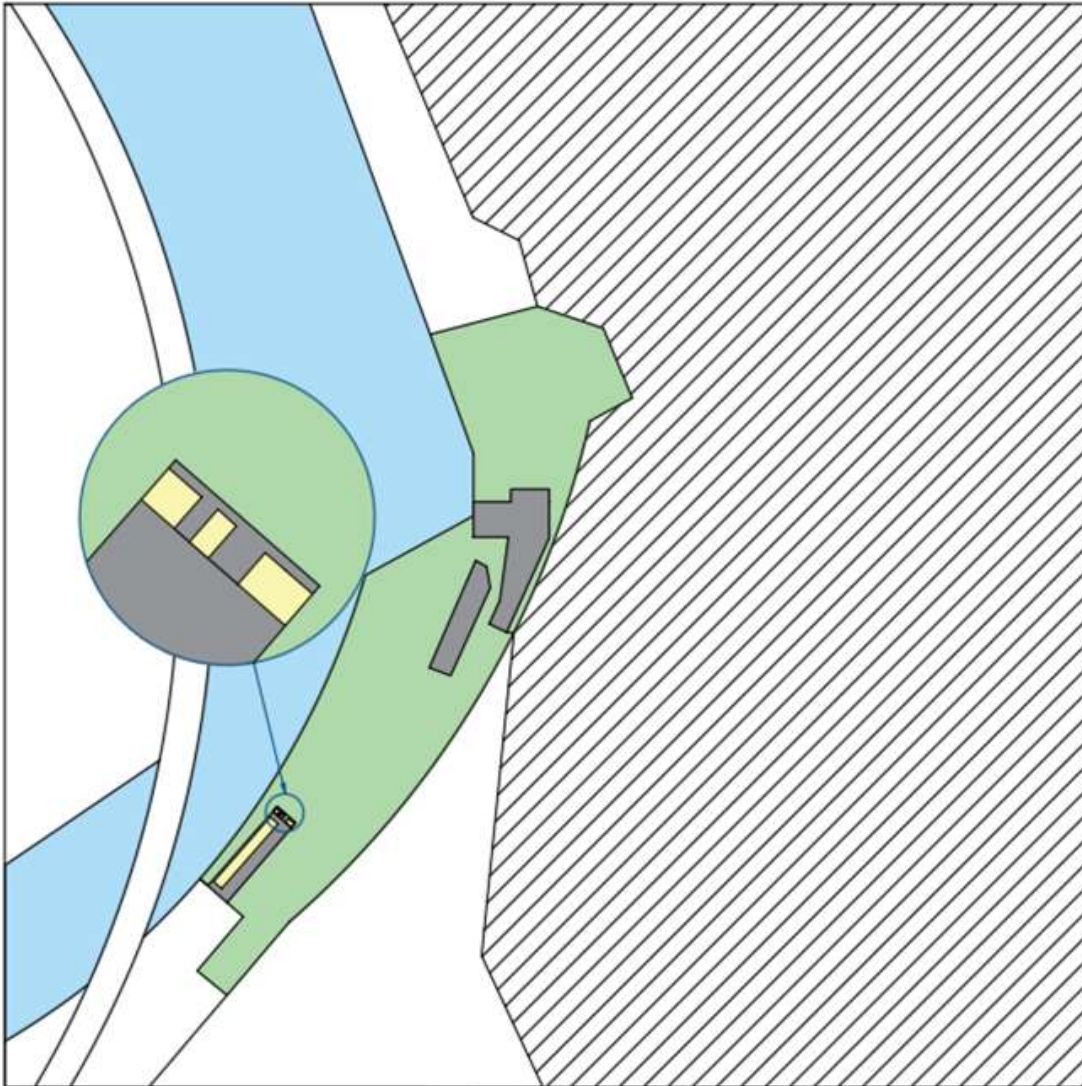


Fuente: Elaboración propia. (2022)

Si bien esta solución sería óptima, no se podría instalar por motivos paisajísticos según el, ya mencionado, Decreto 7/2018.

La última opción consistiría en instalar los diez paneles juntos en el tejado, en el lado contrario a la montaña. Las pérdidas también se reducirían notablemente, aunque no tanto como en lo alto de la montaña; pero, no habría ningún impacto paisajístico; y, por tanto, sería legal.

Figura 6.8: Plano instalación solar



Fuente: Elaboración propia. (2022)

La energía que se produciría al elegir esta ubicación para los paneles sería de $\approx 7270kWh$ anuales.

6.4. Baterías

Una de las principales problemáticas que presentan las instalaciones fotovoltaicas es que depende de la luz del sol para producir energía; es decir, no producen energía si no hay luz. Esto implica que si se emplea únicamente energía fotovoltaica para cubrir la demanda de la aldea, esta no dispondrá de luz desde el anoche hasta el anochecer. Es por esta razón que, comúnmente, las instalaciones solares fotovoltaicas se acompañan con baterías.

Las baterías almacenan los excedentes de energía producida, que en vez de ser vertida a la red es almacenada hasta que sea necesaria para cubrir demanda. Por consiguiente, para su uso es necesario que se produzca mayor energía de la que se consume.

Las baterías solares se pueden clasificar, según la tecnología empleada para fabricarlas, en las siguientes categorías:

- **Baterías de plomo ácido:** Ciclo de vida corto (300 ciclos de carga) y capacidad de descarga del 60 %. Requieren mucho mantenimiento y no son aptas para uso continuado.

- **Baterías AGM:** Ciclo de vida corto (500 ciclos de carga) y capacidad de descarga de hasta un 60 %. No necesitan mantenimiento, pero no son aptas para uso continuado.

- **Baterías de gel:** Ciclo de vida medio (1200 ciclos de carga) y capacidad de descarga de hasta un 60 %. Apta para viviendas de bajo consumo.

- **Baterías solares estacionarias:** Ciclo de vida grande (3000 ciclos de carga) y capacidad de descarga de hasta un 80 %. Útiles para viviendas grandes y desconectadas de la red.

- **Baterías de litio:** Ciclo de vida muy grande (6000 ciclos de carga) y capacidad de descarga hasta casi un 100 %. Pensadas para viviendas de gran consumo o aisladas.

Por las características del proyecto el tipo de baterías más adecuado serían las baterías estacionarios o las de litio. La capacidad de estas baterías dependería de las estimaciones de la demanda y de los excedentes de energía.

6.5. Otras opciones de explotación del recurso solar

Además de la explotación eléctrica mediante placas fotovoltaicas, la radiación solar puede emplearse para producir energía solar térmica. La energía solar térmica aprovecha el calor solar, a través de colectores o paneles solares térmicos, para producir agua caliente sanitaria o para sistemas de calefacción.

Al igual que la energía solar fotovoltaica, se trata de un método de generación de energía limpio y no contaminante que puede ayudar a reducir gastos. Además, presenta una serie de ventajas con respecto a la energía solar fotovoltaica, pues es más simple, ocupa menos espacio y el almacenaje de energía es más sencillo. Aún así, es menos eficiente en días de baja radiación solar y tiene una vida útil menor.

El funcionamiento de este tipo de instalaciones es similar al de las fotovoltaicas, la radiación solar llega al panel, lo atraviesa e incide en una superficie absorbente que transmite esta radiación en forma de energía térmica a un fluido que circula hasta los depósitos de acumulación. Estos depósitos de acumulación son a la producción solar térmica, lo que las baterías a la solar fotovoltaica, pues en ellos se almacena la energía producida hasta que sea necesaria.

Al no ser métodos de producción sustitutivos, estando uno orientado a la generación eléctrica y el otro a la energía térmica, es común implantar ambas soluciones de manera conjunta, ya que existen paneles solares híbridos, que actúan a la vez como placas fotovoltaicas y como colectores.

Si bien estos paneles híbridos son notablemente más caros, tienen la ventaja de aumentar el rendimiento de la producción, así como la vida útil de la instalación. Es por esto que, normalmente, suelen resultar una buena opción a la larga.

En este proyecto no se analizará en profundidad la implantación de una instalación solar térmica, ya que esta orientado a electrificar la aldea. Aún así, cabe destacar que la instalación de paneles híbridos podría resultar altamente viable.

6.6. Estimación económica

En este apartado se realizará una aproximación de los gastos derivados de la instalación y puesta en marcha de la solución solar. El objetivo es obtener una cifra aproximada, no realizar un informe económico detallado, informe que sí se realizará en próximos capítulos para la solución que se elija proyectar.

Esta estimación evaluará los gastos típicos y previsibles que frecuentemente conlleva el aprovechamiento energético de la radiación solar sin ahondar en gastos que resultaran comunes independientemente del recurso a explotar, como puede ser el caso de ciertos gastos de obra civil, en caso de que fuesen necesarios para todas las soluciones planteadas o cierta aparamenta como la destinada a protección.

Para la solución solar se han dividido los gastos en dos grupos:

- **Coste de elementos eléctricos.** Dentro de este grupo se recogen los paneles, el regulador, el inversor y la batería.
- **Costes de obra civil y mano de obra.** En este grupo se incluyen los gastos derivados de la instalación.

El desglose de estos costes se recoge en el anexo D. En la siguiente tabla se recogen los resultados obtenidos.

Tabla 6.4: Estimación de costes de la solución solar

Tipo de gasto	Coste estimado (€)
Componentes eléctricos	6610
Obra civil y mano de obra	450
TOTAL	≈ 7100

Fuente: Elaboración propia. (2022)

6.7. Conclusiones

Este capítulo ha estado enfocado a analizar la viabilidad de una instalación solar fotovoltaica. Si bien la radiación solar durante los meses de invierno es pequeña, y durante la noche, nula; los resultados obtenidos son bastante favorables, teniendo en cuenta la zona en la que se encuentra la aldea.

En base a los resultados obtenidos, se puede concluir que la mejor opción sería instalar los paneles en el tejado de la vivienda, en el lado contrario a la montaña. Las estimaciones realizadas apuntan a que, tras descontar el efecto de las sombras, la aldea recibiría una media $4,45kWh/m^2$ al día, valor más alto del que se podía esperar inicialmente. Además, instalando baterías se podría llegar a disponer de energía eléctrica en aquellas horas en las que la aldea se encuentre en la sombra o no haya luz solar.

El tipo de batería elegida sería de litio, ofreciendo 6000 ciclos de carga; lo cual, suponiendo un ciclo de descarga diario como máximo, implica más de 16 años de vida útil de la batería. Más concretamente, y de cara a poder recibir ayudas para la financiación de la instalación de almacenamiento, se ha optaría por cuatro baterías de 2.2kWh, estos cálculos se justifican en el anexo C.6.

La solución solar sería una buena opción de autoconsumo, pero no da lugar a plantear la opción de autoconsumo con excedentes; ya que los excedentes que pudiera haber serían almacenados en la batería mencionada para suplir la demanda en horas en la que la generación sea baja.

Por otra parte, se podría valorar la opción de conectarse a la red eléctrica no para volcar la energía sobrante, sino para obtener electricidad en caso de que no haya sol para que la instalación fotovoltaica puede generar electricidad y no quede energía almacenada en baterías. Aunque, teniendo en cuenta lo establecido en el Decreto 7/2018, la instalación no podría conectarse a la red, ya que en el artículo 86 se prohíbe 'la instalación de plantas solares u otras instalaciones de producción de energía, salvo las aisladas sin conexión a red'. Aún así, se ha dimensionado la instalación para obtener una generación excedentaria y se cuenta con una instalación de almacenamiento para almacenarla; por tanto, no debería ser necesaria la conexión a red.

Por tanto, en caso de elegir la solución solar se proyectaría como instalación solar aislada, lo que implicaría no pagar factura de luz y obtener energía 100 % limpia.

Capítulo 7

Solución eólica

En este capítulo del trabajo se proyectará una alternativa de generación en base al recurso eólico detallado en el capítulo 4, analizando la viabilidad energética y económica. En base a los resultados obtenidos en los capítulos 5 y 6 se elegirá el tipo de instalación más rentable.

7.1. Velocidad del viento

El objetivo de este apartado es profundizar en el perfil de velocidad del viento en la aldea de la Horadada. Como se ha mencionado en el capítulo 4 este estudio se centrará en la velocidad del viento a 10, 20, 30 y 100 metros sobre el suelo.

En la siguiente tabla se recogen los valores de velocidad media en función de la altura mencionados en dicho capítulo.

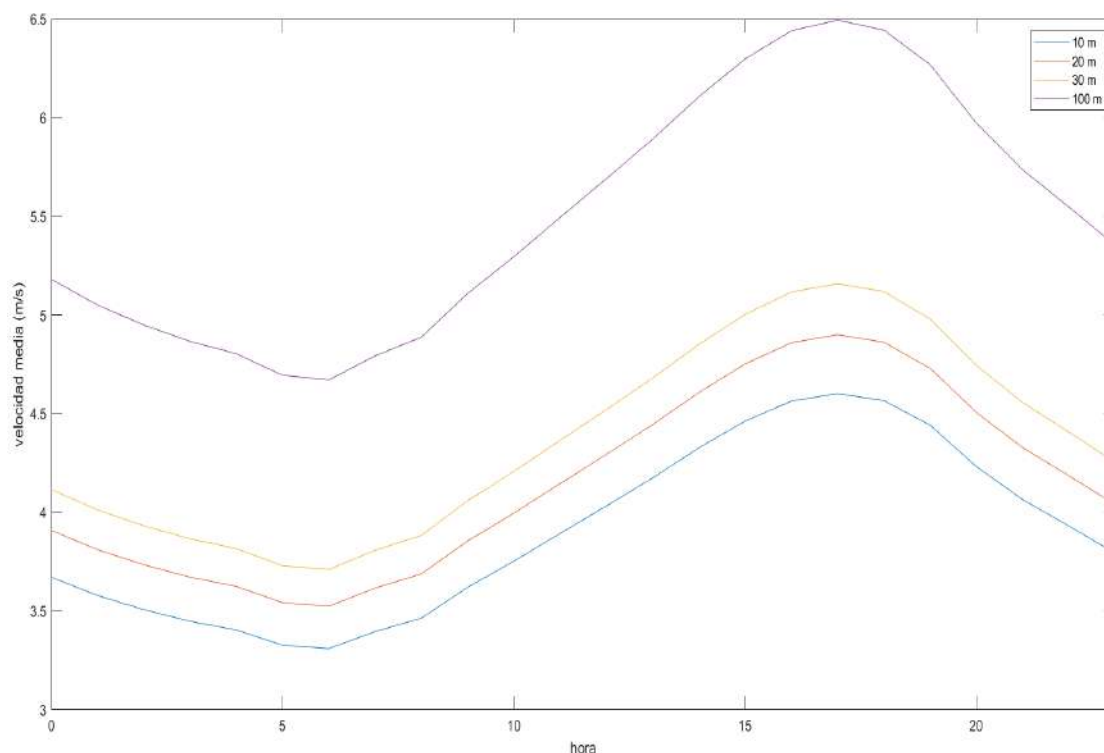
Tabla 7.1: Velocidad media del viento en función de la altura.

Altura (m)	Velocidad media (m/s)
10	3,90
20	4,15
30	4,35
100	5,50

Fuente: Centro Nacional de Energías Renovables. (2022)

Para conocer en profundidad como varían estos datos medios en función de la hora del día se ha realizado una estimación en base a los datos obtenidos en la tabla 7.1 y la figura 4.11, suponiendo que el perfil de variación de velocidad respecto a la hora del día se mantiene constante independientemente de la distancia con respecto al suelo; por lo menos para los datos estudiados.

Figura 7.1: Velocidad media del viento en función de la hora por alturas



Fuente: Elaboración propia basada en datos del CENER. (2022)

Como ya se había mencionado, los valores máximos de velocidad se alcanzan por la tarde y los mínimos al amanecer. Este tipo de producción puede ser beneficioso de cara a suplir la demanda que suele alcanzar valores mínimos de madrugada, al igual que el viento; y máximos en torno al mediodía y durante las últimas horas de la tarde y primeras de la noche, donde el valor de la velocidad del viento se encuentra por encima de su valor medio.

También se ha considerado interesante analizar como varía la velocidad del viento en función del mes; es decir, el perfil de velocidad durante el transcurso del año. Para ello se ha obtenido una estimación de la variación estacional, a través de la página web Ryse Energy de enair³⁰.

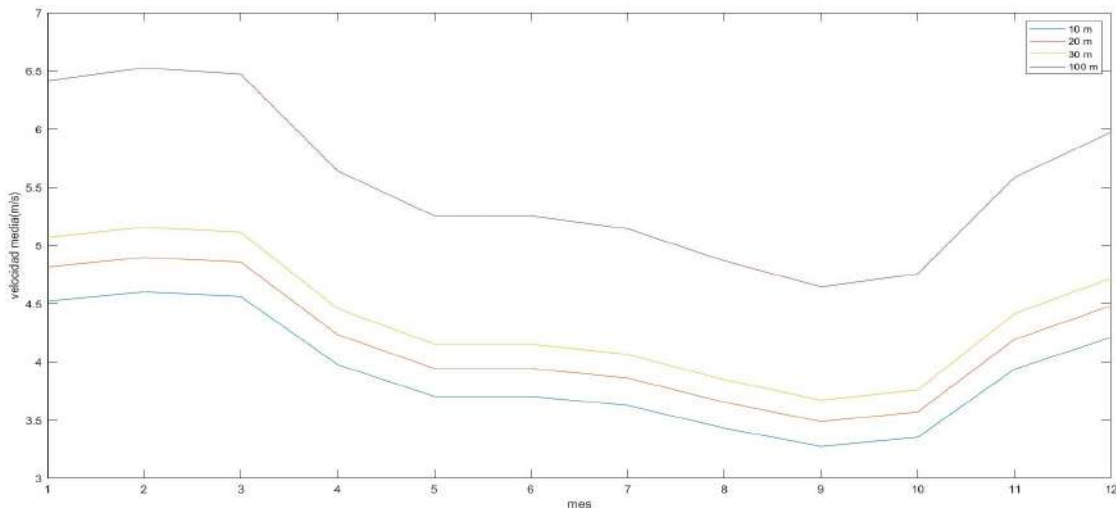
Figura 7.2: Variación mensual del viento(%)



Fuente: Imagen de elaboración propia basada en datos de enair. (2022)

Por tanto, en base a esta gráfica se han calculado los valores medios por mes en función de la altura.

Figura 7.3: Variación mensual del viento(%) en función de la altura



Fuente: Imagen de elaboración propia basada en datos de enair. (2022)

³⁰ENAIR

Observando la figura 7.3 se puede concluir que los valores máximos de velocidad media se alcanzan en invierno (diciembre, enero, febrero y marzo) y que los valores mínimos se dan entre agosto y octubre. Además, en base a la figura 7.2 se puede confirmar que las velocidades medias varían entre un $\approx +15\%$ y un $\approx -15\%$.

En base a estos datos se puede concluir que ubicar un aerogenerador a 30 metros de altura supondría un incremento, respecto a uno ubicado a 10 metros, de más de un 10% en el valor de la velocidad media; y, por tanto, de más de un 30% en la energía que se puede producir, ya que está depende cubicamente de la velocidad del viento. Mientras que colocarlo en lo alto de la montaña implicaría que la velocidad incrementase, de media, más de un 40%, lo que implicaría que la potencia generada casi se triplicase.

Además, cabe destacar que las torres para generadores se pueden dividir en tres grupos:

- **Torre de Mástil Tensado.** Para aerogeneradores de 500W a 5kW y con una altura de entre 6m y 18m.
- **Torre de un Solo Poste.** Para aerogeneradores de 1kW a 50kW y con una altura de entre 12m y 36m.
- **Torre Hidráulica.** Para aerogeneradores de 3kW a 50kW y con una altura de entre 12m y 30m.

Por tanto, teniendo en cuenta que tanto las torres de un solo poste como las hidráulicas alcanzan alturas de hasta 30 metros, se ha decidido realizar los cálculos para la opción de instalar el aerogenerador en el terreno de la aldea, a una altura de 30m. Cabe destacar que, entre ambos tipos de torres sería más conveniente la instalación de un solo poste; ya que, aunque tengan mayores costes de mantenimiento, son más baratas. Mientras que para la montaña se elegiría una torre de un solo poste más pequeña, 12 metros, quedando el aerogenerador a 100 metros sobre el terreno de la aldea.

Por último, en cuanto a la orientación óptima en la que se debería ubicar el aerogenerador, la figura 4.12 muestra que el viento tiende, notablemente, al noreste para valores de velocidad entre los 3m/s y los 6m/s, que son los valores entre los que varían las velocidad medias obtenidas para alturas de entre 10m y 100m.

7.2. Estudio energético

Para estimar la potencia que se podría producir explotando el recurso eólico que se está estudiando es necesario conocer la velocidad media del viento, velocidad que depende de la altura a la que se instale el aerogenerador. Además, se necesita también el valor de la longitud de las palas del aerogenerador. Por último, será necesario conocer las horas de actividad del generador para poder obtener los datos de energía.

La fórmula para conocer la potencia que produce un aerogenerador es la siguiente:

$$P_E = \frac{1}{2} * S * \rho * v^3 * \eta * \eta_{Betz} \quad (7.1)$$

- S: Sección barrida por las alas del generador
- ρ : Densidad del aire
- v: Velocidad del viento
- η : Rendimiento de la instalación
- η_{Betz} : Rendimiento máximo establecido por la ley de Betz

El valor de la densidad del aire (ρ) es de $1,225kg/m^3$. En cuanto a la velocidad, como ya se ha indicado, tiene un perfil variable de media $4,25m/s$ a 30 metros y $5,50m/s$ a 100. Por último, la sección barrida por las alas del generador depende de la longitud de las alas del generador (r), siendo:

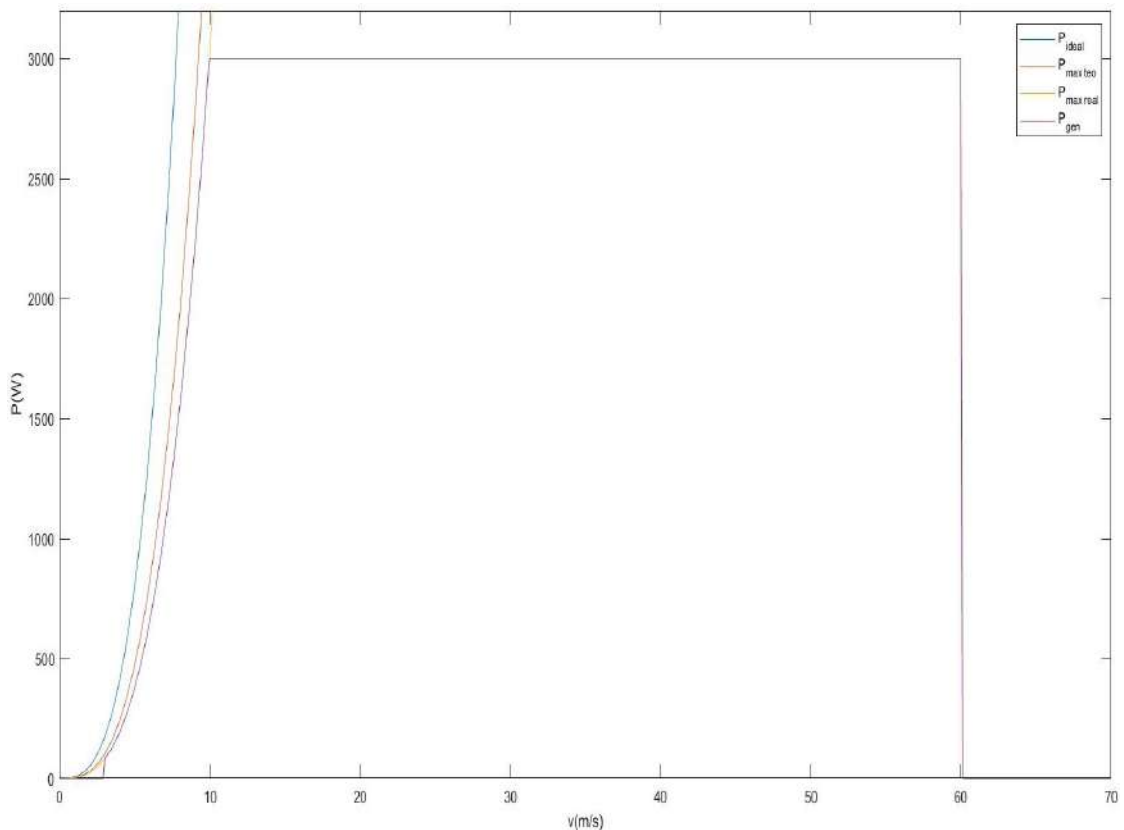
$$S = \pi * r^2 \quad (7.2)$$

Comparando los aerogeneradores ofrecidos por diferentes proveedores se ha decidido elegir uno con diámetro de 4.05m, este valor implica una superficie de barrido de $12,90m^2$. Además, este aerogenerador ofrece 3000W con velocidades de funcionamiento entre 3m/s (velocidad de arranque) y 60m/s (velocidad máxima)

En base a estos valores se ha realizado una gráfica en la que se representa:

- **Potencia ideal.** Potencia que se podría llegar a producir si no hubiese pérdidas.
- **Potencia máxima teórica.** Potencia que podría llegar a obtenerse con la instalación según la Ley de Betz que establece que no es posible capturar más del 59 % de la potencia del viento.
- **Potencia máxima real.** Potencia que puede llegar a alcanzarse teniendo en cuenta el rendimiento de la instalación, que se supondrá del 80 %, pues este es un valor típico.
- **Potencia generada.** La potencia que se puede generar realmente está limitada por la potencia nominal del generador.

Figura 7.4: Potencia del aerogenerador



Fuente: Elaboración propia. (2022)

Cabe destacar que, para una altura de 30 metros, las velocidades estimadas varían entre los 3,70m/s y los 5,15m/s; y, por tanto, la potencia variará entre los 189W y los 509W, sin llegar a alcanzar la potencia máxima. Mientras que para una altura de 100 metros, las velocidades estimadas varían entre los 4,70m/s y los 6,50m/s; y, por tanto, la potencia variará entre los 387W y los 1023W

Para realizar una estimación de la energía que se puede producir en un año, primero es necesario estimar la potencia media que se genera durante de dicho. Para ello, se calculará la potencia generada para el valor de velocidad media.

$$P_{E-30m} = \frac{1}{2} * \pi * 1,45^2 * 1,225 * 4,25^3 * 0,59 * 0,8 = 286W \quad (7.3)$$

$$P_{E-100m} = \frac{1}{2} * \pi * 1,45^2 * 1,225 * 5,5^3 * 0,59 * 0,8 = 620W \quad (7.4)$$

En base a este valor, la estimación de la energía se calculará multiplicando el valor de la potencia eólica multiplicado por las horas de actividad.

Se supondrá que el aerogenerador estaría activo en todo momento, ya que como se ha indicado el valor mínimo de viento estimado es de 3,70m/s, siendo este un dato considerablemente mayor a la velocidad de arranque del aerogenerador (2m/s).

$$t = 24 * 365 = 8760horas \quad (7.5)$$

Por tanto, teniendo en cuenta los datos obtenidos, se puede obtener una estimación de la producción energética anual que podría producirse con una solución eólica:

$$E_{E-30m} = P_E * t \approx 2505kWh \quad (7.6)$$

$$E_{E-100m} = P_E * t \approx 5430kWh \quad (7.7)$$

En base a las estimaciones de demanda realizadas en el capítulo 3, la energía eólica serviría para cubrir en torno al 45 %-55 % de la demanda de la aldea a 30 metros y hasta casi el 100 % si se colocase a 100 metros.

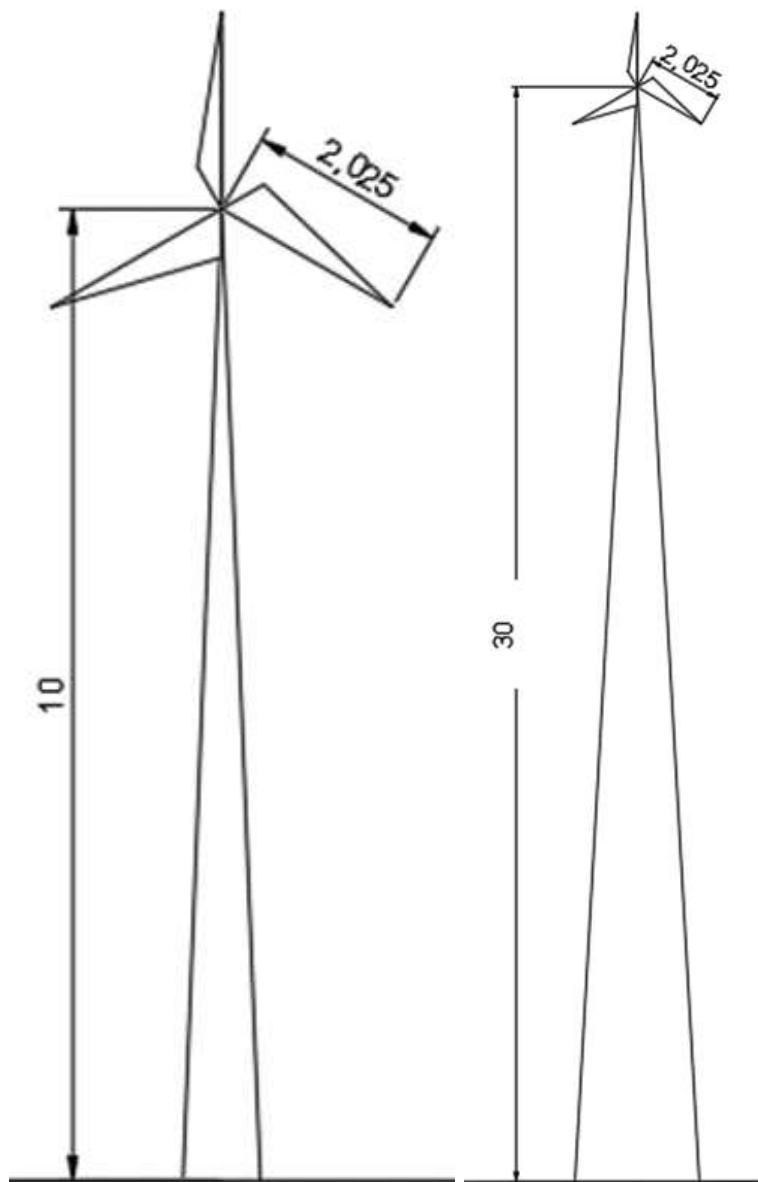
Se podría obtener más energía, a 30 metros, instalando más aerogeneradores, pero debido a la superficie disponible en la aldea y a la distancia mínima de separación necesaria entre aerogeneradores no es viable instalar más de un aerogenerador.

A continuación se añade una representación, acotada en metros, del conjunto aerogenerador y torre que se instalaría en lo alto de la montaña, a 100 metros de altura sobre la aldea, y en la aldea, a 30 metros de altura.

Figura 7.5: Aerogenerador y torre

(a) 100 metros

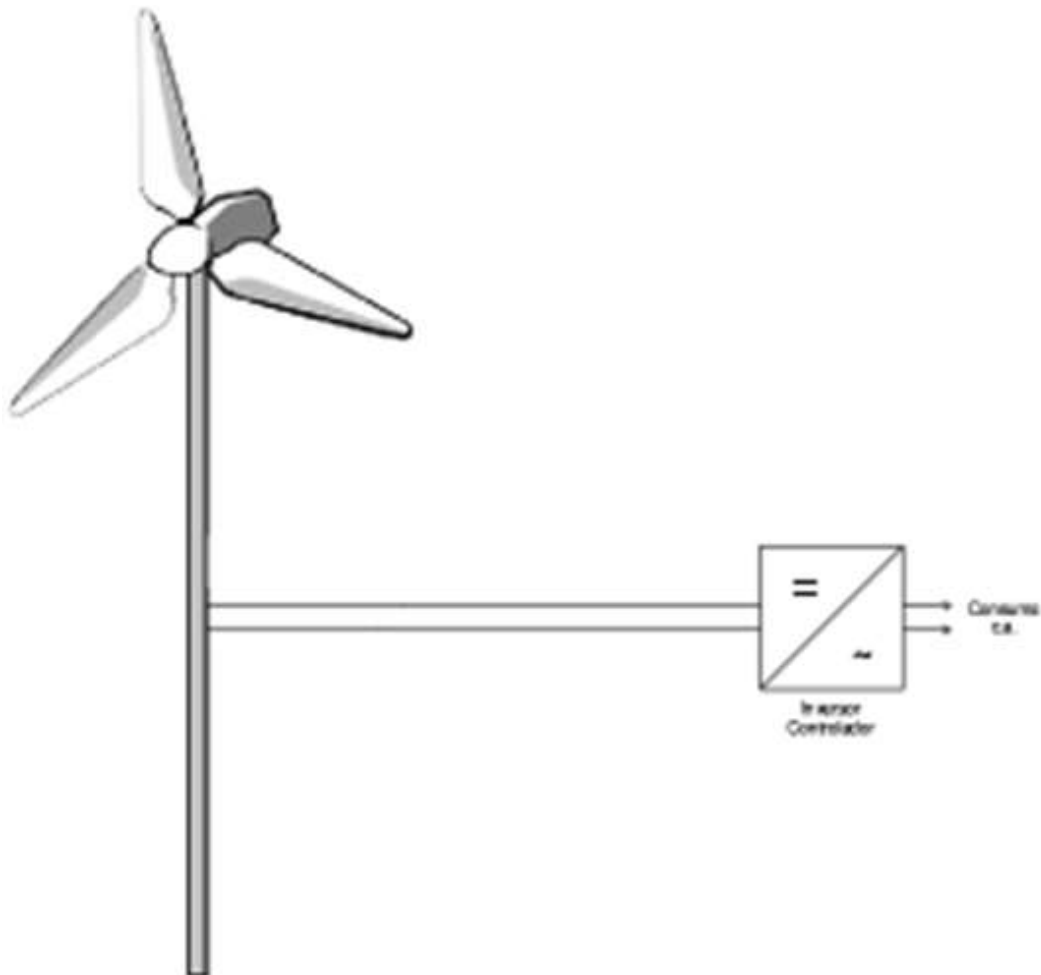
(b) 30 metros



Fuente: Elaboración propia. (2022)

El esquema de la instalación eólica sería de la siguiente manera; con un inversor, que actúa a la vez como regulador, y sin baterías como se justificará en el próximo apartado.

Figura 7.6: Esquema de la instalación eólica

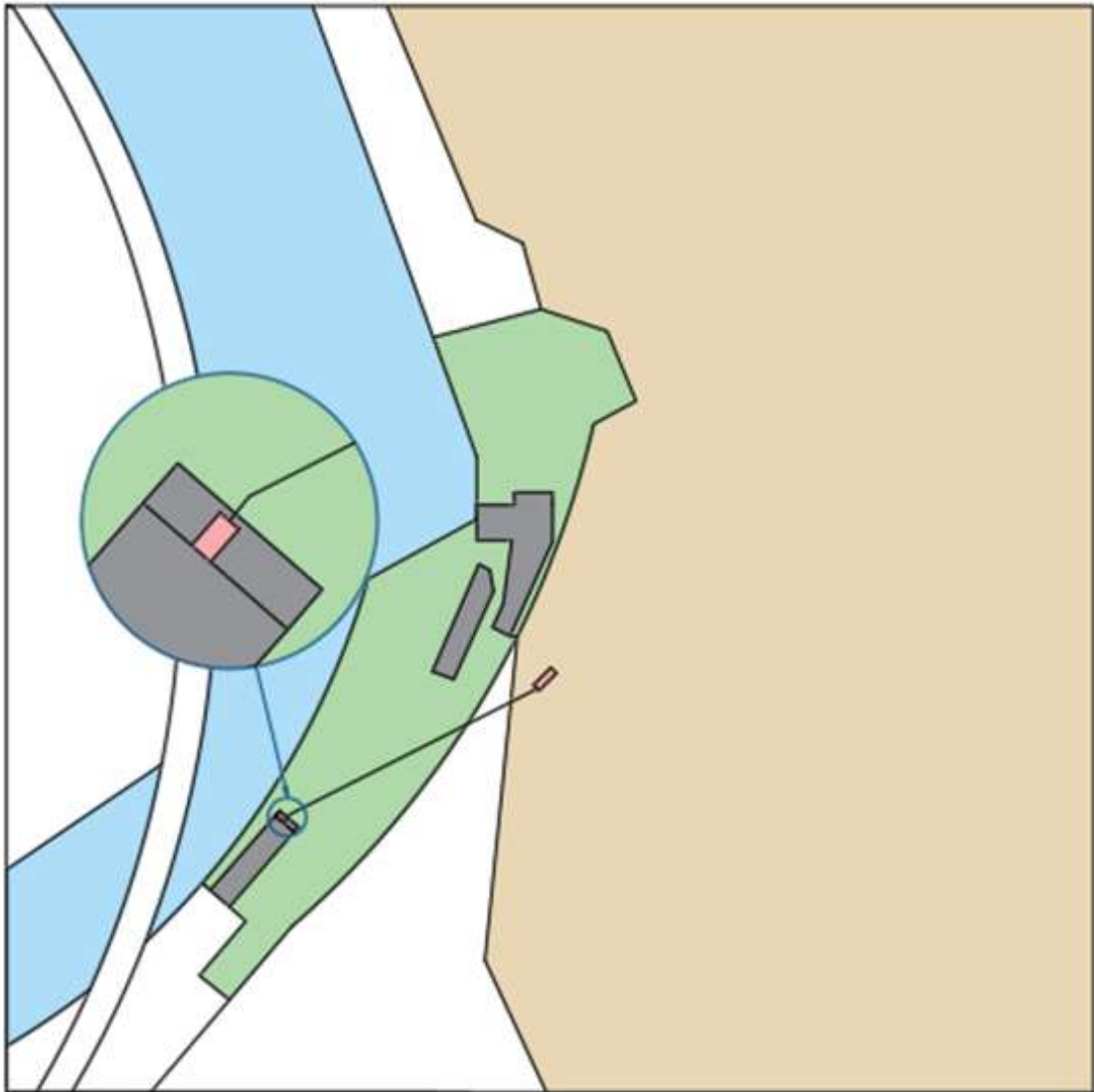


Fuente: Elaboración propia. (2022)

CAPÍTULO 7. SOLUCIÓN EÓLICA

La ubicación del aerogenerador en lo alto de la montaña quedaría de la siguiente manera, conectado al inversor a través de una línea aérea. El inversor se encontraría dentro de la casa, igual que sucedía en la instalación solar.

Figura 7.7: Plano instalación eólica a 100 metros de altura



Fuente: Elaboración propia. (2022)

A continuación, se añade una simulación del impacto visual que causaría el aerogenerador en caso de ubicarse en lo alto de la montaña del Cañón de la Horadada.

Figura 7.8: Aerogenerador en la cima de la montaña

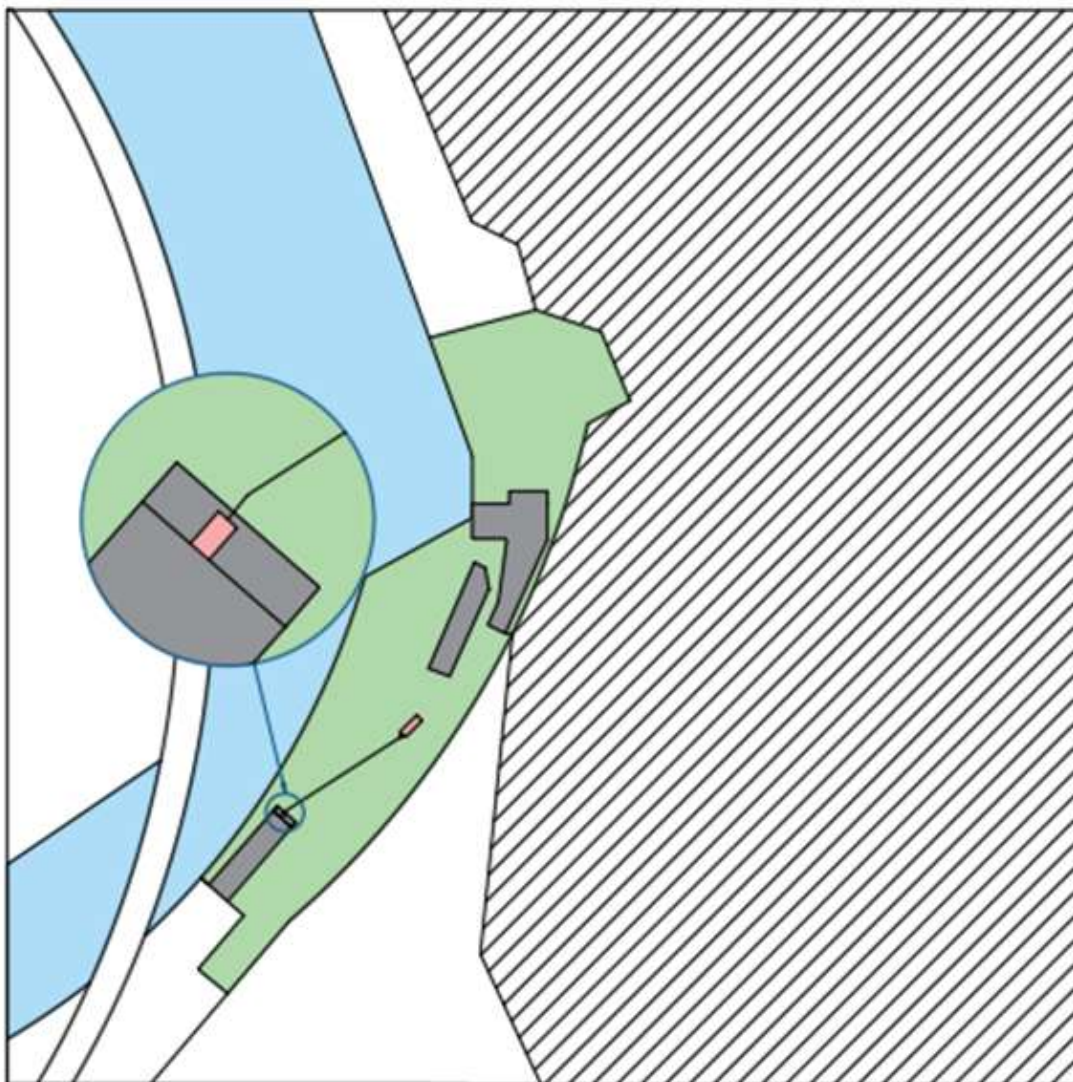


Fuente: Elaboración propia a partir de una imagen de flickr. (2022)

Si bien esta ubicación sería óptima, y la potencia que podría generarse duplicaría la que se generaría con la otra opción planteada, el Decreto 7/2018 considera, en su artículo 18, el Cañón de la Horadada como una Zona de Uso Limitado de Interés Especial (ZULIE) y por tanto, no sería posible instalar el aerogenerador en esta ubicación. En este decreto se reconoce el Cañón de la Horadada como 'uno de los enclaves más valiosos del espacio natural por la extraordinaria combinación de valores paisajísticos, geomorfológicos, ecológicos y del patrimonio cultural' y se establece que 'esta área demanda una regulación específica que facilite el acceso de las personas que visitan el espacio natural a los numerosos recursos del enclave, evitando las molestias a la fauna, los posibles daños a los valores del cañón y los riesgos para la seguridad de las personas que visitan el espacio natural'.

La otra opción sí podría entrar dentro de los límites legales, pues el terreno de aldea, por sus características, entraría en la definición de Zona de Uso Compatible (ZUC), en las que sí se permite la instalación de un aerogenerador, siempre que esté aislado de la red y que cuente con un informe favorable de la administración de los espacios naturales.

Figura 7.9: Plano instalación eólica a 30 metros de altura



Fuente: Elaboración propia. (2022)

7.3. Baterías

Nótese que, al igual que sucede con las instalaciones solares, las instalaciones eólicas dependen de la disponibilidad inmediata del recurso a explotar para producir energía; es decir, necesitan viento para generar electricidad. Esto implica que podría haber periodos de tiempo en los que se necesitase cubrir una cierta demanda que, en ausencia de viento, una instalación eólica no podría suplir. Por tanto, también será necesario instalar una batería.

Los tipos de baterías más comunes para instalaciones eólicas son:

- **Plomo ácido.** Uno de los tipos de batería más empleados pese a ser pesadas y tóxicas, debido a ser la alternativa más económica. Tienen una potencia media de 180W/kg y una densidad de energía de entre 60Wh/l y 100Wh/l.
- **Níquel-hidruro metálico.** Presentan una alta capacidad de almacenamiento pero son altamente contaminantes. Tienen una potencia de entre 250W/kg y 1000W/kg y una densidad de energía de entre 140Wh/l y 300Wh/l.
- **Níquel-cadmio.** Es una opción más cara pero de alto rendimiento, pese a que pierden capacidad con cada ciclo. Tienen una potencia media de 150W/kg y una densidad de energía de entre 50Wh/l y 150Wh/l.
- **Ion litio.** Altamente eficientes y sin pérdidas significativas de capacidad. Aún así son frágiles, tóxicas y la opción de coste más elevado. Tienen una potencia de entre 250W/kg y 340W/kg y una densidad de energía de entre 250Wh/l y 730Wh/l.

Las estimaciones muestran que el recurso eólico no es tan intermitente como el recurso solar y que, además, no produce tantos excedentes. Por tanto, se ha optado por no instalar baterías, ya que el precio de estas es elevado y no serían rentables, ya que no almacenarían suficiente energía como para suplir demanda en momentos de baja producción y seguiría siendo necesaria conexión a la red eléctrica.

7.4. Estudio económico

En este apartado se realizará una aproximación de los gastos derivados de la instalación y puesta en marcha de la solución eólica. El objetivo es obtener una cifra aproximada, no realizar un informe económico detallado, informe que sí se realizará en próximos capítulos para la solución que se elija proyectar.

Esta estimación evaluará los gastos típicos y previsibles que frecuentemente conlleva el aprovechamiento energético del viento en la zona de la aldea de la Horadada sin ahondar en gastos que resultaran comunes independientemente del recurso a explotar, como puede ser el caso de ciertos gastos de obra civil, en caso de que fuesen necesarios para todas las soluciones planteadas o cierta apartada como la destinada a protección.

Para la solución eólica se han dividido los gastos en tres grupos:

- **Coste de elementos eléctricos.** Dentro de este grupo se recogen el aerogenerador, inversor y batería.
- **Coste de elementos eléctricos.** Dentro de este grupo se añade el gasto de la torre del aerogenerador.
- **Costes de obra civil y mano de obra.** En este grupo se incluyen los gastos derivados de la instalación.

El desglose de estas estimaciones se añade en el anexo C. En la siguiente tabla se recogen los resultados obtenidos.

Tabla 7.2: Estimación de costes de la solución eólica

Tipo de gasto	Coste estimado (€)
Componentes eléctricos	6790
Componentes no eléctricos	9000
Obra civil y mano de obra	850
TOTAL	≈ 16650

Fuente: Elaboración propia. (2022)

7.5. Conclusiones

Este capítulo se ha enfocado a estudiar la viabilidad de explotar el recurso eólico de la zona de la aldea de la Horadada. En base a los apartados anteriores se puede afirmar que la velocidad del viento de la zona es aprovechable pero no destacablemente, pues se ha podido comprobar que la potencia estimada dista mucho de la potencia nominal que podría generarse.

La opción de instalar el aerogenerador en lo alto de la montaña proporcionaría una mayor generación eléctrica pero se ha tenido que descartar debido al artículo 16 del Decreto 7/2018.

La generación final, a 30 metros del terreno de la aldea, podría aumentarse instalando más aerogeneradores, pero debido al precio de los mismos y, sobre todo, a la superficie disponible en la aldea, instalar más aerogeneradores no parece una opción rentable.

Por otro lado, como se menciona en el capítulo 4, la potencia máxima instalada admisible en un Lugar de Interés Comunitario, como es la reserva natural de las Tuerces, es de 100kW. Las estimaciones de este capítulo se han realizado para una solución eólica con una potencia instalada de 3kW, así que entraría dentro de los límites establecidos sobradamente.

En base a los resultados estimados en el apartado 7.2, se puede concluir que la energía que se prevé llegar a obtener explotando el recurso eólico no sería suficiente para hacer frente a los niveles de demanda eléctrica que se estima que podría alcanzar la aldea. Esto implica que sería necesario conectar la aldea a la red eléctrica para poder garantizar el abastecimiento de la demanda.

Esto convertiría la instalación en una instalación eléctrica conectada a la red; es decir, no aislada. Teniendo esto en cuenta, y como se ha mencionado en el capítulo 4, el artículo 86 del Decreto 7/2018 no permite la construcción de una instalación de estas características.

En conclusión, la solución eólica no entraría dentro de los márgenes legales; y, por tanto, no se podría llevar a cabo. Es decir, ha de ser descartada.

En el siguiente capítulo se profundizará en esta decisión y en la elección final del método de generación.

Capítulo 8

Evaluación de las alternativas y decisión

Este capítulo se centrará en comparar los resultados obtenidos en los capítulos 5, 6 y 7, con el objetivo de elegir la opción más viable para cubrir la demanda eléctrica de la aldea de la Horadada estimada en el capítulo 3.

Para tomar esta decisión se tendrán en cuenta tanto los resultados de las estimaciones de producción energética como los resultados de las estimaciones de costes.

En cuanto a la estimación energética se valorará cuanta energía se podría producir, el porcentaje de la demanda que se cubriría y las características de generación de cada instalación.

En términos económicos, se analizará el coste de inversión necesario para cada central, los costes de operación y mantenimiento, el ahorro que supondría en la factura, las ayudas a las que se podría acoger cada tipo de instalación y la posible venta de electricidad derivada de los excedentes de producción.

Además, en base a ambas estimaciones se calculará el precio que costaría generar electricidad en €/kwh.

Si bien, como se ha indicado en el capítulo 7, la solución eólica no se podría llevar a cabo, se ha decidido incluirla en las comparaciones para demostrar que, aunque legalmente pudiese instalarse, tampoco sería la opción óptima. Además, es útil conocer las características de esta solución ya que en este capítulo se planteará una instalación que combine la solución solar y la solución eólica.

8.1. Características de producción

En este apartado se analizará el desempeño de cada tipo de instalación estudiada en términos de:

- **Energía primaria.** Recurso que se explota para producir energía.
- **Cobertura de la demanda.** Relación entre la producción estimada y la demanda estimada.
- **Predicción de la producción y variabilidad.** Capacidad de estimar la producción exacta que se obtendrá en un cierto momento y capacidad de adaptar esta a las necesidades.
- **Control y supervisión.** Facilidad para manejar la instalación eléctrica.

Tabla 8.1: Comparativa de las características de producción

	Hidráulica	Solar fotovoltaica	Eólica
Energía primaria	Caudal del río	Radiación solar	Viento
Cobertura de la demanda	Muy buena	Media	Pobre
Predicción de la producción y variabilidad	Buena	Pobre	Pobre
Control y supervisión	Pobre	Bueno	Bueno

Fuente: Universidad Pontificia Comillas. (2022)

Se puede observar que la solución hidráulica es la que mayor versatilidad ofrece, siendo además la opción con la que en mayor medida se asegura la cobertura de la demanda. En cambio, es la más compleja en términos de control y supervisión.

Las soluciones solar y eólica son menos versátiles; ya que, mientras que para la instalación hidráulica se podría controlar el caudal mediante válvulas para regular la producción energética, la radiación solar y la velocidad del viento no son parámetros controlables.

Nótese además, que la única opción que no sería suficiente para garantizar la cobertura de la demanda sería la eólica, pero en esto se profundizará en próximos apartados.

8.2. Capacidad de producción

En la siguiente tabla se recogen los valores de producción estimados en los capítulos anteriores.

Tabla 8.2: Comparativa de la capacidad de producción

Solución	Producción anual estimada (kWh)
Hidráulica	≈ 1575000
Solar	≈ 7270
Eólica	≈ 2505

Fuente: Elaboración propia. (2022)

Se puede observar que la producción anual que se podría llegar a obtener con la solución hidráulica es notablemente mayor al resto. Aún así, cabe destacar que la energía estimada con la solución solar es más del doble que la estimada con la solución eólica.

8.3. Cobertura de la demanda

Los datos calculados en el capítulo 3 estimaban que la demanda en la aldea de la Horadada sería de entre 4000kWh y 4500kWh anuales. A continuación, se procede a comparar este valor con los datos recogidos en la tabla 8.4.

Tabla 8.3: Comparativa de la cobertura de la demanda

Solución	Producción anual estimada (kWh)	Porcentaje de cobertura (%)	Energía excedente (kWh)
Hidráulica	≈ 1575000	100 %	1569500 - 1570500
Solar	≈ 7270	100 %	1770 - 2770
Eólica	≈ 2505	$\approx 55\% - 60\%$	-

Fuente: Elaboración propia. (2022)

Se puede observar que tanto la solución hidráulica como la solar deberían poder cubrir la demanda energética de la aldea; y, además, producirían energía excedente. En cuanto a la solución eólica, se estima que podría hacer frente al 50 % de la demanda, el resto de la demanda tendría que ser cubierta mediante otros métodos. Las opciones más destacables para complementar la generación eólica serían que la aldea obtuviese electricidad de la red eléctrica o combinar la solución eólica con la solución solar, opción que se desarrollará más adelante en este capítulo.

8.4. Coste de inversión

El coste de inversión hace referencia al desembolso de dinero necesario para construir y poner en marcha cada instalación.

Para poder llevar a cabo la comparación entre el coste de inversión que requeriría cada tipo de instalación se compararán los datos estimados en los apartados 'Estudio económico' de los capítulos 5, 6, 7. En dichos apartados, se aproximaba el precio de cada instalación sin tener en cuenta gastos comunes, como se explicaba, estos gastos no serían de interés para la comparación del coste de inversión ya que son comunes e independientes de la solución elegida.

En la siguiente tabla se recogen los costes totales estimados de inversión en función de cada solución.

Tabla 8.4: Comparativa de los costes de inversión

Solución	Coste de inversión estimado (€)
Hidráulica	460000
Solar	7100
Eólica	16650

Fuente: Elaboración propia. (2022)

Se puede observar que la solución eólica no es la solución más barata, pese a ser la solución que menos energía produce y la única cuya generación no cubriría la demanda. También, se puede concluir que la solución hidráulica sería notablemente más cara que el resto, diferencia que se refleja también en los resultados de producción anual estimada.

Cabe destacar que las baterías son el elemento más caro en la solución solar, y el elemento que hace que el precio de esta se encarezca. Las baterías podrían suprimirse en caso de que la energía para completar la demanda se obtuviese de la red eléctrica como se haría en la solución eólica.

Este planteamiento no es tan interesante para la solución solar, ya que en el sector residencial hay un pico de demanda a partir de las 20h, hora a partir de la cual la radiación solar es nula. Es decir, si no se almacenase la energía producida por la instalación solar, se dispondría de más energía en horas de menor demanda y sería necesario recibir energía de la red eléctrica en las horas de mayor demanda, siendo además estas las horas pico donde el precio de la electricidad es mayor.

8.5. Costes de operación y mantenimiento

A continuación se adjunta una tabla en la que se incluye el coste medio estimado de operación y mantenimiento (O&M) de cada tipo de central estudiado en función de los MWh que se pretendan obtener, particularizando el coste total a cada una de las soluciones planteadas.

Tabla 8.5: Comparativa de los costes OM

Solución	Coste O&M (€/MWh)	MWh	Coste anual O&M (€)
Hidráulica	28	1575	44100
Solar	15	7,270	109,05
Eólica	18	2,505	45,09

Fuente: Elaboración propia basada en datos de la U. Pontificia Comillas. (2022)

Se puede observar que el coste de operación y mantenimiento es notablemente mayor en la instalación hidráulica también. Esto se debe, como se puede observar en la tabla, no solo a que los costes de operación y mantenimiento son más caros para las centrales minihidráulicas que para las solares y la eólicas, sino a que la producción es notablemente mayor.

8.6. Ahorro en la factura de la luz

Como se ha detallado a lo largo del proyecto tanto la solución hidráulica como la solar permitirían cubrir la demanda eléctrica de la aldea sin necesidad de recibir electricidad de la red eléctrica; es decir, permitirían un ahorro total de la factura de la luz.

En cuanto a la solución eólica, también implicaría un notable ahorro en la luz; es decir, instalarla abarataría el precio a pagar en la misma. Pero el ahorro no llegaría a ser del 100 % como sí pasaría con la solución hidráulica y solar.

8.7. Ayudas a las energías renovables

Las subvenciones activas a día de hoy, periodo 2021-2023, provienen del plan Next Generation European Union³¹ tramitadas en España por el Instituto de Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).

Cabe destacar que estas ayudas son administradas por comunidades autónomas; es decir, este proyecto podría acogerse a las ayudas disponibles en Castilla y León.

Por la forma en la que se ha planteado cada instalación se ha decidido, como se ha justificado en los capítulos 5, 6 y 7, que la solución hidráulica serviría como central de generación; la solar, como instalación aislada; y la eólica, como instalación de autoconsumo sin excedentes. Por tanto, las ayudas a las que podrían acogerse cada una de ellas son diferentes.

En cuanto a la instalación eólica, al tratarse de una instalación de autoconsumo, podría acogerse al plan de ayudas aprobado en el Real Decreto 477/2021³², ayudas ampliadas y cedidas a las comunidades autónomas en el Real Decreto 377/2022.³³

Dentro de los seis programas de incentivos que se indican en dicho decreto, la solución proyectada se encontraría en el programa de incentivos 4, destinado a la 'Realización de instalaciones de autoconsumo, con fuentes de energía renovable, en el sector residencial, las administraciones públicas y el tercer sector, con o sin almacenamiento.' El beneficiario de las ayudas sería una persona física con actividad económica, autónomo; por tanto, la cuantía de las ayuda de este programa para una instalación de autoconsumo dedicada al tercer sector, en este caso una casa rural, oscilan entre 1100-4100€/kW. Siendo la potencia instalada 3Kw, la ayuda que se podría recibir sería desde 3300€ hasta 12300€.

En Castilla y León, el plazo para solicitar esta ayuda se extiende hasta el 31 de diciembre de 2023. Además, la Sede Electrónica de Castilla y León proporciona un archivo tipo Excel que permite estimar de manera más precisa la ayuda que se recibiría, que para el caso planteado ascendería a 12300€, suponiendo más del 70 % del total.

³¹UNIÓN EUROPEA. (2020)

³²MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO. (2021)

³³MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO. (2022)

En lo que a la solución solar respecta, en el Anexo I del ya citado Real Decreto 477/2021 se recoge lo siguiente 'Asimismo, a los efectos de este real decreto también se consideran actuaciones subvencionables, las instalaciones aisladas de la red no reguladas en el citado Real Decreto 244/2019.' El Real Decreto 244/2019³⁴ establece en su Artículo 2 sobre el ámbito de aplicación de dicho decreto que 'Se exceptúan de la aplicación del presente real decreto a las instalaciones aisladas' definiendo instalación aislada como 'Aquella en la que no existe en ningún momento capacidad física de conexión eléctrica con la red de transporte o distribución ni directa ni indirectamente a través de una instalación propia o ajena.' Es decir, en base a lo estipulado en ambos decretos se puede concluir que la solución solar, al tratarse de una instalación aislada, podría beneficiarse del programa de incentivos 4, al igual que que la instalación eólica. Con la diferencia de que podría disponerse de una ayuda adicional dirigida a la instalación de almacenamiento que se prevé instalar de manera conjunta con la instalación fotovoltaica.

Para esto caso la cuantía de las ayudas oscilaría entre los 500€/kWp y 1000€/kWp; es decir, para la instalación de 10 paneles de 450W oscilaría entre 2250€ y 4500€. Mientras que para la incorporación de la instalación de almacenamiento la ayuda oscilaría entre los 140€/kWh y los 490€/kWh; es decir, para los 9kWh instalados variaría entre 1260€ y 4410€.

En el Anexo I, sobre actuaciones subvencionables, del Real Decreto 477/2021 se estipula que 'Solo serán consideradas elegibles las instalaciones de almacenamiento que no superen una ratio de capacidad instalada de almacenamiento frente a potencia de generación de 2 kWh/kW.' condición que se ha tenido en cuenta a la hora de dimensionar las baterías en el anexo C.6

Para conocer la cuantía de las ayuda es necesario conocer el coste de inversión de la instalación fotovoltaica y la de almacenamiento por separado. En base a la estimación realizada en el anexo D, el coste de la instalación fotovoltaica sería de $\approx 3300\text{€}$, mientras que el de la instalación de almacenamiento ascendería a $\approx 3800\text{€}$.

Se han añadido estos datos en el archivo Excel proporcionado en la Sede Electronica de Castilla y León, obteniéndose que, al tratarse de una instalación destinada al sector terciario, la ayuda que se recibiría para la instalación solar sería de 3300€, el 100 %, y la ayuda que se recibiría para la instalación de almacenamiento sería de 3800€, también del 100 %. Es decir, las ayudas cubrirían el 100 % de la inversión total.

³⁴MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA. (2019)

Por otra parte, la solución hidráulica no encaja con ninguno de los programas actuales de ayudas ofrecidos en la comunidad de Castilla y León.

8.8. Venta de excedentes de producción

Como ya se ha detallado, la instalación eólica no produciría suficiente energía para abastecer la demanda total; es decir, no produciría excedentes; la solución solar sí produciría excedentes pero serían almacenados en baterías para ser empleados en momentos de baja producción eléctrica y alta demanda; y la instalación hidráulica sería la única solución que permitiría la comercialización con excedentes eléctricos.

En el apartado Cobertura de la demanda de este mismo capítulo se ha estimado la energía excedente que se produciría en la central hidráulica y que podría ser vendida, oscilando este valor entre 1569500kWh y 1570500kWh anuales.

Conocer las ganancias que podrían derivarse de la venta de electricidad es bastante complicado, pues el precio de la luz es relativamente volátil y difícil de prever, como ha quedado constatado recientemente.

Aún así, de cara a poder tener cifras aproximadas de cual podría ser la ganancia anual que se obtuviera en caso de optar por la solución hidráulica se proporcionará una aproximación de las ganancias que obtendrían para el precio medio de la luz actual y en los últimos 3 años.

Tabla 8.6: Aproximación de las ganancias

Periodo	Precio luz (€/kWh)	Ganancias anuales(k€)
2022	≈ 0,2500	≈ 395
2021	0,2323	≈ 365
2020	0,2239	≈ 350
2019	0,2403	≈ 380

Fuente: Elaboración propia basada en datos de Expansión. (2021)

En base a estos datos se podría concluir que las ganancias de la central durante los últimos años hubiesen variado entre los 350000€ y los 400000€. Es decir, la central eléctrica proporciona una ganancias elevadas.

8.9. Combinación de la solución solar y eólica

Como se ha comentado a lo largo del proyecto, la solución eólica no sería suficiente para cubrir la demanda eléctrica de la aldea; por tanto, se debería disponer de otro método para proveer aquella energía que la instalación eólica no fuese capaz de producir. Si bien el método más común consistiría en conectarse a la red eléctrica, en este apartado se estudiaría otra posibilidad, realizar una instalación que combinase la solución solar y la eólica.

Se ha decidido que la combinación de ambas soluciones se haría sin alterar su esquema ni características, pues el parque eólico consiste en un único aerogenerador; por tanto, no da lugar a disminuir el tamaño; y la única motivación para alterar la instalación solar sería económica, pero en vista a los datos obtenidos en el apartado 8.7 disminuir la potencia de la instalación no abarataría el precio, ya que las ayudas que podrían recibirse son suficiente para hacer frente a los costes de inversión.

En la siguiente tabla se recogen todos los datos relevantes que se han analizado para el resto de soluciones a lo largo de este capítulo.

Tabla 8.7: Características de la solución solar+eólica

Energía primaria	Radiación solar y viento
Cobertura de la demanda	Buena
Predicción de la producción y variabilidad	Pobre
Control y supervisión	Bueno
Producción anual estimada (kWh)	≈ 9775
Porcentaje de cobertura (%)	100
Energía excedente (kWh)	4275 - 5275
Coste de inversión estimado (€)	23750
Coste anual O&M (€)	154,14
Ayudas (€)	19400

Fuente: Elaboración propia. (2022)

Al combinar ambas soluciones la producción ascendería hasta ser más de un 75 % superior a la máxima demanda estimada, lo que implicaría que mayor energía podría ser almacenada. Este margen proporcionarían una mayor seguridad para confiar en la capacidad de autoabastecimiento de la instalación. Además, se podría plantear variar la capacidad de almacenamiento total en la instalación, pues la potencia instalada aumentaría en 3kW, lo que implica que se podrían añadir 6kWh más de almacenamiento.

En cuanto a la predicción de la producción y variabilidad cabe destacar que, si bien sigue siendo pobre, pues el recurso solar y el eólico son difícilmente predecibles, el recurso solar y el recurso eólico son bastante complementarios. Es decir, si se observa las figuras 6.3, 7.1 y 7.3, se puede apreciar durante los meses de menor radiación solar, la velocidad del viento tiende a aumentar y lo mismo sucede, siendo la velocidad del viento máxima a horas a las que la radiación solar es prácticamente nula.

Esto implicaría que durante las horas en las que la instalación solar no pudiese producir suficiente electricidad se dispondría no solo de la energía almacenada en baterías, sino de la energía producida por la instalación eólica, que se encontraría en niveles altos de producción.

La idea de la instalación consistiría en destinar toda la energía eólica a cubrir la demanda, apoyada por la generación solar que intervendría para complementar la energía producida por el aerogenerador; el resto de la producción de la instalación solar se destinaría a llenar las baterías, que se emplearían en los momentos de baja producción de ambas instalaciones.

Nótese que los costes de instalación de esta solución incluirían los costes de inversión de cada instalación por separado; es decir, ascenderían a 23750€, de los cuales las ayudas ofrecidas en Castilla y León por el Instituto de Diversificación y Ahorro de la Energía cubrirían, según la hoja Excel disponible en la Sede Electrónica de Castilla y León, 19400€; es decir, más del 80 % del coste de inversión necesario.

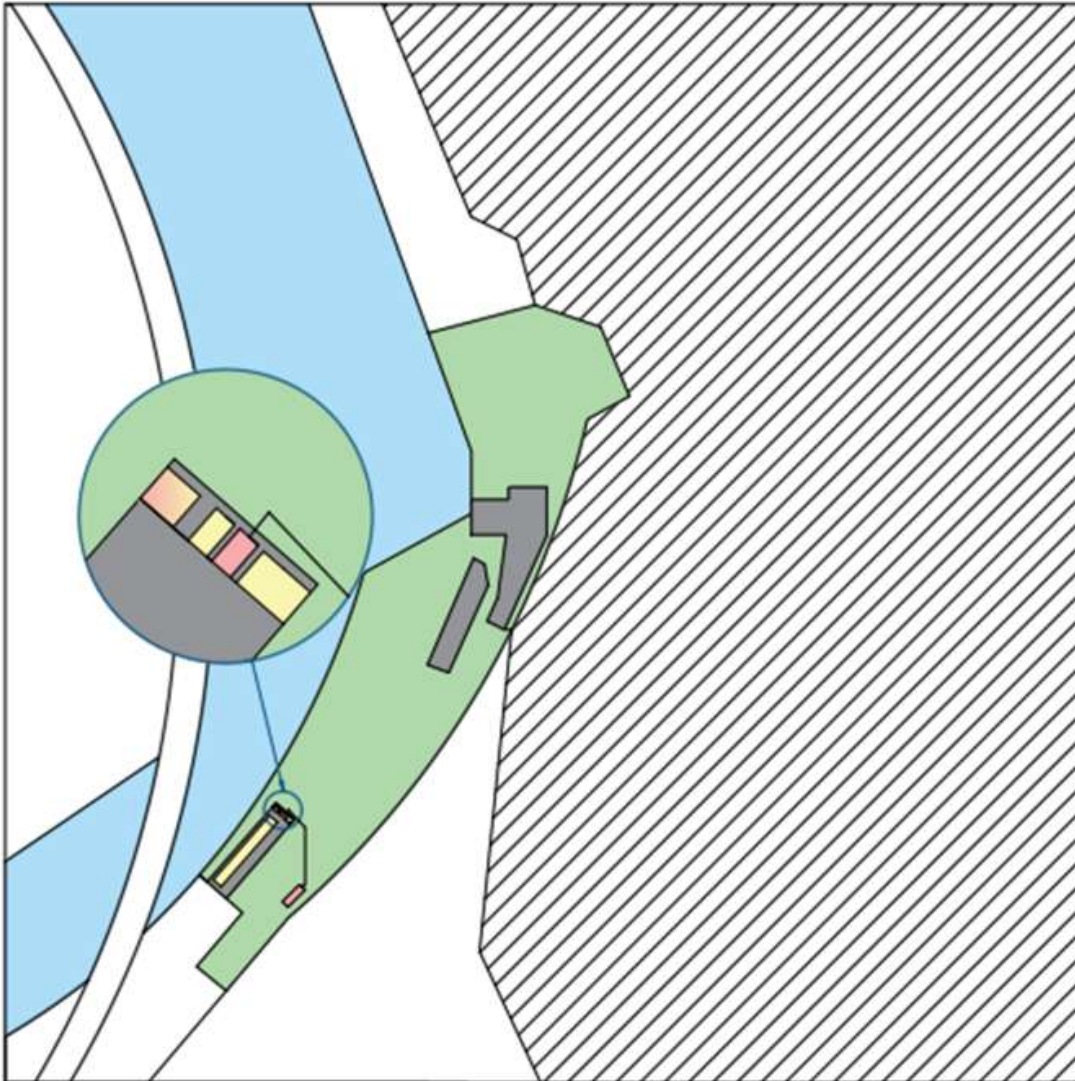
Cabe destacar que los costes de operación y mantenimiento irían destinados a la instalación fotovoltaica y a la instalación eólica, pues como se indicó, uno de las principales ventajas que presentan las baterías de litio es que no requieren mantenimiento; y, por tanto, los costes derivados de la operación y el mantenimiento de la instalación de almacenamiento se han estimado en 0€, tanto para esta solución como para la solución solar.

La instalación solar seguiría el modelo mostrado en la figura 6.8. Mientras que el aerogenerador de la instalación eólica se ubicaría, idealmente, en lo alto de la montaña del cañón, pues allí la velocidad del viento sería notablemente mayor y la generación incrementaría. Pero la instalación de un aerogenerador en esta ubicación no sería posible teniendo en cuenta que el Decreto 7/2018 considera en su artículo 18 que el Cañón de la Horadada es una Zona de Uso Limitado de Interés Especial, ZULIE.

8.9. Combinación de la solución solar y eólica

Por tanto, y de cara a respetar en la mayor medida posible el enclave en el que se encuentra la aldea, se ha proyectado la instalación con el aerogenerador dentro del terreno de la misma. El aerogenerador se ubicaría al principio del terreno, lo más alejado posible de la montaña, ya que en esa zona el cañón es notablemente más abierto, lo que implica que las corrientes de aire son mayores.

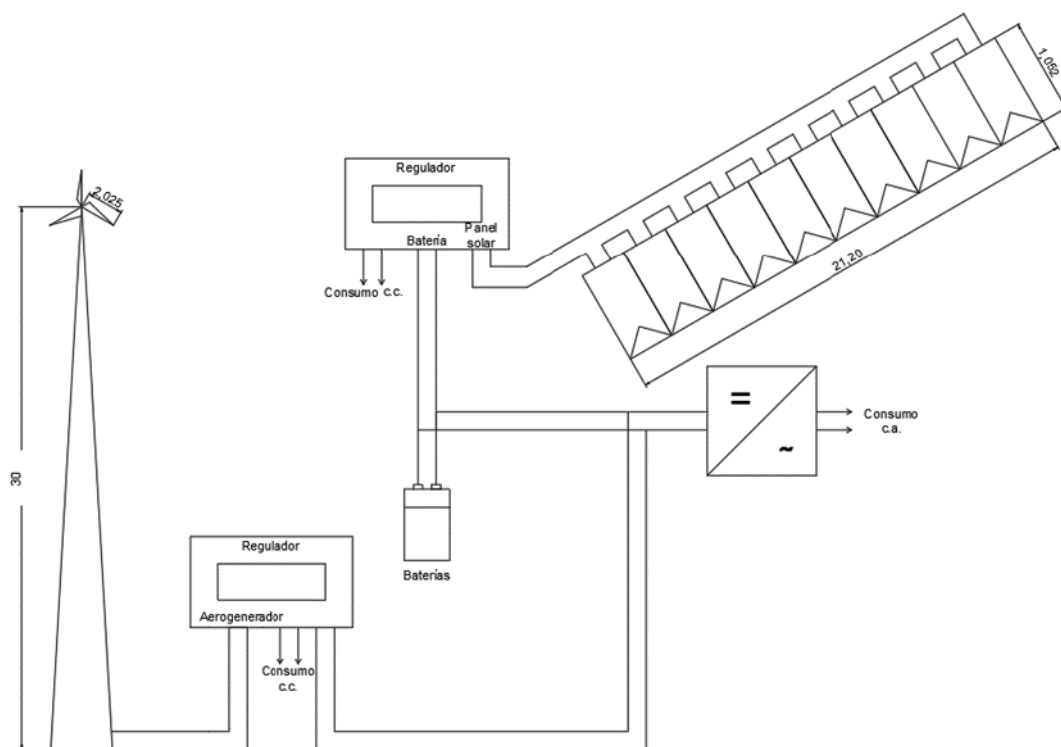
Figura 8.1: Plano combinación instalación solar e instalación eólica



Fuente: Elaboración propia. (2022)

El esquema de la instalación sería el siguiente.

Figura 8.2: Esquema combinación instalación solar e instalación eólica



Fuente: Elaboración propia. (2022)

Se utilizaría un inversor común para ambas instalaciones, que sería el mismo que para la instalación solar. Además, sería necesario añadir un regulador para el aerogenerador, que en la instalación inicial se incluía en el propio inversor.

El aerogenerador se ubicaría en la zona c del terreno de aldea; los paneles en el tejado del inmueble; mientras que los reguladores, baterías e inversor se instalarían en el interior de la propia casa para favorecer su mantenimiento y conservación.

Nótese que al utilizarse el mismo inversor para la instalación eólica como para la solar, al coste de inversión estimado para la instalación eólica se le ha descontado el precio del inversor.

8.10. Coste de producción

En este apartado se analizará cual sería el coste de generación asociado a cada una de las opciones analizadas teniendo en cuenta la producción estimada, el coste de inversión a amortizar en la vida útil de cada una de las instalaciones, los costes de operación y mantenimiento y las ayudas.

Se tomará como vida útil para todas las instalaciones planteadas 25 años³⁵. Además, para aquellas soluciones que puedan beneficiarse de ayudas, se calcularán dos costes de producción, uno que incluya las ayudas y otro que no.

Tabla 8.8: Coste de producción

Solución	Producción (kWh)	Coste de inversión anual (€)	Coste O&M (€)	Coste de producción (€/kWh)
Hidráulica	1575000	18400	44100	0,0397
Solar	7270	284	109,05	0,0541
Solar con ayuda	7270	0	109,05	0,0150
Eólica	2505	666	45,09	0,2829
Eólica con ayuda	2505	174	45,09	0,0875
Solar + eólica	9775	950	154,14	0,1130
Solar + eólica con ayuda	9775	174	154,14	0,0329

Fuente: Elaboración propia. (2022)

La opción con mayor coste de producción es la instalación eólica en caso de no recibir ayudas; ya que, aún siendo una solución con bajos costes, la producción es notablemente inferior al resto, lo que encarece el coste de producción total. Por otra parte, las dos opciones con menor coste de producción son las que incluyen la instalación solar recibiendo ayudas, pues ofrecen unos niveles de producción decentes y están altamente subvencionadas. El coste de producción de la solución hidráulica es similar a estos valores, pues aún siendo especialmente costosa, el nivel de producción es proporcionalmente elevado.

³⁵UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS. (2022)

8.11. Normativa

En este apartado se analizará la viabilidad legal de cada una de las soluciones planteadas de cara a encontrar las opciones que podrían resultar más factibles y repasar cuales tendrían que ser descartadas.

Si bien hay que tener en cuenta varias leyes como la Ley 42/2007 que regula los espacios naturales protegidos o la Ley 21/2013 que permite la instalación de soluciones eléctricas dedicadas al autoconsumo sin necesidad de ser sometidos a evaluación, siempre que no superen los 100kW de potencia instalada. La principal normativa a tener en cuenta en este proyecto, pues es la más específica y restrictiva, es el Decreto 7/2018 de la Junta de Castilla y León, en la que se regula, de manera concreta, el espacio natural protegido de Las Tuerces, dentro del cuál se ubica el Cañón de la Horadada.

Concretamente, dentro de este decreto, el artículo 86 se orienta a la normativa para la instalación de infraestructuras de generación de energía. Dentro de este artículo son especialmente relevantes las siguientes restricciones:

- Se prohíbe la instalación de parques eólicos, salvo aerogeneradores aislados sin conexión a red.
- Se prohíbe la instalación de plantas solares, salvo las aisladas sin conexión a red.
- Requerirá el informe favorable de la administración de los espacios naturales todo tipo de instalaciones de producción de energía aisladas sin conexión a la red.
- Requerirá el informe favorable de la administración de los espacios naturales la modificación de las infraestructuras de generación hidroeléctrica existentes en la central de La Horadada, que puedan generar impactos ambientales o paisajísticos

En resumen, la solución solar, la solución eólica y la combinación de ambas solo serán viables si se puede garantizar el autoabastecimiento, pues no se permite la conexión a red para obtener energía eléctrica en momentos de baja producción. Por otra parte, cualquiera de las soluciones debería obtener un informe favorable de la administración de los espacios naturales haciendo especial hincapié en el caso de la solución hidráulica, esto se desarrollará más adelante.

Otro artículo a tener en cuenta dentro de este decreto es el artículo 18 sobre el delimitamiento de zonas en el Espacio Natural Las Tuerces que se reconoce mayoritariamente como Zona de uso limitado (ZUL) y se presenta como 'Esta zona posee una diversidad ecológica y paisajística elevada, consecuencia de la presencia de múltiples elementos de interés geológico representativos de la dinámica kárstica, que acogen y modelan diferentes hábitats y procesos ecológicos valiosos, distribuidos a lo largo y ancho de la Lora de Las Tuerces, elevada sobre los valles fluviales que la rodean, en una posición claramente dominante en el paisaje local.'

Dentro del espacio de Las Tuerces, se han destacado seis zonas de interés espacial denominadas zonas de uso limitado de interés especial (ZULIE), siendo el Cañón de la Horadada la sexta (ZULIE 6), la descripción que se hace del cañón de la Horadada ya se adjunto en el capítulo 7. Este punto es especialmente relevante ya que impide la ubicación de los paneles solares y el aerogenerador en la montaña del Cañón de la Horadada, lo que implica que la producción solar y la producción eólica no puedan llegar a niveles óptimos de generación. Estas instalaciones sí podrían ubicarse sobre el terreno de la aldea, al tratarse de una zona de uso compatible (ZUC).

A modo de conclusión se añaden los requisitos que debería cumplir cada solución para poder ser llevada a cabo.

Tabla 8.9: Requisitos medioambientales

Solución	Requisitos
Hidráulica	- Informe favorable - Impacto medioambiental bajo
Solar	- Instalación aislada - Informe favorable - Impacto paisajístico leve
Eólica	- Instalación aislada - Informe favorable - Impacto paisajístico leve
Solar + Eólica	- Instalación aislada - Informe favorable - Impacto paisajístico leve

8.12. Impacto medioambiental

Como ya se ha comentado a lo largo del trabajo, se busca proyectar un método de producción eléctrica respetuoso con el medioambiente. En este apartado, se realizará un análisis ecológico de cada una de las opciones estudiadas.

El principal impacto derivado de una instalación solar es paisajístico, impacto regulado por el Decreto 7/2018 y que se ha tenido en cuenta de cara a diseñar la instalación.

El caso de la instalación eólica es similar al de la instalación solar, aunque los aerogeneradores tienen también un impacto acústico; impacto que sería perjudicial especialmente para la fauna de la zona, no tanto para la casa ya que el aerogenerador se ubicaría a suficiente distancia de la misma. Además, al tratarse de un solo aerogenerador el impacto acústico no será tan elevado como un parque eólico con más aerogeneradores. El otro efecto negativo que puede suponer la instalación de un aerogenerador es sobre la vida de las aves de la zona, impacto que sería mucho mayor si se ubicase en lo alto de la montaña; pero que, al igual que sucede con el impacto paisajístico, se reduce al instalar el aerogenerador en el terreno de la aldea.

Respecto a la contaminación acústica, dentro del Decreto 7/2018 se encuentran los artículos 29 y 30, sobre la calidad atmosférica. En estos artículos se expone como objetivo a conseguir, un bajo nivel de ruido que mantenga unos niveles de confort sonoro óptimos, para ello se exige que se cumpla con lo expuesto en la Ley 5/2009³⁶ de la Junta de Castilla y León.

Para conocer los límites de ruido permitidos, la Ley 5/2009 divide las áreas acústicas en cinco tipos, entre los cuales, según lo establecido en el artículo 30 del Decreto 7/2008, el Cañón se ubicaría en el tipo 1, al tratarse de una zona de uso límite de interés especial; y la aldea, en el tipo 2, al tratarse de una zona de uso compatible. Para este caso, y dado que el aerogenerador se ubicaría en el terreno de la aldea pero el ruido afectaría a terreno de tipo 1, es relevante conocer los límites establecidos para un área acústica tipo 1, silenciosa; y de tipo 2, levemente ruidosa. Estas limitaciones se especifican en el Anexo II de la misma ley y serían los siguientes.

³⁶JUNTA DE CASTILLA Y LEÓN. (2009)

Tabla 8.10: Límite de niveles sonoros ambientales

Área receptora exterior	Índices de ruido dB(A)			
	L_d (7h - 19h)	L_e (19h - 23h)	L_n (23h - 7h)	L_{den}
Tipo 1. Área de silencio	55	55	45	56
Tipo 2. Área levemente ruidosa	65	65	55	66

Fuente: Junta de Castilla y León. (2009)

Estos valores representan el ruido máximo permitido durante el día, L_d ; la tarde, L_e ; la noche, L_n ; y el índice de ruido día-tarde-noche, L_{den} , que se obtiene mediante la siguiente fórmula.

$$L_{den} = 10 * \log \frac{1}{24} * \left(12 * 10^{\frac{L_d}{10}} + 4 * 10^{\frac{L_e+5}{10}} + 8 * 10^{\frac{L_n+10}{10}} \right) \quad (8.1)$$

El ruido que puede llegar a emitir un aerogenerador de pequeño tamaño es de $\approx 100dB$, valor que se encuentra por encima del límite establecido, valor, pero que decrecería al alejarse de la turbina, disminuyendo hasta $\approx 50dB$ a los 100 metros del aerogenerador y llegando a $\approx 40dB$ en torno a los 300-500 metros de distancia. Por tanto, aunque para la casa el ruido no presentaría un gran problema, ya que se dispone de terreno suficiente como para ubicar la instalación a más de 500 metros de distancia, el aerogenerador superaría los límites acústicos establecidos. Cabe destacar que, actualmente muchos aerogeneradores destinados a uso domésticos producen niveles de ruido de entre 50-55dB; por tanto, un aerogenerador moderno podría entrar dentro de los límites establecidos.

Por último, la solución hidráulica también conlleva un impacto acústico, pero al ubicarse en otro inmueble y alejado de la casa sería leve; además, a diferencia de en el caso de la instalación eólica, la turbina se encuentra dentro de una sala cerrada; por tanto, se podría acondicionar la misma para reducir el impacto acústico. El principal problema medioambiental que presenta la solución hidráulica, y que podría comprometer su viabilidad legal de cara a recibir un informe favorable de la administración de espacios naturales, es el impacto del azud y de la central sobre la calidad del agua y la vida de los peces del río.

A este respecto, en 2011 se instaló una escala prefabricada para peces en el azud de la Horadada³⁷ con el objetivo de mejorar la continuidad longitudinal.

³⁷ECONOTICIAS. (2011)

Posteriormente, en 2015, la Confederación Hidrográfica del Duero publicó el plan hidrológico para los años 2015-2021³⁸ en el que se recogen masas de agua muy modificadas y el motivo que las causa, definiendo como una zona problemática la zona de Las Tuerces y señalando el azud de la Horadada como uno de los causantes de alteraciones físicas.

Con respecto a dicho azud en concreto, se redacta que 'la presencia de estas infraestructuras supone una modificación del régimen de caudales naturales, así como una ruptura de la continuidad del curso fluvial' y, posteriormente, en el mismo informe se propone 'la eliminación del azud de la central hidroeléctrica de "La Horadada" presente en el río Pisuerga. En cualquier caso, de no poder proceder a su demolición, es obligatorio que la escala de peces con la que cuenta actualmente sea funcional' o, en su defecto, se reitera la alternativa de 'Instalar una nueva escala de peces para que el azud de la central hidroeléctrica de "La Horadada" sea totalmente franqueable, así como de sistemas que permitan una correcta circulación de los caudales sólidos y líquidos del sistema fluvial'. Marcando como fecha límite para implantar estas medidas el año 2027.

Finalmente, en el nuevo plan hidrográfico³⁹ para el periodo 2022-2027 se especifica que la medida planteada para el azud de la Horadada consiste en la reparación de la escala de peces; por tanto, de momento, no se ha planteado la eliminación definitiva del azud necesario para la solución hidráulica. Esto no implica que no exista el riesgo de que si en un futuro la medida adoptada en este último plan no resulta efectiva se acabe optando por derribar el azud.

Adicionalmente, en 2019 el Ministerio para la Transición Ecológica elaboró una guía⁴⁰ recogiendo la metodología a seguir para la conservación, mantenimiento y mejora de cauces. Este informe puede servir para conocer las características y requisitos que debería cumplir la solución hidráulica para recibir un informe favorable de la administración de los espacios naturales. Entre estos requisitos se incluye el mejorar la continuidad longitudinal de los cauces, objetivo que podría entrar en conflicto con la explotación del azud de la Horadada como ya se ha expuesto.

En conclusión, debido a como afecta el azud al cauce del río y a la calidad del agua, la solución hidráulica tendría un impacto medioambiental más negativo que otras soluciones, pues requiere de la existencia y conservación del azud.

³⁸CONFEDERACIÓN HIDROGRÁFICA DEL DUERO. (2015)

³⁹CONFEDERACIÓN HIDROGRÁFICA DEL DUERO. (2022)

⁴⁰MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA. (2019)

8.13. Decisión

En este apartado se elegirá cuál de todas las soluciones planteadas se considera la más adecuada en base a los datos obtenidos a lo largo del proyecto y expuestos en este capítulo.

En primer lugar, se descarta la solución eólica. No solo por los motivos legales ya mencionados, sino porque además sería la menos rentable de todas las opciones planteadas, pues no bastaría para el autoabastecimiento, teniendo además el coste de producción más alto y siendo más perjudicial para el medioambiente que la otra solución similar, la solar.

En cuanto a la solución hidráulica, si bien es la más cara, también ha de mencionarse que podría proporcionar grandes réditos económicos en caso de vender el exceso de producción; esto la convierte en una opción con un alto potencial. Aún así, su coste de inversión es realmente elevado y su instalación se alejaría de la motivación y objetivo del proyecto, que era proponer una solución de generación económica y sostenible para cubrir la demanda eléctrica de la aldea de cara a darle una nueva vida a la misma.

Por otra parte, es la opción que presenta mayores riesgos, no solo por la posibilidad de que finalmente se derribase el azud, lo que truncaría la posibilidad de generación eléctrica, aunque parece poco probable que se eliminase el azud si estuviese siendo explotado; pero, también, por el hecho de que sería menos probable que obtuviese un informe favorable de parte de la administración de los espacios naturales al poder perjudicar la consecución de uno de los objetivos principales fijados por la Confederación Hidrográfica del Duero.

Además, de cara a poder vender la electricidad sería necesario conectarse a la red eléctrica, proceso que se ha estimado que resultaría bastante costoso y que también precisa de aprobación para su construcción, pues en el artículo 85 del ya citado Decreto 7/2018 se prohíbe 'la instalación de nuevas líneas eléctricas o de telecomunicaciones excepto las que den servicio a los núcleos urbanos' y realmente la instalación de esta línea no se destinaría a proporcionar electricidad a un núcleo urbano sino a volcar electricidad a la red, hecho que podría dificultar la concesión de dicho informe favorable.

La instalación solar, por su parte, es una opción más respetuosa con el medio ambiente y con costes de producción bajos, incluso menores a los de la solución hidráulica. Cuenta con la desventaja de ser una producción intermitente, hecho que se solventaría con la instalación de almacenamiento. Además, dentro de las tres soluciones planteadas inicialmente, es la única que no necesitaría conexión a la red eléctrica para ningún fin.

Por último, la opción planteada en este capítulo de combinar la solución eólica y la solar, presentaría la ventaja, respecto a la solución exclusivamente solar, de aumentar la producción y de ofrecer un medio de generación más constante derivado de la combinación de ambas instalaciones; pero, incorporaría los problemas medioambientales de la solución eólica.

Dentro de estos problemas, la posibilidad de alterar la vida de las aves no es decisiva, al no instalarse el aerogenerador lo alto de la montaña; en cuanto al impacto paisajístico, si bien mayor que el de la instalación solar, tampoco debería resultar ser un gran inconveniente, pues se instalaría en terreno privado y no se trataría de un gran parque eólico, sino de un aerogenerador aislado; el principal inconveniente sería la contaminación acústica, que podría llegar a superar los límites establecidos. Aún así, un aerogenerador moderno debería producir un nivel de ruido dentro de los límites establecidos; en caso de superarlos, la única posibilidad que presenta la Ley 5/2009 se recoge en el Anexo I, 'el valor limite indicado podrá ser superado si se demuestra que técnicamente no existe otra solución económicamente viable y de la evaluación ambiental de sus efectos no se aprecian perjuicios significativos en el entorno' pero este párrafo sería difícilmente aplicable teniendo en cuenta lo estricto que es el Decreto 7/2018 en términos de evaluación ambiental.

En base a todo lo presentado en este capítulo se ha concluido que la opción óptima, más favorable y más viable de autoabastecimiento para la aldea de la Horadada consistiría en la combinación de la solución solar y la solución eólica, instalando un aerogenerador silencioso.

Capítulo 9

Proyección de la solución final

En los capítulos previos se aportaba una estimación y un primer planteamiento de las instalaciones a proyectar. Este capítulo se centrará en diseñar de manera más precisa los componentes y características de las instalaciones elegidas, replanteando aquellos que sean necesarios; y, en añadir la información pertinente sobre temas como el cableado o las protecciones. Para ello, se analizará cada instalación por separado.

9.1. Diseño de la instalación solar

9.1.1. Paneles solares

Las características de los paneles solares serían las expuestas en el capítulo 6, paneles monocristalinos conectados a 24V, con una potencia nominal de 450W.

Más concretamente, el modelo elegido es el Panel JAM72S20 445-470/MR de la marca Ja Solar formado por 144 células partidas y cuyas características principales se recogen en la tabla 9.1

La ficha técnica del modelo se recoge en el anexo B, mientras que el anexo A se añade un plano del panel.

Tabla 9.1: Características principales panel JAM72S20 445-470/MR

Potencia del panel solar	450W
Tipo de Célula del Panel Solar	Monocristalino PERC
Rigidez del Panel Solar	Rígido
Dimensiones del Panel Solar	2120 x 1052 x 35 mm
Tensión Máxima Potencia	41.52V
Corriente en Cortocircuito ISC	11.36A
Eficiencia del Módulo	20.2 %
Amperios Máximos de Salida IMP	10.84A
Tensión en Circuito Abierto	49.7V
Voltaje de Trabajo del Panel Solar	24V
Peso del Panel Solar	25Kg
Marco del Panel Solar	Blanco y Gris
Garantía del Panel Solar	25 años
Precio (p.u.)	211,46€

Fuente: Ja Solar. (2022)

Como ya se ha indicado, la instalación contaría con diez de estos paneles; es decir, la potencia instalada sería de 4500W y el precio de los paneles ascendería a 2114,60€. Estos paneles se colocarían con una inclinación de 35^o orientados al noroeste, con un grado de azimut de -30^o, características del tejado, en una fila los ocho seguidos.

En cuanto a la ubicación de estos paneles, ya se ha comentado que la ubicación ideal sería en lo alto de la montaña, pero esto resultaría ilegal. Otra opción que se ha barajado sería colocarlos en el terreno de la casa rural, pero esto implicaría que las pérdidas por producidas por la montaña fuesen mayores y se perdiese capacidad de producción. Por tanto, se ha decidido, como ya se había mencionado, ubicar los paneles en el tejado de la vivienda.

Teniendo en cuenta el peso de los paneles, 25kg/panel, y la superficie que ocupan, 2,12mx1,052m por panel, se calculará el peso que deberá soportar el tejado.

$$R_{tejado} \geq \frac{M_{panel}}{S_{panel}} = \frac{25}{2,12 * 1,052} = 11,21kg/m^2 \quad (9.1)$$

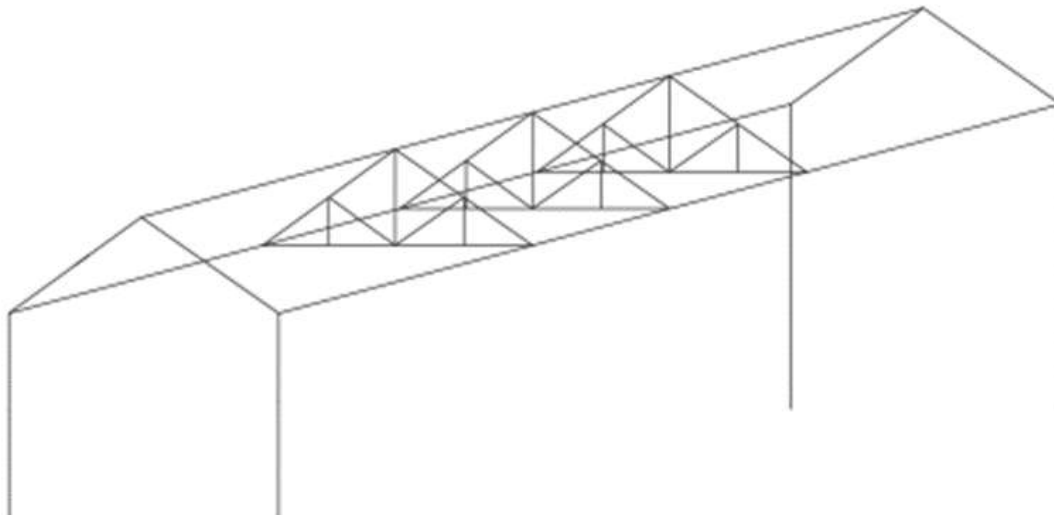
A día de hoy la mayoría de tejados, incluso las cubiertas más ligeras, se diseñan para soportar más de 40kg/m². Aún así, al tratarse de una construcción antigua, podría darse el caso de que al valorar las características del tejado de cara a instalar los paneles, se descubriese que la cubierta actual no pueda soportar dicho peso. Si esto sucediese, podría o bien reemplazarse el techo o añadirse una viga.

Al tratarse de un edificio antiguo, probablemente sea necesario reformarlo antes de que vuelva a ser usado, en este proceso se podría renovar el tejado instalando uno que puede soportar el peso de los paneles solares o, en su defecto, colocar una viga.

Para esta segunda opción se ha planteado un posible diseño de la viga en el anexo C.4. Para ello, se ha diseñado una viga de celosía de acero S235JR cuyos datos estructurales se han calculado en dicho anexo⁴¹.

En base a los resultados, y para evitar las cargas producidas por los momentos en los extremos libres de los paneles, se ha decidido colocar tres celosías en paralelo; una al inicio de los paneles, otra en el medio y otra al final. El resultado final tendría el siguiente aspecto.

Figura 9.1: Disposición final de las celosías en el inmueble

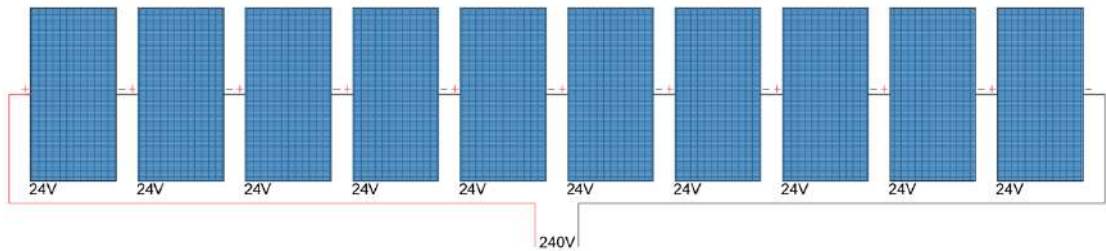


Fuente: Elaboración propia. (2022)

⁴¹UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA. (2013)

A continuación se añade un esquema de la disposición de dichos paneles, indicando el voltaje. Al conectar los paneles en serie, el voltaje se suma; mientras que, al conectarlos en paralelo se mantiene. Con las intensidades pasa lo contrario. En este caso en particular, se conectarán los diez paneles en serie, para cumplir con los requisitos de voltaje establecidos por el inversor que se ha seleccionado. Esta disposición implica que el voltaje total sería la suma del voltaje individual de cada panel; mientras que, la intensidad total sería igual a la que circule por cada panel.

Figura 9.2: Esquema conexión paneles solares



Por tanto, y en base a las características de los paneles recogidas en la tabla 9.1, se puede obtener el voltaje máximo y la intensidad máxima del sistema.

$$V_{max-sistema} = V_{max-potencia} * n_{paneles-fila} = 415,20V \quad (9.2)$$

$$I_{max-sistema} = I_{max-potencia} * n_{filas} = 10,84A \quad (9.3)$$

Nótese que al multiplicar el voltaje máximo por la intensidad máxima se obtiene una potencia de 4500W; es decir, la potencia máxima que podría generar el sistema formado por diez paneles de 450W.

9.1.2. Soporte para los paneles solares

Se ha decidido colocar los paneles en posición vertical para ganar espacio. Además, se sabe que el tejado de la casa es de teja, así que se deberá buscar un soporte adaptado a este tipo de tejados.

La estructura elegida para instalar los paneles es el modelo 02V de Sunfer. Estas estructuras pueden albergar de uno a seis paneles solares; por tanto, se requerirían dos estructuras para cinco paneles solares cada una. Sus características principales se muestran a continuación en una tabla. Adicionalmente, en el anexo B se añade la ficha técnica completa.

Tabla 9.2: Características principales soporte 02V de Sunfer

Disposición de los módulos	Horizontal
Número de módulos	1-6 módulos
Inclinación	15° o 30°
Tamaño máximo del panel	2279x1150 mm
Espesor del panel	30-45 mm
Precio (p.u.)	281,86€

Fuente: SUNFER. (2022)

El tipo de soporte escogido es mediante salvatejas. En la siguiente imagen se aprecia como se instalaría.

Figura 9.3: Soporte mediante salvatejas



Fuente: SUNFER. (2022)

9.1.3. Inversor

El inversor se ha de elegir teniendo en cuenta los valores de tensión, intensidad y potencia máximos del sistema, ya que deberá soportar estos valores.

El modelo elegido es el AXPERT MKS II 5K, que consiste en un equipo que integra el regulador de carga, el cargador de baterías y el inversor. Sus características principales son las siguientes. En el anexo B se añade la ficha técnica completa.

Tabla 9.3: Características principales inversor AXPERT MKS II 5K

Tipo de inversor	Híbrido Off-Grid
Potencia nominal	5000W
Potencia máxima de entrada	5000W
Potencia máxima solar	4500W
Tensión de entrada AC	90 - 280 VAC
Tensión de entrada DC	120 - 430 VDC
Intensidad máxima de entrada	80A
Voltaje de carga	48V
Eficiencia del Inversor	Onda Senoidal Pura
Peso del Inversor	12.5Kg
Dimensiones del Inversor	180 x 310 x 475 mm
Precio (p.u.)	704,27€

Fuente: AXPERT. (2022)

En la tabla superior se puede observar como los límites del inversor son suficientes como para permitir el funcionamiento de los paneles escogidos.

Por otro lado, el inversor es de tipo Off-Grid, este tipo de inversores permiten la conexión a la instalación o a la red eléctrica, para cubrir la demanda, pero no a ambas a la vez. En el caso que acontece esto no resultaría problemático pues no se pretende que haya conexión a red.

En cuanto a la localización del inversor, se ubicará dentro de la casa o, en su defecto, en una caseta adyacente, para que se encuentre más protegido y seguro.

Por último, el método de conexión de los paneles a dicho inversor consistirá en un cableado .

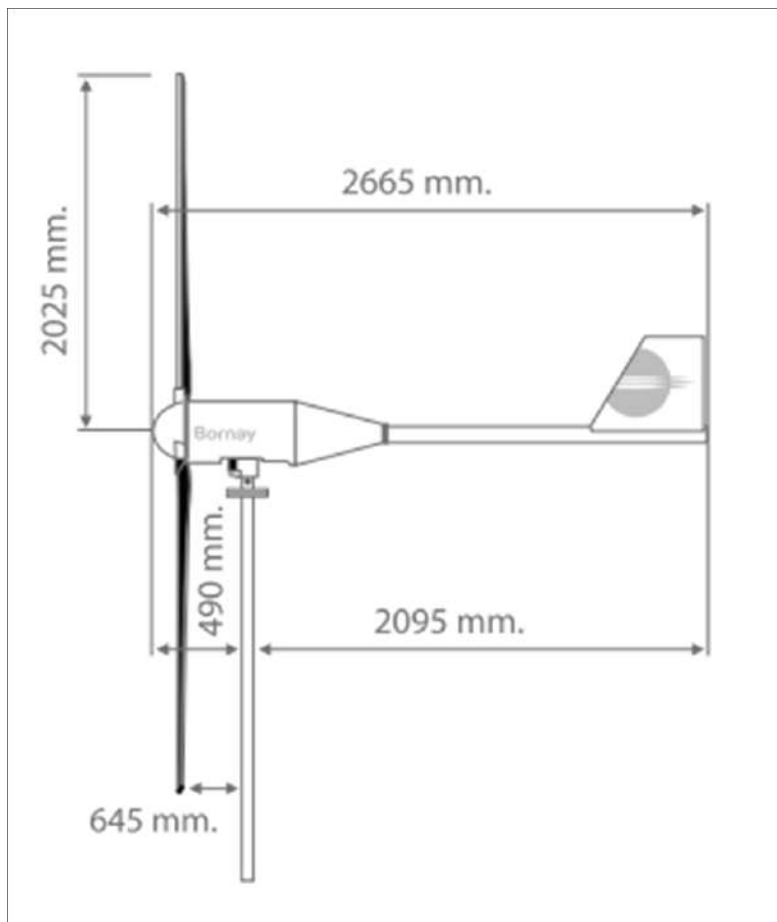
9.2. Diseño de la instalación eólica

9.2.1. Aerogenerador

Las características del aerogenerador se definieron en el capítulo 7, el modelo elegido es el Aerogenerador Doméstico 3000w BORNAY Wind 25.2 + que, si bien es más caro que otras opciones disponibles, cuenta con la ventaja de tener un mayor diámetro; es decir, mayor sección de barrido, y; además, es un aerogenerador de uso doméstico, moderno, cuyos niveles de producción estarían lejos de los máximos y no serían muy elevados; por tanto, debería entrar dentro de los límites de ruido establecidos.

En el anexo B la ficha técnica y a continuación un esquema del mismo.

Figura 9.4: Plano del aerogenerador Wind 25.2+



Fuente: Bornay. (2020)

Las características principales del aerogenerador son las siguiente

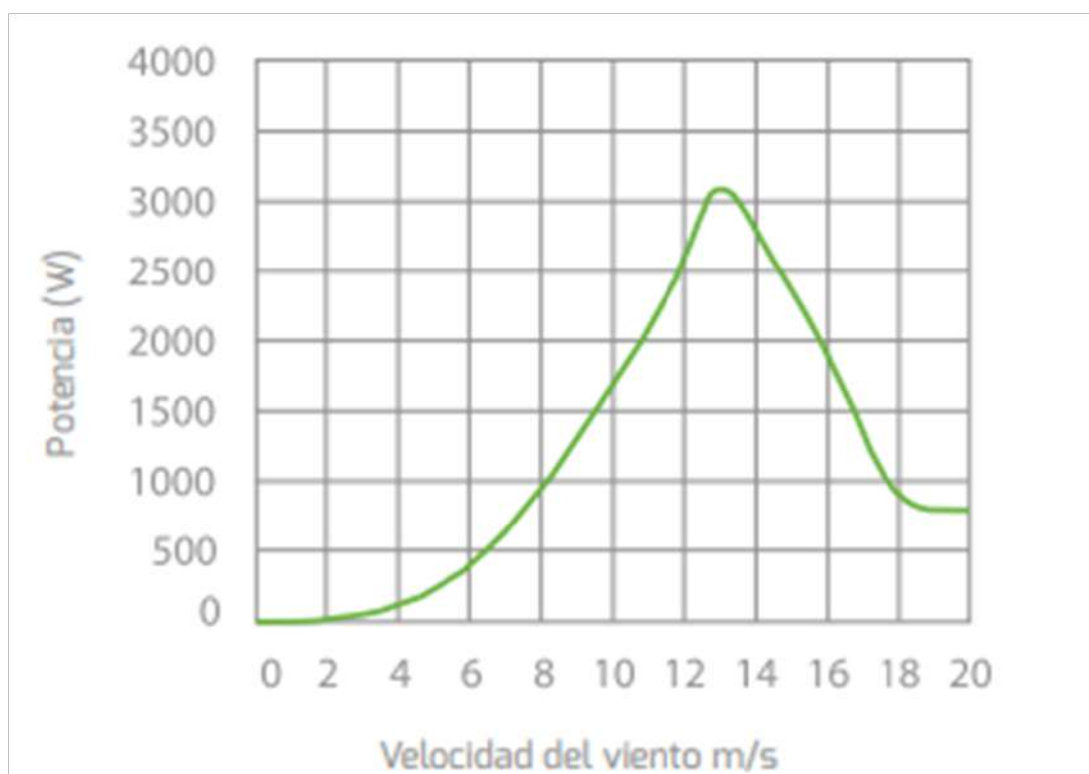
Tabla 9.4: Características principales aerogenerador Bornay 25.2 +

Número de hélices	2
Diámetro	4.05 m
Potencia nominal	3000W
Potencia máxima	3500W
Rango de funcionamiento	2-30 m/s
Velocidad de arranque	3m/s
Velocidad de frenado	14m/s
Velocidad máxima	60m/s
Precio	5390€

Fuente: Bornay. (2020)

La potencia real que podría producir el aerogenerador en función de la velocidad del viento es la siguiente.

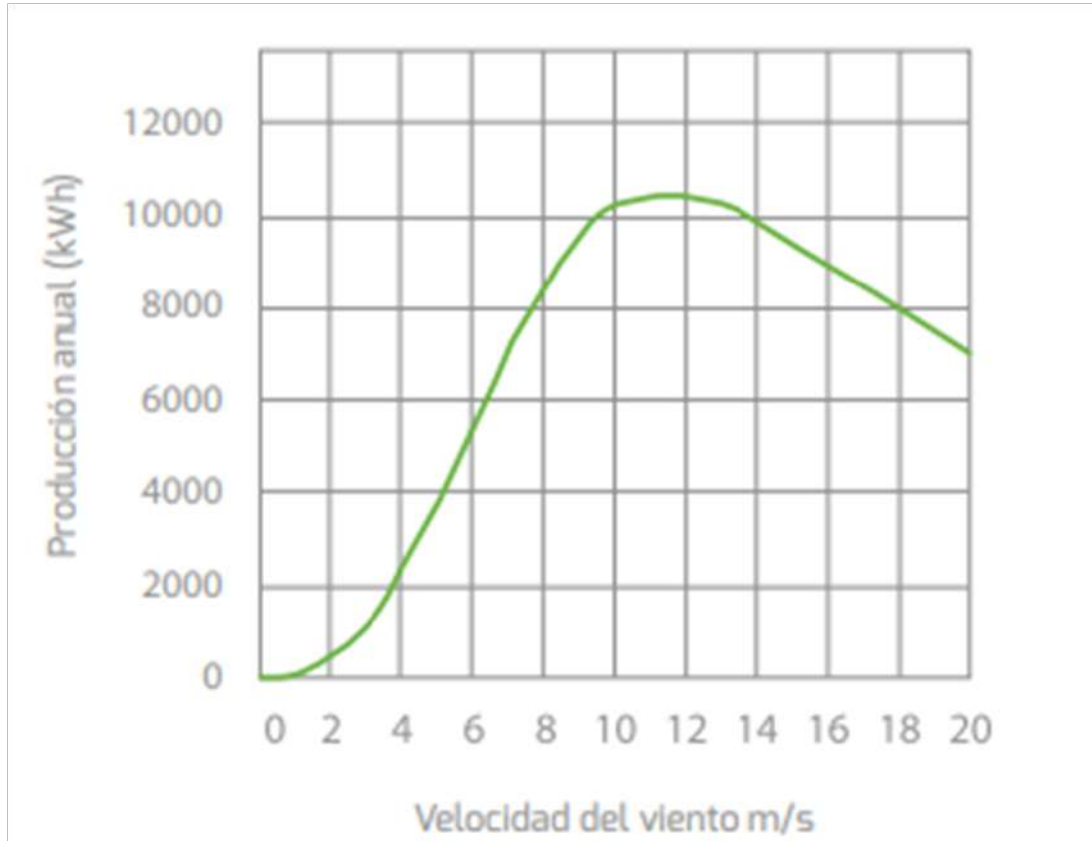
Figura 9.5: Curva de potencia del aerogenerador 25.2 +



Fuente: Bornay. (2020)

Mientras que la curva de energía generable tendría la siguiente forma.

Figura 9.6: Curva de energía del aerogenerador 25.2 +



Fuente: Bornay. (2020)

Se observa, comparando las gráficas 7.4 y 9.5, que el modelo real del aerogenerador es menos eficiente para bajas velocidades que el planteado. Si bien esta diferencia es especialmente llamativa para valores como el de potencia a 5,5m/s que se había estimado en la ecuación 7.4 que rondaría los 620W y no llega a 500w; para el valor importante, que es de producción anual, se había estimado que para una velocidad entre 4m/s y 4,5m/s se producirían unos 2500kWh, dato que sí concuerda con lo mostrado en la gráfica 9.6.

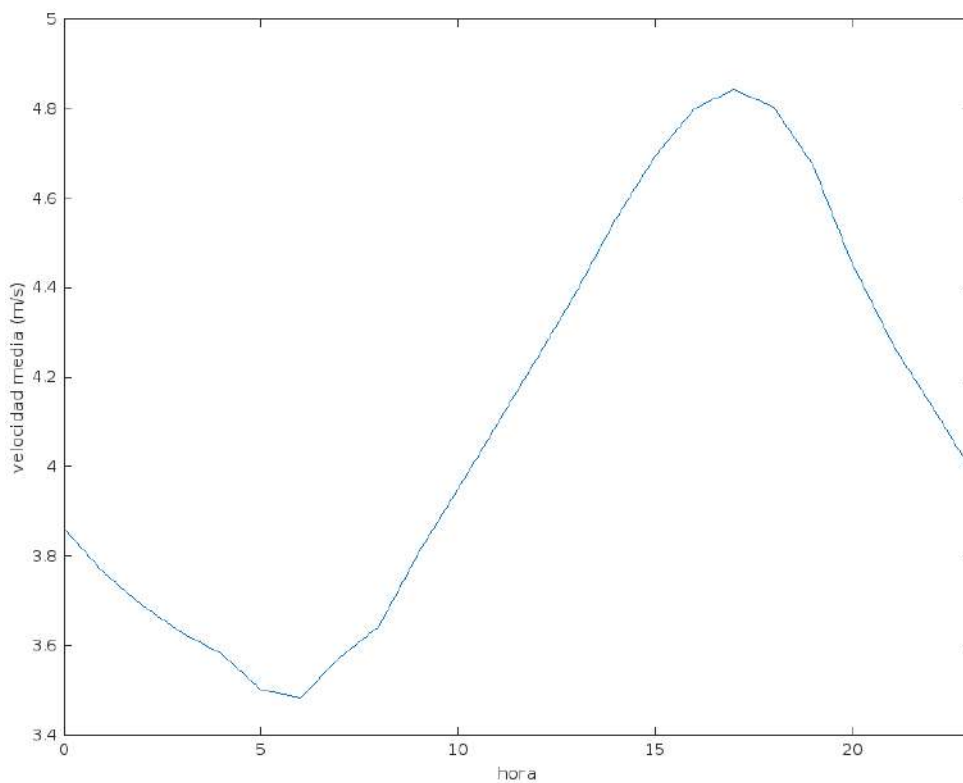
9.2.2. Torre del aerogenerador

El planteamiento inicial para lo torre era que midiese 30 metros, pero las recomendaciones para el aerogenerador finalmente elegido indican que se ha de situar en una torre de no más de 18 metros de altura; por tanto, la torre que se instalaría finalmente sería de 18 metros.

En base a los datos mostrados en las gráficas 7.1 y 7.3 y en la tabla 7.1 se puede estimar que la velocidad del viento a 18 metros de altura variará entre los 3,5m/s y los 5m/s, con una velocidad media superior a los 4m/s. Más concretamente, los datos que se obtuvieron en el capítulo 4 muestran que la velocidad media del viento a 18 metros de altura sería 4,10m/s.

El perfil de la velocidad media del viento en función de la altura a 18 metros sería el siguiente.

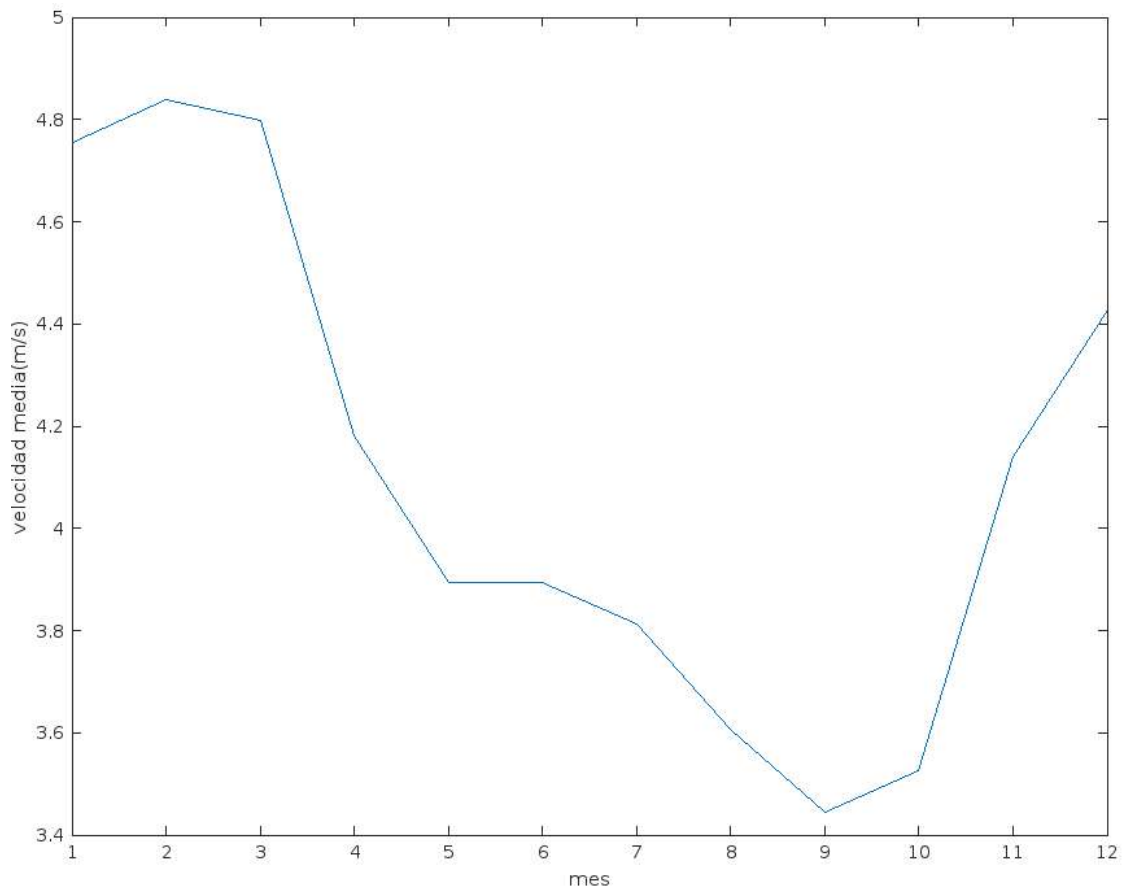
Figura 9.7: Velocidad media-hora a 18 metros



Fuente: Elaboración propia basada en datos del CENER. (2022)

Mientras que la variación mensual a la misma altura sería la siguiente.

Figura 9.8: Variación mensual de la velocidad del viento a 18 metros



Fuente: Elaboración propia basada en datos del CENER. (2022)

En conclusión, al pasar de una torre de 30 metros de altura a una de 18 metros la velocidad decrece un 6%; por lo que la energía generada decrecería en torno a un 16%. En concreto, se puede observar en la gráfica 9.6 que la producción anual sería de $\approx 2200kWh$ finalmente, en vez de los $2500kWh$ que se esperaban obtener con la torre de 30 metros de altura.

Para elegir la torre, se ha diseñado un prototipo en el anexo C.5 para conocer las características principales que se deben cumplir.

En esta sección de los anexos se analizan las cargas que tendría que soportar la torre que serían una carga normal debida al peso del aerogenerador y de la propia torre; y dos cargas cortantes producidas por el viento, una sobre la torre y la otra sobre el generador.

Para conocer las características que debería tener la torre se han analizado los criterios mínimos para garantizar su estabilidad y resistencia indicados en la norma UNE-EN IEC 61400-1⁴². Estos criterios, desarrollados en detalle en el anexo C.5, son los siguientes:

- Resistencia máxima
- Rigidez
- Resonancia
- Pandeo
- Fatiga

En base a los resultados, la torre elegida es la Torre Cuatripata De Celosía De 18m De Altura, de la compañía enair, sus características principales se muestran en la tabla 9.5

Tabla 9.5: Características principales de la torre del aerogenerador

Modelo	Cuatripata P1250
Altura de la torre + puntera	18 metros
Ancho de la base	1,25 metros
Peso	435kg
Máxima fuerza normal	10000N
Máxima fuerza lateral	2000N
Precio	3375€

Fuente: enair. (2022)

La torre incluye además todo los accesorios necesarios para su sujeción.

⁴²AENOR.(2020)

A continuación se adjunta una imagen de la torre.

Figura 9.9: Torre Cuatripata de celosía de 18 metros



Fuente: enair. (2022)

9.2.3. Inversor

El inversor para la instalación eólica sería el mismo que para la solar.

Este inversor admite una potencia máxima de 5000W, a repartir entre la producción solar y la eólica. En caso de que la producción solar fuese máxima se generarían 4500W, pudiendo producir en ese caso el aerogenerador 500w. Si se observa la figura 9.5 se observa que este valor de producción se alcanzaría para velocidades mayores a los 6m/s, valor mayor al esperado a 18 metros de altura, sobre todo durante las horas y meses en los que la generación solar podría alcanzar valores máximos. Por otro lado, el aerogenerador tiene una tensión única de salida de 230V en corriente alterna, valor que entra dentro de los límites del inversor

La conexión del aerogenerador al inversor se realizará mediante cableado subterráneo. Al ser un inversor híbrido pero sin conexión a red, el aerogenerador se conectará a la entrada de red, ya que la tensión de salida del mismo es la misma que la de la red de distribución para uso doméstico, 230V.

9.3. Diseño de la instalación de almacenamiento

Inicialmente se dimensionó la instalación de almacenamiento exclusivamente para la instalación solar, con una potencia instalada de 4,5kW. La decisión tomada consistió en cuatro baterías de litio de 2.2kWh.

Para la nueva instalación que combina la solución solar y la solución eólica se ha vuelto a dimensionar la capacidad de almacenamiento de las baterías y el número de las mismas teniendo en cuenta que ahora la instalación contaría con una potencia instalada de 7,5kW, en base a esta capacidad, se ha diseñado en el anexo C.6 un programa de optimización en el que se han recogido los datos de todas las baterías analizadas para buscar una combinación que garantice la máxima capacidad de almacenamiento con coste mínimo y conectadas a 48V.

En base a estos cálculos se ha optado por instalar dos baterías de litio de 48V de 2,4kWh conectadas en paralelo entre sí y con otra batería de litio de 48V de 10,2kWh. Esto se hará así para que la tensión de la instalación sea de 48V, ya que esta es la tensión a la que trabaja el cargador de baterías del inversor elegido.

Las fichas técnicas de estas baterías se añaden en el anexo B. También se añaden a continuación las tablas 9.6 y 9.7 , en las que se recogen las características principales de la batería elegida.

Tabla 9.6: Características principales de la batería Pylontech US2000

Modelo	TURBO Pylontech US2000
Tipo de batería	Batería de Litio
Capacidad de almacenamiento	2.4kWh
Capacidad de descarga	90 %
Energía útil almacenada	2,16kWh
Voltaje	48 V
Precio (p.u.)	1.049,47

Fuente: Turbo Energy Solar Innovation. (2022)

Tabla 9.7: Características principales de la batería Growatt ARK LV 10.2kWh

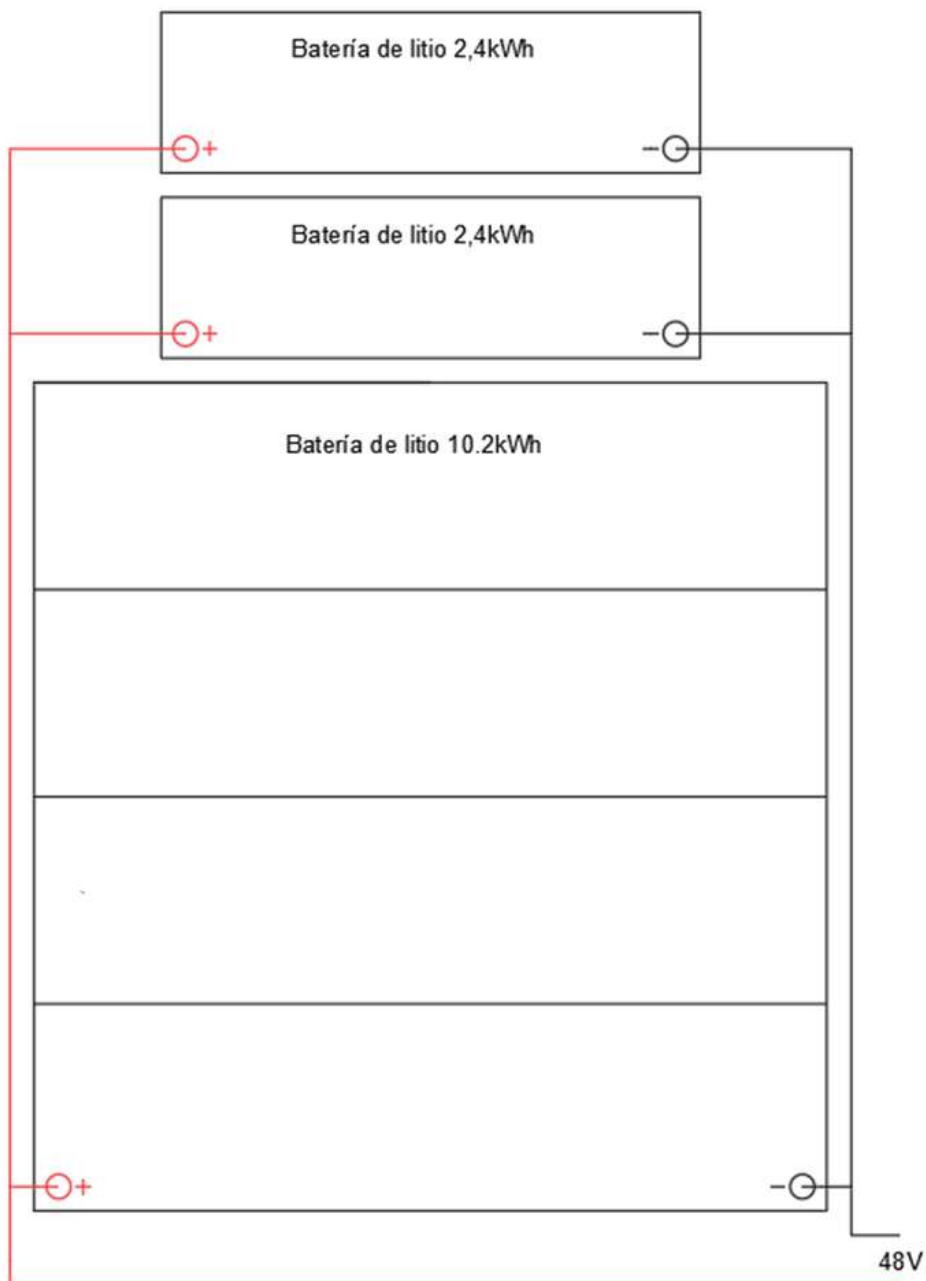
Modelo	Growatt ARK LV 10.2kWh
Tipo de batería	Batería de Litio
Capacidad de almacenamiento	10,2kWh
Capacidad de descarga	90 %
Energía útil almacenada	9,18kWh
Voltaje	48 V
Precio (p.u.)	4065,12

Fuente: Growatt. (2022)

La batería Growatt ARK LV de 10,2kWh consiste en cuatro módulos de 2,55kWh conectados para obtener la potencia especificada.

El esquema de conexión de las baterías de la instalación de almacenamiento sería de la siguiente forma.

Figura 9.10: Esquema de la conexión de las baterías



Fuente: Elaboración propia. (2022)

9.4. Diseño del cableado

El cableado que se ha de proyectar en la instalación seleccionada se divide en cuatro tramos; dos de ellos a corriente continua, siendo estos tramos los de conexión al inversor desde la instalación solar y desde las baterías; y otros dos a corriente alterna, uno desde el aerogenerador al inversor y otro que conectaría el inversor y el inmueble.

Los parámetros principales para conocer la sección del cable a instalar son la intensidad que va a circular por el mismo, el tipo de aislamiento del cable y las características de conexión y del terreno por el que va a circular, si es subterráneo.

Además, todas las decisiones se adoptarán en base a los criterios establecidos en las Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento de Baja Tensión (ITC-BT) recogidas en el Real Decreto 842/2002⁴³

9.4.1. Cableado desde la instalación solar al inversor

El cableado desde la instalación solar, que se encuentra en el tejado de la vivienda, hasta el inversor, que se encuentra en la vivienda, se realizaría mediante un cable exterior pegado a la fachada del inmueble. La norma que regula las características del cableado para esta situación, cableado exterior aéreo, es la ITC-BT-06.

En base a estos requisitos se ha elegido que el cable sea una terna de cables unipolares de cobre con aislamiento de polietileno reticulado y una sección de 10mm^2 dentro de un tubo de $\varnothing 63\text{mm}$, los cálculos se adjuntan en el anexo C.7. La longitud de este cable sería de ≈ 20 metros en total, para conectar los aerogeneradores entre sí y con el inversor.

⁴³MINISTERIO DE CIENCIA Y TECNOLOGÍA

9.4.2. Cableado subterráneo desde la instalación eólica al inversor

En este caso la instalación del cable se realizaría mediante enterramiento directo, cuya normativa se recoge en el punto 2.1.1 de la norma citada, los aspectos más relevantes son que el cable ha de estar enterrado a más de 0,6 metros de profundidad y los relativos a las características de la zanja.

En cuanto a la corriente que circularía por el cable, observando las velocidades esperadas recogidas en las imágenes 9.7 y 9.8 y la potencia que se generaría a esas velocidades que se muestra en la gráfica 9.5, se puede afirmar que la potencia máxima generada no superará los 500W que transcurrirán por el cable a una tensión de 230V en corriente alterna monofásica.

Las características del terreno y de conexión son las definidas en el anexo C.7. El cableado elegido sería una terna de cables unipolares de cobre con aislamiento de polietileno reticulado y una sección de de 150mm^2 dentro de un tubo de $\text{Ø}180\text{mm}$. La longitud de este cable sería de 30 metros.

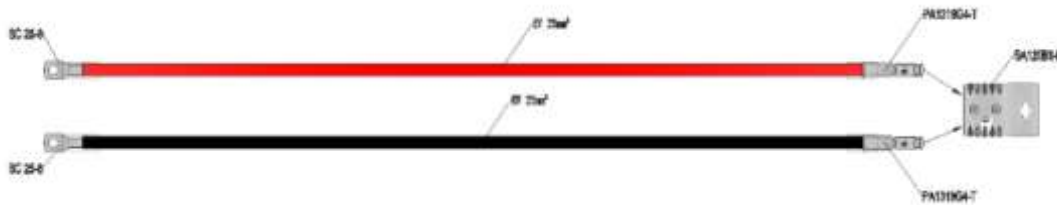
9.4.3. Cableado desde la instalación de almacenamiento al inversor

La instalación de almacenamiento y el inversor se instalarían próxima la una a la otra a poca distancia; por tanto, el cableado de conexión será exterior.

Para este caso los cables de conexión se incluyen con ambas baterías y tienen las mismas características. Estos cables de alimentación son de 25mm^2 . Además, en el manual de uso de las baterías se especifica que la corriente máxima que puede transportar el cableado es de 100A. Aunque ya se conozcan estos datos y no sea necesario elegir el cableado pues viene incorporado, todos estos datos se han corroborado en el anexo C.7.

Dentro del manual de la batería se muestra la siguiente imagen con las características del cable de conexión que incluye.

Figura 9.11: Cable de conexión de las baterías al inversor



Fuente: Turbo Energy Solar Innovation. (2022)

9.4.4. Cableado del inversor al cuadro de mando de la vivienda

El cableado de conexión que saldría del inversor al cuadro de mando de la vivienda se instalaría empotrado dentro de la pared del inmueble. Este tipo de instalación se regularía por la norma ITC-BT-19.

La tensión de salida del inversor es 230V que es la tensión a la que opera el cuadro de manda en una vivienda. Por otra parte, la potencia máxima que puede aportar el inversor es de 10000VA. En base a estos datos se ha dimensionado el cable que habría que instalar para llevar a cabo esta conexión.

El cableado que se instalaría, también calculado en el anexo C.7, sería una terna de cables unipolares de cobre con aislamiento de polietileno reticulado de sección de 16mm^2 dentro de un tubo de $\varnothing 63\text{mm}$.

9.5. Protecciones

Al tratarse de protecciones para instalaciones generadoras a baja tensión hay que cumplir con los requisitos de la norma ITC-BT-40. Dentro de esta norma la instalación del proyecto entraría dentro de la clasificación de instalación generadora aislada; por tanto, se ha de cumplir que la instalación precise de 'un dispositivo que permita conectar y desconectar la carga en los circuitos de salida del generador'.

Adicionalmente, y teniendo en cuenta que la instalación cuenta no solo con un método de generación solar sino también con un generador eólico, se ha de disponer de un equipo que, de forma manual o automática, sincronice ambos métodos de generación. En este caso, el inversor elegido, que actúa también como regulador, cumple con estas funciones.

Este inversor dispone de un disyuntor o interruptor automático que regula las sobrecargas. La actuación de este disyuntor es diferente para la carga de los paneles solares y para la de la red, entrada a la que se conectará el aerogenerador.

Además, el inversor será también el aparato que se encargue de la protección de las instalaciones en caso de falta, las características de protección que se han de configurar se han detallado en el anexo C.8.

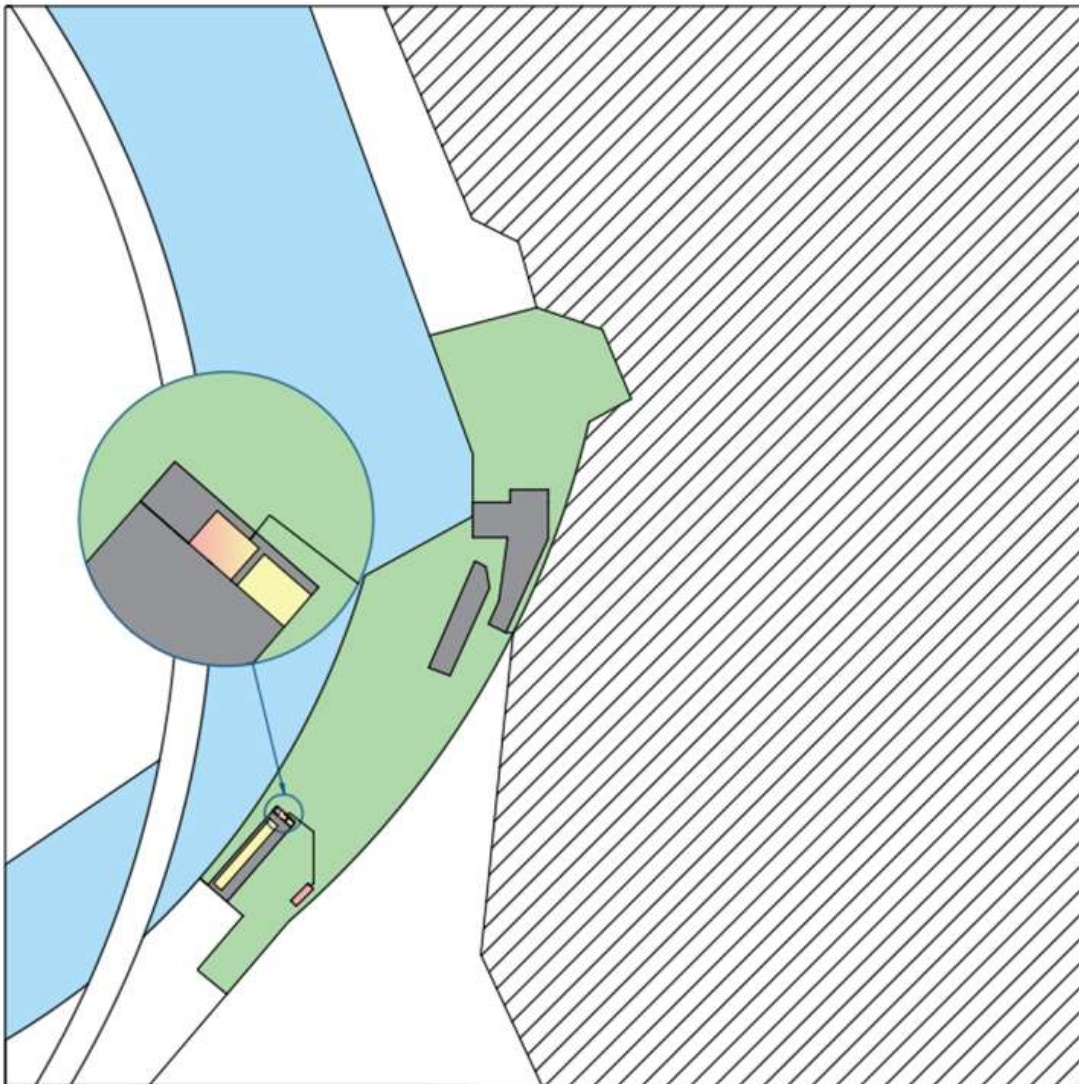
El inversor permite configurar la protección de sobreintensidad, se ha elegido como intensidad de arranque para el caso de la instalación solar 11A; y para el caso de la eólica, 20A.

En cuanto a la protección para la instalación de almacenamiento, el propio inversor también se encarga de ella, incluyendo una protección de sobretensión que salta a los 66VDC.

9.6. Diseño de la instalación combinada

Finalmente, los paneles solares y el aerogenerador se ubicarán como se mostraba en la figura 8.1. Lo que cambia es la conexión al inmueble ya que finalmente hay un solo inversor común para la instalación solar y para la instalación eólica; inversor que se conectaría también al conjunto de baterías solares.

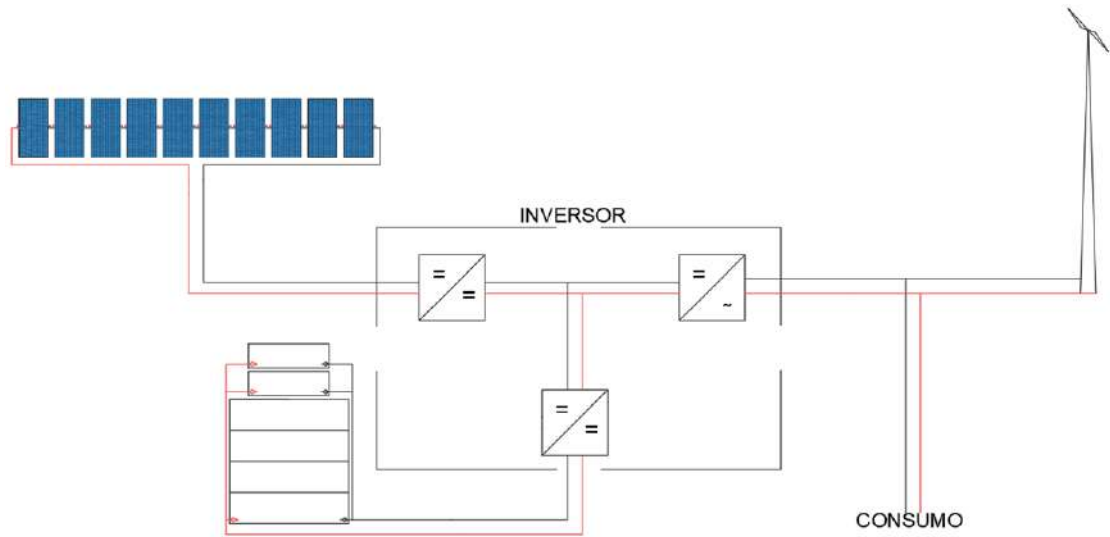
Figura 9.12: Esquema final de la instalación



Fuente: Elaboración propia. (2022)

Por otra parte, el esquema final de la solución proyectada en base a lo que se ha desarrollado en este capítulo sería el siguiente.

Figura 9.13: Esquema final de la instalación



Fuente: Elaboración propia. (2022)

Capítulo 10

Estudio económico

Este capítulo se centrará en calcular la viabilidad económica del proyecto, realizando para ello un análisis financiero enfocado a estudiar el ahorro que supondría en la factura de la luz la instalación proyectada.

Dicho análisis se realizará inicialmente para el caso de no recibir ayudas autonómicas de la Junta de Castilla y León. Posteriormente, se realizará un segundo análisis incluyendo las ayudas que podrían recibirse.

Ambos estudios se realizarán a 25 años vista.

10.1. Coste de inversión

En esta sección se engloban todos los gastos relativos a la compra del material necesario para la generación; así como a su instalación y el coste de la mano de obra.

Se calculará el coste de inversión que requeriría cada una de las instalaciones por separado. Esta decisión se ha tomado en base a que la vida útil no es igual para las tres instalaciones; y, además, las ayudas que pueden recibirse tampoco.

El desglose de estos gastos, en base a los dispositivos y aparatos escogidos en el capítulo 9, se recogen en las siguientes páginas.

10.1.1. Coste de inversión en la instalación solar

Para empezar, se muestran en la siguiente tabla los precios de los componentes elegidos en el capítulo 9 relativos a la solución solar.

Tabla 10.1: Tabla de precios de los componentes de la instalación solar

Producto	Unidades	Coste p.u.(€)	Coste total(€)
Panel JAM72S20 445-470/MR	10	211,46	2114,60
Soporte 02V	2	281,86	563,72
Tubo de XLPE, de 63 mm de diámetro	1x20m	2,04	40,8
Cable unipolar RZ1-K con conductor de cobre clase 5 (-K) de 10 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R)	5x20m	2,49	249
Inversor AXPERT MKS II 5K	1	704,27	704,27
TOTAL			3672,39

Fuente: Elaboración propia. (2022)

Se ha añadido el inversor a esta instalación ya que su función principal es regular la instalación solar. Aún así, como ya se ha especificado es común a todas las instalaciones.

La vida útil de los paneles; y, por tanto, de la instalación es de 25 años. El inversor, en cambio, tiene una vida útil de 10 años.

Los precios de instalación y mano de obra se han estimado con la aplicación de generación de precios que ofrece CYPE ingenieros. Estos gastos se incluyen en las siguientes tablas.

En cuanto al precio de la instalación del soporte y los paneles, se ha estimado que podría realizarse en dos jornadas laborales, 16 horas. En cuanto al transporte, la empresa proveedora de los paneles y los soportes ofrece gastos de envío gratuitos.

Tabla 10.2: Tabla de coste de mano de obra de la instalación de los paneles

Producto	Unidades	Coste p.u.(€)	Coste total(€)
Oficial 1 ^a instalador de captadores solares	16h	20,48	327,68
Ayudante instalador de captadores solares	16h	18,88	302,08
TOTAL			629,76

Fuente: Elaboración propia basado en datos de CYPE ingenieros. (2022)

Además, sería necesaria la instalación del cableado y del inversor. El proceso consistiría en conectar los paneles en serie y con el inversor. Se ha considerado que el proceso de instalación de este tramo del cableado podría durar cinco horas.

Tabla 10.3: Tabla de coste de mano de obra de la instalación del cable

Producto	Unidades	Coste p.u.(€)	Coste total(€)
Oficial 1 ^a electricista	5h	20,48	102,40
Ayudante electricista	5h	18,88	94,40
TOTAL			196,80

Fuente: Elaboración propia basado en datos de CYPE ingenieros. (2022)

Por último, en la siguiente tabla se recogen todos los gastos y se calcula el coste de inversión final.

Tabla 10.4: Coste de inversión de la instalación solar

Producto	Precio(€)
Componentes de la instalación solar	3672,39
Instalación de los paneles	629,76
Instalación del cableado	196,80
TOTAL	
	4498,95

Fuente: Elaboración propia. (2022)

El coste total necesario para la instalación solar sería de 4498,95€.

Como ya se ha mencionado, de cara a realizar el estudio económico, se considerará que la vida útil de la instalación es de 25 años, a excepción del inversor que deberá ser renovado cada 10 años.

Por tanto, de cara a la amortización de la inversión, los 3794,68€ relativos a los paneles solares y su instalación se amortizarán a lo largo de 25 años; mientras que el precio del inversor, 704,27€, se amortizará en 10 años. El precio total que se ha calculado, 4498,95€, será en base al cual se estimen las ayudas que se podrían recibir según lo establecido en el Real Decreto 377/2022. La cuantía de estas ayudas oscilaría entre 2250€ y 4500€, como se ha estimado en el capítulo 8.

10.1.2. Coste de inversión en la instalación eólica

Para empezar, se muestran en la siguiente tabla los precios de los componentes elegidos en el Capítulo 9 relativos a la solución eólica.

Tabla 10.5: Tabla de precios de los componentes de la instalación eólica

Producto	Unidades	Coste p.u.(€)	Coste total(€)
Aerogenerador Wind 25.2+	1	5390	5390
Torre Aerogenerador Cuatripata P1250	1	3375	3375
Tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared (interior lisa y exterior corrugada), de color naranja, de 180 mm de diámetro nominal	1x30m	4,43	132,90
Cable unipolar RZ1-K con conductor de cobre clase 5 (-K) de 150 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (R)	3x30m	31,58	2842,20
TOTAL			11740,10

Fuente: Elaboración propia. (2022)

La vida útil del aerogenerador; y, por tanto, de la instalación es de 25 años.

A continuación, se añade el desglose de los gastos de montaje y mano de obra derivados de la instalación eólica.

El primero de los gastos relativos a la instalación del aerogenerador será el derivado de la preparación del terreno, y consistirá en el desbroce y limpieza del terreno con arbustos. Se ha estimado que este proceso duraría 4 horas.

Tabla 10.6: Tabla de coste de mano de obra del desbroce y limpieza del terreno

Producto	Unidades	Coste p.u.(€)	Coste total(€)
Motosierra a gasolina, de 50 cm de espada y 2 kW de potencia	4h	3,36	13,44
Pala cargadora sobre neumáticos de 120 kW/1,9 m ²	4h	45,06	180,24
Peón ordinario construcción	4h	18,69	74,76
TOTAL			268,44

Fuente: Elaboración propia basado en datos de CYPE ingenieros. (2022)

Además, para terminar de preparar el terreno antes de la instalación sería necesario talar algunos árboles de pequeño tamaño que podrían dificultar la instalación de la torre y del aerogenerador. Este proceso se ha estimado que podría durar 5 horas.

Tabla 10.7: Tabla de coste de mano de obra de la tala de árboles

Producto	Unidades	Coste p.u.(€)	Coste total(€)
Motosierra a gasolina, de 50 cm de espada y 2 kW de potencia	5h	3,36	16,80
Retroexcavadora hidráulica sobre neumáticos, de 105 kW	5h	51,91	259,55
Rodillo vibrante de guiado manual, de 700 kg, anchura de trabajo 70 cm	5h	9,48	47,40
Oficial 1 ^ª jardinero	5h	19,93	99,65
Ayudante jardinero	5h	18,92	94,60
TOTAL			518,00

Fuente: Elaboración propia basado en datos de CYPE ingenieros. (2022)

Una vez que el terreno este preparado se ha de colocar una zapata de cimentación en la que se ubicaría la torre. La base de la torre es un cuadrado de 1,25x1,25 metros; por tanto, se ha decidido que la zapata podría medir 3x3 metros con una profundidad de 1 metro. Para una zapata de estas características se necesitarían 9m³ de hormigón y 72kg de ferralla, dato que se ha estimado con la página web Konstruir⁴⁴. Se ha considerado que el proceso de preparación de la ferralla podría durar una jornada, 8 horas; y el proceso de vertido y compactación del hormigón otra jornada, 8 horas.

Tabla 10.8: Tabla de coste de mano de obra de la cimentación

Producto	Unidades	Coste p.u.(€)	Coste total(€)
Ferralla elaborada en taller industrial con acero en barras corrugadas, UNE-EN 10080 B 500 S, de varios diámetros	72kg	1,60	115,20
Hormigón HA-25/F/20/XC2, fabricado en central	9m ³	80,88	727,92
Oficial 1 ^a ferrallista	8h	20,74	165,92
Ayudante ferrallista	8h	19,68	157,44
Oficial 1 ^a estructurista, en trabajos de puesta en obra del hormigón	8h	20,74	165,92
Ayudante estructurista, en trabajos de puesta en obra del hormigón	8h	19,68	157,44
TOTAL			1489,82

Fuente: Elaboración propia basado en datos de CYPE ingenieros. (2022)

⁴⁴KONSTRUIR. (2022)

Posteriormente, se ha de proceder a la instalación de la torre y el aerogenerador. Este proceso podría durar una jornada.

Tabla 10.9: Tabla de coste de mano de obra de la instalación y montaje de la torre y el aerogenerador

Producto	Unidades	Coste p.u.(€)	Coste total(€)
Grúa autopropulsada de brazo telescópico con una capacidad de elevación de 30 t y 27 m de altura máxima de trabajo	8h	75,04	600,32
Oficial 1 ^a instalador de aerogeneradores	8h	20,48	163,84
Ayudante instalador de aerogeneradores	8h	18,88	151,04
TOTAL			915,20

Fuente: Elaboración propia basado en datos de CYPE ingenieros. (2022)

Por último, sería necesaria la instalación y el enterramiento del cable. Este proceso consistiría en abrir la zanja, que se estima que duraría una jornada laboral; y, colocar el tendido de cables, conectarlo y rellenar la zanja, proceso que podría durar otra jornada laboral. En total, 16 horas.

Tabla 10.10: Tabla de coste de mano de obra de la instalación y enterramiento del cable

Producto	Unidades	Coste p.u.(€)	Coste total(€)
Dumper de descarga frontal de 2 t de carga útil	16h	10,38	166,08
Pisón vibrante de guiado manual, de 80 kg, con placa de 30x30 cm, tipo rana	16h	3,92	62,72
Oficial 1 ^a construcción	16h	19,93	318,88
Peón ordinario construcción	16h	18,69	299,04
Oficial 1 ^a electricista	8h	20,48	163,84
Ayudante electricista	8h	18,88	151,04
TOTAL			932,80

Fuente: Elaboración propia basado en datos de CYPE ingenieros. (2022)

Para concluir, se presenta una tabla con todos los gastos necesarios y se calcula el coste de inversión final.

Tabla 10.11: Coste de inversión de la instalación eólica

Producto	Precio(€)
Componentes de la instalación eólica	11740,10
Desbroce y limpieza del terreno	268,44
Tala de árboles	518,00
Cimentación	1489,82
Montaje torre y aerogenerador	915,20
Instalación y enterramiento del cable	932,80
TOTAL	15864,36

Fuente: Elaboración propia. (2022)

El coste total de la instalación sería de 16340,07€.

En base a este precio se estimarán las ayudas que se podrían percibir para la instalación eólica; además, el coste de inversión se amortizará a 25 años, pues es la vida útil esperada de la instalación.

10.1.3. Coste de inversión en la instalación de almacenamiento

En este apartado el único coste que se incluirá es el de las baterías, pues el inversor que las regula ya se ha añadido en la instalación solar, el cableado va incluido en las propias baterías y la instalación no requiere de mano de obra.

Tabla 10.12: Tabla de precios de los componentes de la instalación eólica

Producto	Unidades	Coste p.u.(€)	Coste total(€)
Batería TURBO Pylontech US2000	2	1049,47	2098,94
Batería Growatt ARK LV 10.2kWh	1	4965,12	4065,12
TOTAL			6164,06

Fuente: Elaboración propia. (2022)

El coste total de la instalación es de 6164,06€. Por otra parte, la vida útil de la instalación es de 6000 ciclos de descarga; es decir, aproximadamente 20 años, pues no se prevé descargar todas las baterías a diario.

10.2. Gastos de operación y mantenimiento

El otro gasto a tener en cuenta a la hora de instalar y poner en funcionamiento una instalación de generación eléctrica son los gastos derivados de la operación y el mantenimiento de las instalaciones.

Nótese que durante los periodos de mantenimiento sería necesario desconectar las instalaciones productoras, esto sería posible gracias al inversor como ya se ha mencionado.

Los costes de operación y mantenimiento de una instalación solar y de una instalación eólica no son realmente elevados, sobre todo en términos de operación pues el inversor/regulador se encarga de gran parte de la operación de la instalación combinada.

En cuanto a los costes de operación y mantenimiento de la instalación de almacenamiento, ya se ha mencionado anteriormente que las baterías de litio no precisan de mantenimiento, mientras que de su operación se encargaría el inversor que incorpora un regulador de carga.

Conociendo esta información y en base a la tabla 8.5 se han obtenido los gastos previsibles derivados de la operación y el mantenimiento anual de cada instalación.

Tabla 10.13: Coste de inversión de la instalación eólica

Instalación	Coste O&M (€/MWh)	Producción (MWh)	Gasto total (€)
Solar	15	7,270	109,05
Eólica	18	2,505	45,09

Fuente: Elaboración propia. (2022)

10.3. Ahorro en la factura

La instalación no esta planteada para volcar electricidad a la red; por lo tanto, no se generarían ganancias reales con la instalación de generación. La única forma para valorar la viabilidad del proyecto es estimando el ahorro que supondría en la factura de la luz.

Como ya se ha indicado en el capítulo 8, la combinación de las instalaciones solar y eólica permitirían ahorrar el 100 % de la factura de luz y no se prevé conexión a la red, pues sería además ilegal la construcción de una instalación solar y/o eólica no aislada en la zona de la aldea según el Decreto 7/2018.

Para simular el ahorro en la factura de la luz, se ha elegido como referencia la tarifa one luz de endesa, pues es una de las que mejores condiciones ofrece actualmente. En base a las características de la demanda y a la potencia máxima de salida del inversor, se ha decidido que la potencia instalada sería de 9,2kW.

Por otra parte, el IVA de la luz varía entre el 10 % y el 21 %. Siendo los requisitos para pagar un 10 % que no se tengan más de 10kW de potencia contratada y que el precio de la luz supere los 45€/MWh.

Actualmente, la instalación cumpliría ambos requisitos; en base a esto se ha decidido realizar los cálculos con una IVA del 10 % para plantear la situación de ahorro mínimo; es decir, con una factura de luz óptima.

Si bien recientemente se ha aprobado el Real Decreto 11/2022⁴⁵ que reduce el IVA de la luz al 5 %, esta medida es temporal y solo se extenderá hasta el 31 de diciembre de 2022; por tanto, los cálculos se realizarán para un IVA del 10 %.

La tarifa one luz ofrece los siguientes precios.

Tabla 10.14: Precios tarifa One Luz

	Precio sin impuestos
Término de potencia punta (€/kW mes)	2,821801
Término de potencia valle /€/kW mes)	0,666442
Precio Término de energía (€/kWh)	0,269413

⁴⁵JEFATURA DEL ESTADO. (2022)

La tarifa elegida no presenta tramos horarios en el precio de la energía, sí lo hace para el término de potencia. En este aspecto se distingue entre potencia punta, lunes a viernes no festivos de 08:00 a 00:00; y potencia valle, lunes a viernes no festivos de 00:00 a 08:00 y sábados, domingos y festivos

Actualmente en España hay reconocidos 12 días festivos nacionales, 4 autonómicos y 2 locales; en total, 18 días festivos. Además, hay 52 fines de semana, con dos días cada uno, 104 días. Es decir, 122 días que se pagan enteros como horas valle. Por otro lado, de los 243 días restantes, 8 horas diarias se paga también la potencia a precio valles; es decir, 1/3 de cada día de 243 días, lo que implican 81 días.

$$\%_{valle} = \frac{18 + 104 + 81}{365} = 55,62\% \quad (10.1)$$

$$\%_{pico} = \frac{162}{365} = 44,38\% \quad (10.2)$$

Por tanto el término de potencia quedaría como:

$$Término_{potencia} = 2,821801 * \%_{valle} + 0,666442 * \%_{pico} = 1,865253 \quad (10.3)$$

El precio de la factura de luz anual en base a estos datos para una demanda de 5500kWh anuales sería el que se muestra a continuación.

Tabla 10.15: Precio factura de luz anual

Concepto	Coste	Cálculo anual	Total(€)
Término de potencia (€/kW mes)	1,865253	1,865253*9*12	201,45
Término de energía (€/kWh)	0,269413	0,269413*5500	1481,77
Impuesto de electricidad	0,5 %	0,5 %*(201,45+1212,36)	8,42
IVA	10 %	10 %*(201,45+1212,36)	168,32
Comercialización (€/día)	0,03053965	0,03053965*365	11,15
TOTAL			1871,11

Este será el precio que se tome como 'ingreso' de cara a analizar la viabilidad del proyecto, pues aunque no sean ingresos directos sería dinero que se deja de gastar en caso de optar por instalar la combinación de paneles solares y el aerogenerador.

10.4. Análisis de viabilidad de la instalación sin ayudas

En el anexo D.4 se adjunta el estudio de viabilidad detallado para el caso de no recibir ayudas. Como ya se ha indicado, se ha realizado el estudio a 25 años vista, suponiendo un incremento anual del IPC medio del 2,2 %. Esta variación del IPC se ha estimado en base a las proyecciones macroeconómicas elaboradas por la Dirección General de Economía y Estadística del Banco de España⁴⁶, que en su último informe publicado, en Junio de 2022, prevé un incremento del IPC del 2,6 % para el año 2023 y de un 1,8 % para el año 2024.

Por otra parte, se tomará un incremento de los costes de O&M del 1,8 %, pues dada la tendencia económica actual no se recomienda tomar las variaciones del IPC para la revalorización de los salarios; y los costes de O&M derivan en gran parte de la mano de obra.

Por último, y de cara a reducir la inversión inicial, se ha planteado la opción de pedir un préstamo. Como referencia para las condiciones de este préstamo se han tomado las ofrecidas por Iberaval, que es una sociedad de garantía recíproca de referencia en Castilla y León y tiene convenio con la mayoría de entidades financieras de la zona; es decir, actúa como intermediario entre los bancos y los prestatarios para garantizar la financiación.

Las condiciones de este préstamo serían:

Tabla 10.16: Condiciones del préstamo

Tipo de interés nominal fijo	2 %
Comisión anual sobre la deuda pendiente	1,5 %

La comisión anual sobre la deuda pendiente representa el porcentaje que recibe Iberaval por la garantía ofrecida.

Durante el transcurso de los 25 se ha contado con que el inversor debería ser renovado en dos ocasiones, una cada diez años; y la instalación de mantenimiento una vez, pasados 20 años. Para estos gastos de renovación, no se incluirá financiación, pues suponen un desembolso menor de dinero y, además, no se pueden prever las condiciones de una financiación futura.

⁴⁶BANCO DE ESPAÑA.(2022)

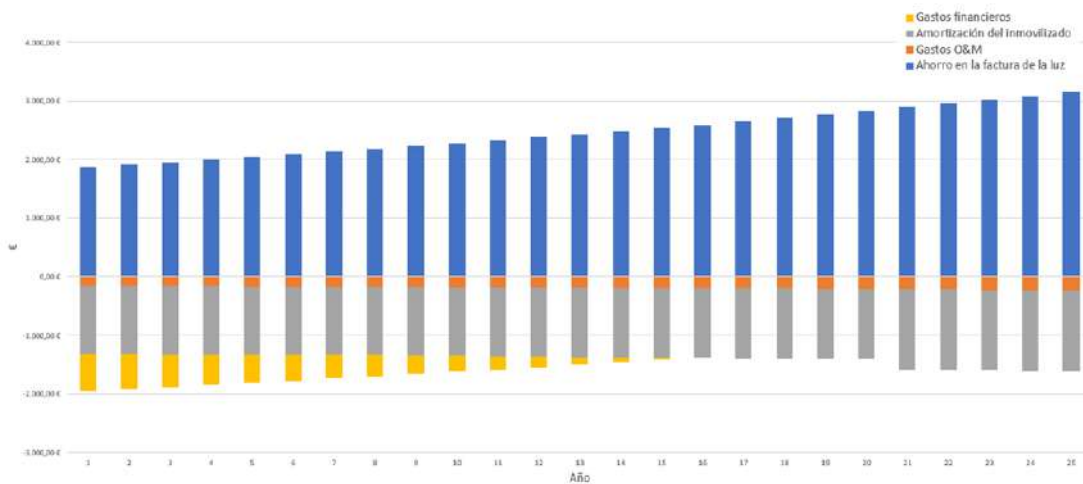
10.4. Análisis de viabilidad de la instalación sin ayudas

Los resultados obtenidos muestran que, pasados 25 años, la tasa interna de retorno, TIR, es del 4,14 % y el VAN para una tasa de actualización del 2,2 %, igual al IPC, sería de 8394,97€; es decir, un incremento de un 29 % sobre la inversión total. Entendiéndose por inversión total la que engloba los costes de inversión del año 0 y los previstos para la renovación de baterías e inversores, actualizados a la misma tasa.

Esto implica que el proyecto sería viable y que la instalación de paneles solares y aerogeneradores para cubrir la demanda eléctrica de la aldea de la Horadada resultaría rentable, aún sin ayudas, en términos de ahorro en la factura de la luz.

Por otro lado, el flujo de caja acumulado pasados 25 años, es de 22297,14€; es decir, que sea positivo implica que se ha ahorrado lo suficiente suficiente para hacer frente a la inversión total y; además, se podría cubrir el 66 % de los gastos actualizados derivados de la renovación de la instalación solar y la instalación eólica, teniendo en cuenta que en el año 25, el inversor, renovado en el año 20, podría aguantar cinco años más y las baterías, renovadas también en el año 20, 15 años más.

Figura 10.1: Viabilidad económica de la instalación sin ayudas



Se puede observar que durante los dos primeros años, el resultado es negativo; es decir, los gastos superan a los beneficios. En cambio, a partir del tercer año, el resultado empieza a ser positivo, esto se debe a que con el transcurso de los años el ahorro estimado va aumentando, mientras que los gastos financieros se reducen notablemente, ya que no se puede prever la cuantía de las ayudas que podrían recibirse en un futuro.

10.5. Ayudas económicas

La regulación de las ayudas que podrían recibirse para la instalación solar, la instalación eólica y la instalación de almacenamiento se explicaron en detalle en el punto 8.7 del capítulo 8.

Para calcular las ayudas que podrían recibirse para hacer frente a los costes de inversión derivados de las diferentes instalaciones se ha vuelto a emplear el archivo excel que proporciona la Junta de Castilla y León. A continuación se recogen las características principales de cada instalación y los resultados obtenidos.

Tabla 10.17: Tabla de ayudas económicas

Instalación	Coste de inversión (€)	Potencia instalada	Ayuda (€)	Porcentaje (%)
Solar	4498,95	4,5kW	4498,95	100
Eólica	16340,07	3kW	12300	75,28
Almacenamiento	6164,06	15kWh	5250	85,17

Al tratarse de una solución de autoabastecimiento en una zona rural y con energía limpia las ayudas que se estiman que podrían recibirse son altas como puede observarse en la tabla.

En el análisis económico solo se tendrán en cuenta las ayudas en la inversión inicial; es decir, no se considerarán cuando se añadan los gastos derivados de la renovación del inversor y de la instalación de almacenamiento.

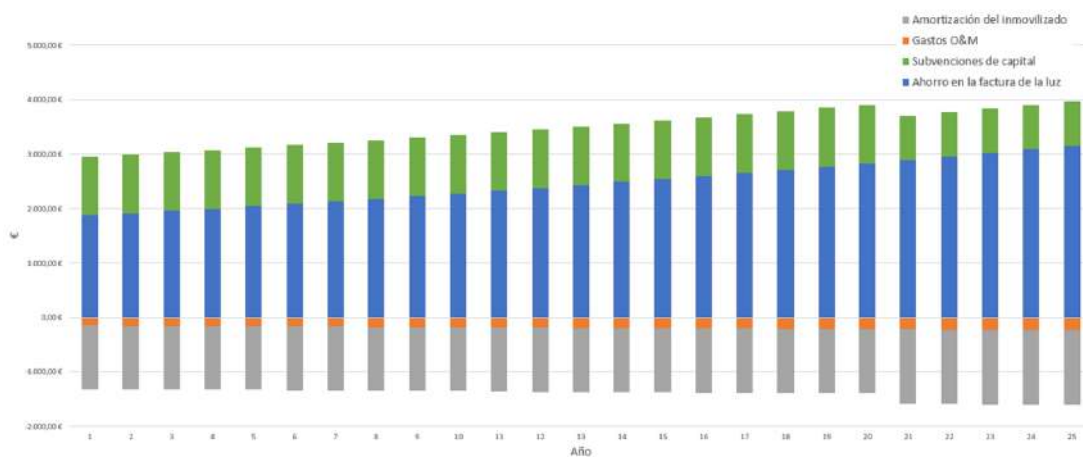
10.6. Análisis de viabilidad de la instalación con ayudas

En el anexo D.5 se adjunta el estudio de viabilidad detallado para el caso de no recibir ayudas. Al igual que para el caso anterior se ha realizado a 25 años vista suponiendo un incremento del IPC medio del 2,2%.

En caso de obtener las ayudas estimadas, la tasa interna de retorno, TIR, de la inversión sería del 9,61% y el valor actual neto, VAN, ascendería hasta 32793,24€, un 113% de la inversión total; es decir, la viabilidad, como era de esperar, aumentaría.

Por otro lado, el flujo de caja acumulado durante los 25 años del estudio sería de 53162,65€; es decir, sería suficiente para renovar tanto la instalación solar, como la eólica.

Figura 10.2: Viabilidad económica de la instalación



10.7. Conclusiones

El precio de la electricidad puede llegar a ser uno de los gastos más importantes que tiene que hacer frente un negocio, en este caso una casa rural. Por eso, en este proyecto se buscaba encontrar una solución con la que se llegase a producir energía suficiente para garantizar la cobertura de la demanda en la aldea de la Horadada pero que fuese a la vez asequible.

En base a los resultados obtenidos, con una tasa interna de retorno de la inversión y un valor actual neto positivos en ambos estudios, se puede concluir que el proyecto resultaría viable económicamente a 25 años vista.

Es decir, la combinación de la instalación solar y la instalación eólica resultaría ser una opción adecuada no solo desde un punto de vista de satisfacción de la demanda, sino también desde un punto de vista económico.

Capítulo 11

Evaluación de impacto ambiental

Como ya se ha comentado a lo largo del trabajo, la aldea se ubica en el espacio natural protegido de Las Tuerces, lo que implica que el impacto medioambiental sea clave a la hora de desarrollar el proyecto.

Si bien las instalaciones tanto solares como eólicas quedan exentas de ser sometidas a evaluación medioambiental siempre que estén dedicadas al autoabastecimiento y su potencia instalada no supere los 100kW, tanto por la Ley 21/2013 como por el Decreto Legislativo 1/2015⁴⁷. En este caso, según lo establecido en la Red Natura 2000 y en el Decreto 7/2018 sería necesario tramitar una evaluación de impacto medioambiental simplificada.

En dicha evaluación deberían abordarse los siguientes puntos.

1. Descripción general del proyecto
2. Exposición de alternativas
3. Inventario medioambiental
4. Posibles efectos y valoración de impactos
5. Repercusiones del proyecto en la Red Natura 2000
6. Medidas preventivas y correctoras
7. Programa de vigilancia y seguimiento medioambiental
8. Resumen del estudio de impacto ambiental y conclusiones

⁴⁷JUNTA DE CASTILLA Y LEÓN. (2015)

En este caso en particular, el punto 1 se ha desarrollado en el capítulos 1, mientras que el punto 2 se detallo en los capítulos 4, 5, 6, 7 y 8.

El resto también han sido mencionados a lo largo del proyecto; por tanto, en este capítulo se recogerán las ideas principales.

Además, también se estudiará como se alienaría este proyecto con los Objetivos de Desarrollo Sostenible, ODS, definidos en la Agenda 2030.

11.1. Inventario medioambiental

En este apartado se mencionará el estado actual del lugar y las actividades existentes y preexistentes de la zona. Además, se identificarán los diferentes aspectos medioambientales que pudiesen verse afectados por el proyecto.

El espacio de Las Tuerces, no tanto la aldea, se encuentra en un gran estado de conservación, no existiendo ningún tipo de actividad actualmente en la aldea. En el pasado, como ya se ha comentado, la aldea albergó una fábrica de harinas y explotó un salto de agua del río Pisuerga para producir energía eléctrica en una central minihidráulica.

Por otro lado, el espacio de Las Tuerces destaca por su biodiversidad y, sobre todo, por sus características paisajísticas; por tanto, estos son los principales aspectos que hay que proteger y tratar de afectar en la menor medida posible. Más concretamente, en la zona del Cañón de la Horadada, se ha de prestar especial atención al impacto paisajístico.

A lo largo del proyecto, se han ido describiendo las diferentes medidas adoptadas para que este impacto fuese mínimo. En base a ello, se descartaron opciones como instalar el aerogenerador o los paneles en lo alto de la montaña.

11.2. Posibles efectos y valoraciones de impactos

En esta sección, se recogerán las implicaciones medioambientales. positivas y negativas, que tendría la instalación planteada frente a otras opciones planteadas para cubrir la demanda.

Tabla 11.1: Posibles efectos

Impacto	Positivo o Negativo	Temporal o Permanente	Simple o Acumulativo	Reversible o Irreversible	Continuo o Discontinuo
Paisajístico	Negativo	Permanente	Simple	Reversible	Continuo
Ruido	Negativo	Permanente	Simple	Reversible	Discontinuo
Sin cableado de conexión a red eléctrica	Positivo	Permanente	Simple	-	Continuo
Fuente de energía renovable	Positivo	Permanente	Simple	-	Continuo

Fuente. Elaboración propia. (2022)

11.3. Repercusiones del proyecto en la Red Natura 2000

Como ya se ha indicado, la aldea se ubica en un enclave protegido por la Red Natura 2000. Por tanto, de cara a la viabilidad medioambiental del proyecto es prioritario respetar los factores que motivaron esta designación, factores mencionados en el apartado 11.1 de este mismo capítulo.

A lo largo del proyecto, se han tomado decisiones basadas en la ubicación de la aldea y a respetar lo establecido no solo en la Red Natura 2000, sino en el Decreto 7/2018, aún más restrictivo. Por tanto, el trabajo se ha ideado para minimizar el impacto medioambiental sobre la zona de Las Tuerces.

11.4. Medidas preventivas y correctoras

En cuanto a medidas preventivas, se eligió un aerogenerador de pequeño tamaño, cuya producción será baja, para minimizar el impacto acústico y que entrase dentro de los límites establecidos en Ley 5/2009. La otra medida preventiva tomada es la selección de la ubicación de ambas instalaciones buscando minimizar el impacto paisajístico.

Finalmente, los paneles se instalarían en el tejado de uno de los inmuebles de la aldea lo que implica que el impacto paisajístico de los mismo no sería problemático; mientras que el aerogenerador se ubicaría al principio de la aldea, alejado del cañón, y no sería de gran tamaño; por tanto, el impacto visual, si bien mayor que el de los paneles solares, tampoco perjudicaría al entorno del Cañón. Esta disposición se puede observar en la figura 9.12.

La principal medida correctora, en caso de que finalmente se observase o se considerase que el impacto ecológico es mayor al deseado, sería eliminar la instalación eólica, pues sería la que podría llegar a resultar conflictiva.

11.5. Programa de vigilancia y de seguimiento medioambiental

De cara a controlar la puesta en marcha y el posterior desarrollo de la instalación en términos ecológicos, se deberían seguir los siguientes criterios:

- Vigilancia ambiental durante la fase de obras
- Posibilidad de suprimir, modificar o introducir nuevas medidas
- Seguimiento de los factores ambientales principales durante la vida de la instalación

En resumen, una vez adoptadas las posibles medidas preventivas, será necesario garantizar que se sigan respetando los factores medioambientales mientras que la instalación este en funcionamiento.

11.6. Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible

La ONU aprobó en 2015 la Agenda 2030⁴⁸, en ella se recogían los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible. Estos objetivos globales tienen como fin último erradicar la pobreza, proteger el planeta y asegurar la prosperidad para todos.

Dentro de la lista de 17 objetivos en esta sección se mencionarán aquellos relacionados con este proyecto.

11.6.1. Objetivo 7. Energía asequible y no contaminante.

El objetivo 7 de la Agenda 2030, en concreto, coincide con el objetivo principal de este proyecto, pues se centra en garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna; es decir, lo que este trabajo busca conseguir para la aldea de la Horadada.

En este objetivo se hace referencia a lo perjudicial que es la falta de acceso a energía para el desarrollo socioeconómico. Si bien esta afirmación está enfocada, esencialmente, a zonas en desarrollo, también se puede aplicar a la aldea de la Horadada, pues una de las principales dificultades a la hora de tratar de dar una nueva vida a aldeas abandonadas es la falta de suministro eléctrico y la dificultad para conseguirlo.

Por otra parte, a día de hoy, la energía es el factor que influye principalmente en el cambio climático, emitiendo en torno al 60 % de los gases de efecto invernadero a nivel mundial. Es por esto que, desde un principio, únicamente se plantearon opciones basadas en recursos renovables para la electrificación de la aldea de la Horadada, obteniéndose como solución final un método de cobertura de la demanda sin emisiones, no contaminante y económicamente viable.

⁴⁸ORGANIZACIÓN DE LAS NACIONES UNIDAS. (2015)

11.6.2. Objetivo 12. Producción y consumo responsables.

Durante el último siglo el progreso social y económico que se ha ido consiguiendo ha estado acompañado de una degradación medioambiental. Por esto, este objetivo se centra principalmente en tres aspectos: el agua, la energía y la comida. Dentro de estos aspectos, este proyecto en particular se relaciona con la energía.

Cabe destacar que el consumo doméstico y comercial de energía es el segundo área de uso de energía que más rápidamente está creciendo durante los últimos años; por tanto, se corre el riesgo de alcanzar unos niveles de demanda a los que no se pueda hacer frente de manera sostenible con los recursos que se están explotando actualmente.

Este proyecto presenta una solución de autoabastecimiento basada en dos recursos inagotables como son el viento y la radiación solar; es decir, la explotación actual de estos recursos no compromete su explotación futura.

11.6.3. Objetivo 13. Acción por el clima.

Con el año 2019 cerrando la década más calurosa de la que haya registro y con los niveles de óxido de carbono y de otros gases de efecto invernadero aumentando hasta niveles récord, los métodos de producción energética está en el punto de mira. Marcándose como uno de los objetivos principales en la Agenda 2030 combatir el cambio climático y sus efectos.

En este proyecto se ha buscado, no solo conseguir una fuente de producción renovable, sostenible y rentable, sino que además no emitiese CO_2 u otros gases de efecto invernadero, motivo por el cual se descarto en el capítulo 4 la opción de generación basada en la biomasa. Además, como ya se ha mencionado, al tratarse de una instalación aislada de la red, se asegura que la demanda de la aldea sea cubierta íntegramente por energía no contaminante.

11.7. Conclusiones

Uno de los principales objetivos del proyecto era que la solución adoptada respetase y se adaptase en el entorno causando el mínimo impacto posible.

En base a lo analizado a lo largo del proyecto y, más concretamente, en este capítulo se ha considerado que la opción óptima de generación sin causar un grave impacto medioambiental sería la combinación de la instalación solar y la instalación eólica.

El impacto medioambiental de la instalación solar es prácticamente nulo; mientras que la instalación eólica se ha diseñado, en todo momento, para ser lo más respetuosa posible con el medioambiente.

Una de las principales ventajas que presenta esta solución es que, al tratarse de una instalación aislada, no sería necesario construir un cable de conexión a red eléctrica que tendría impacto visual y paisajístico no solo en la aldea, sino en toda la zona de Las Tuercas, zona que tendría que atravesar para llegar al punto de conexión a red.

Por otra parte, con esta solución se garantiza que la cobertura de la demanda en la aldea de la Horadada se realiza al 100 % mediante energías renovables y no contaminantes.

Por último, cabe destacar que el principal objetivo del proyecto es reavivar la actividad socioeconómica de la aldea de la Horadada, ubicada en una de las provincias con mayor índice de despoblación de España. Si bien este hecho no tiene implicaciones medioambientales directas, sí las tiene para el reto demográfico, que es, a día de hoy, uno de los principales puntos a tener en cuenta para determinar la sostenibilidad de un proyecto.

Capítulo 12

Conclusiones finales y desarrollos futuros

En este proyecto se ha diseñado una solución de generación eléctrica asequible que garantice el autoabastecimiento en la aldea de la Horadada.

Además, se ha conseguido realizar un proyecto social, económico y ecológico; es decir, un proyecto sostenible, que se alinearía con tres de los ODS propuestos por la ONU en la Agenda 2030.

Estos aspectos se han comprobado mediante un estudio económico del ahorro en la factura de la luz, en el que se refleja que la instalación resultaría rentable aún en el caso de no recibir ayudas, generando ahorro suficiente como para la renovación total de las instalaciones pasados 25 años en caso de recibir subvención. Además, se han analizado los aspectos legales de estas subvenciones y se ha concluido que el proyecto sería apto para recibir un alto porcentaje de la inversión inicial en ayudas.

Dentro de este cálculo económico se ha estimado el coste que conllevarían, no solo la inversión en los componentes necesarios para la instalación, sino también los costes de mano de obra derivados del montaje de los mismos, de la preparación del terreno y de la instalación del cableado, entre otros aspectos.

Por otro lado, durante el desarrollo del proyecto se ha buscado garantizar que el impacto medioambiental fuera mínima, rechazando planteamientos que produjeron niveles de generación óptimos, con la intención de desarrollar un proyecto respetuoso con el medioambiente. Además, se han indicado los pasos y las características principales a resaltar en el estudio medioambiental que se debería presentar a la administración de los espacios naturales para que de luz verde al proyecto.

Se ha proyectado una instalación que combinaría la explotación del recurso solar y el recurso eólico, cuya unión se ha comprobado que sería rentable pues la energía eólica alcanza valores altos cuando la solar es mínima. El diseño de esta instalación se ha planteado para conseguir unos niveles de producción anuales superiores en más de un 180 % a la demanda estimada. Además, se ha encontrado, mediante el diseño de un programa de optimización, la combinación de baterías de litio con mayor capacidad de almacenamiento al menor precio, dentro de los límites legales establecidos para ser subvencionable.

Para el diseño final de esta instalación se han recogido también diferentes opciones para garantizar que el peso de los paneles no hundiese el tejado, entre estas opciones se ha dimensionado una viga de celosía, seleccionando el material, el perfil, la estructura y la disposición para garantizar que soportase las cargas producidas por los paneles. También se han analizado las características mecánicas y resistivas que debería tener la torre del aerogenerador, en base a las cuales se ha encontrado una de propiedades similares en el mercado.

Para esta instalación se ha seleccionado también el tipo de cableado, material del aislante, grosor del aislante y sección del cable para las conexión aérea entre los paneles y el inversor, subterránea entre el aerogenerador y el inversor, aérea entre las baterías y el inversor y empotrada en la pared entre el inversor y la cuadro de mando de la vivienda, respetando la normativa recogida en el ITC-BT. Además, se han calculado las características de las protecciones del inversor para garantizar la seguridad de la instalación en caso de falta.

De cara a elegir este método de producción, se ha llevado a cabo un estudio de los diferentes recursos renovables disponibles en la zona y se ha encontrado que tres de ellos podrían resultar interesantes para cubrir la demanda de la aldea de la Horadada, el hidráulico, el solar y el eólico. Para estos tres recursos se ha llevado a cabo un análisis de sus características principales y se ha estimado su capacidad de generación y su coste, calculándose también el coste de la producción en €/kWh para lo que se han tenido en cuenta también los costes de O&M.

Se ha conseguido estimar los datos del caudal medio del río para el recurso hidráulico, además y conociendo la altura del azud se han obtenido los valores del salto de agua neto y el caudal medio turbinable, realizando un esquema de la instalación y dimensionando la tubería para calcular las pérdidas por cargas.

En base a estos datos se han estimado las horas turbinables de la central eléctrica, garantizando que el caudal del río nunca fuese inferior al mínimo ecológico. En base a estos datos se han estimado los niveles de producción y el coste de inversión que requeriría la central. Concluyéndose que sería una buena opción para la venta de energía pero demasiado cara para el autoabastecimiento.

Para el recurso solar, se han estudiado los niveles de radiación que recibiría la aldea y se ha encontrado el ángulo de inclinación óptimo de los paneles. Una vez obtenidos estos datos, se han estudiado dos opciones, la instalación de los paneles en el inmueble y la instalación en el terreno de la aldea. Para ambas opciones se ha realizado un esquema de la instalación, un plano de su ubicación y se han calculado las pérdidas por sombras. Adicionalmente, para el caso de la instalación en el terreno se ha calculado la distancia entre filas de paneles solares para evitar sombras adicionales. En base a los resultados obtenidos se ha seleccionado ubicar la instalación en el tejado de la vivienda, pues aumentan los niveles de producción. Esta solución se ha considerado adecuada para el autoabastecimiento, siempre y cuando se acompañe de una instalación de almacenamiento que, también se ha dimensionado.

Para el otro recurso, el eólico, se ha estimado la velocidad media del viento a las diferentes alturas a las que se podría instalar el aerogenerador, rechazando el planteamiento de ubicarlo en lo alto de la montaña por motivos paisajísticos. Se ha calculado la curva de producción real que podría tener un aerogenerador en base a sus limitaciones de rendimiento y potencia nominal y se ha concluido que la solución solar no serviría para garantizar el autoabastecimiento de manera independiente.

Para seleccionar el tipo de instalación final, combinación de la solar y la eólica, se han comparado los costes de producción, se ha estudiado la normativa aplicable, se ha valorado el impacto medioambiental y se ha realizado una estimación de la demanda que podría tener la aldea.

En conclusión, se ha realizado un estudio de la capacidad energética de la zona, seleccionando un método de producción suficiente para el autoabastecimiento, cuyo precio es asequible y que sería viable en términos ecológicos; por tanto, la aldea podría hacer frente a la demanda eléctrica de un método más económico que mediante la conexión a red.

12.1. Desarrollos futuros

Como se ha comprobado a lo largo del proyecto, la aldea de la Horadada presenta un gran potencial para la explotación eléctrica; por tanto, si bien este proyecto se ha centrado en garantizar el acceso a electricidad de manera segura, asequible y sostenible, hay otros proyectos que podrían llevarse a cabo en la aldea que podrían presentar también un alto nivel de viabilidad.

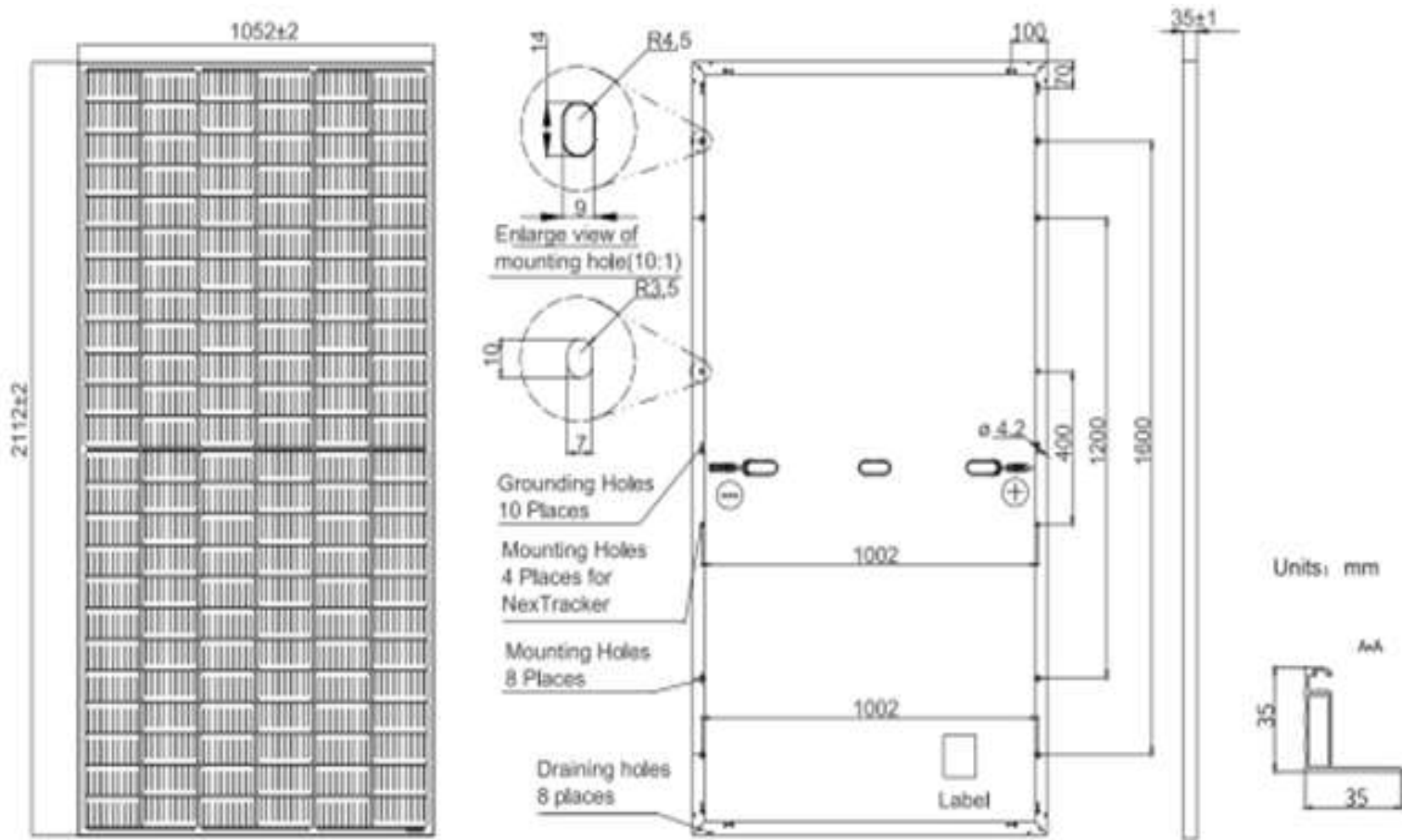
Uno de estos proyectos consistiría en la renovación y puesta en marcha de la antigua central hidroeléctrica. Esta opción, como ya se ha mencionado, se ha descartado para el autoabastecimiento por no ser asequible, pero podría resultar interesante de cara a generar ingresos adicionales, pues como se ha mostrado en el capítulo 5 los niveles de producción que se podrían conseguirse son elevados y las ganancias estimadas en la tabla 8.6 también lo son.

Otra opción que podría resultar beneficiosa, en este caso para la casa rural en la que se ha centrado el proyecto, sería la de añadir una instalación solar térmica, alternativa presentada en el apartado 6.5. Para ello, se podría añadir una instalación de paneles solares térmicos o cambiar los paneles fotovoltaicos elegidos por unos híbridos que generasen energía tanto fotovoltaica como solar térmica. Esta opción podría ser especialmente rentable para hacer frente a un mayor consumo de agua caliente sanitaria o calefacción, aunque este segundo no se prevé que sea destacable ya que, como se ha indicado anteriormente, las casas rurales de la zona no suelen estar abiertas al público durante los meses fríos.

Apéndice A

Planos

Figura A.6: Plano del panel solar JAM72S20 445-470/MR



Fuente: Ja Solar. (2022)

Apéndice B

Documentación técnica

Figura B.1: Ficha técnica panel JAM72S20 445-470/MR-1

Harvest the Sunshine



Mono

470W MBB Half-Cell Module

JAM72S20 445-470/MR Series


Introduction

Assembled with multi-busbar PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.





Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss



Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

0.55% Annual Degradation Over 25 years





Year	Standard module linear power warranty (%)	New linear power warranty (%)
1	99%	99%
5	97.5%	97.5%
10	94.8%	96.95%
15	93.1%	96.2%
20	91.45%	95.45%
25	89.8%	94.7%

■ New linear power warranty
 ■ Standard module linear power warranty

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001:2018 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval

JA SOLAR

www.jasolar.com

Specifications subject to technical changes and tests. JA Solar reserves the right of final interpretation.




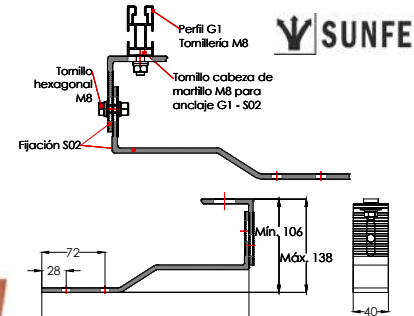
Figura B.3: Ficha técnica soporte 02V

R1-12/20

Ficha técnica

Soporte coplanar con salvatejas, cubierta teja.

02V

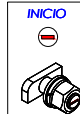
- Soporte coplanar para anclaje a losa de hormigón y/o madera.
- Válido para teja mixta
- Disposición de los módulos: Vertical.
- Válido para espesores de módulos de 30 hasta 45 mm
- No recomendado para viguetas de hormigón prefundado.
- Kits disponibles de 1 a 6 módulos.

Viento: Hasta 150 Km/h (Ver documento de velocidades del viento)


Materiales: Perfilera de aluminio EN AW 6005A T6
Tornillería de acero inoxidable A2-70

Comprobar el buen estado y la capacidad portante de la cubierta antes de cualquier instalación.
Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada.

INICIO



FINAL



Colocar el tornillo marfil (muesca del tornillo en horizontal en el interior del perfil por la guía estrecha. Girar a la derecha hasta su tope (muesca del tornillo en vertical)

Asegurarse de que la muesca del tornillo está en posición vertical y apretar la tuerca. ¡El tuerca debe quedar la muesca horizontal ni inclinada una vez apretada!

Dos opciones:

Para módulos de hasta 2279x1150 - **Sistema Kit**


2279x1150 (Ver página 2)

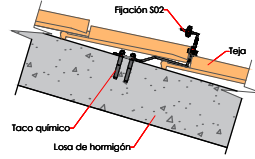
Para módulos de hasta 2400x1350 - **Sistema PS**

2400x1350 (Ver página 3)

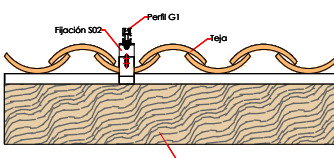
Carga de nieve: 40 kg/m²

Para la distancia de anclajes de los módulos consultar ficha técnica del módulo





Perfiles paralelos a la cumbre




Perfiles perpendiculares a la cumbre


Par de apriete:

Tornillo Presor	7 Nm
Tornillo M8 Hexagonal	20 Nm
Tornillo M10 Hexagonal	40 Nm
Tornillo M6.3 Hexagonal	10 Nm


Nota: Distribuir los módulos para que su colocación sea simétrica a lo largo del soporte y dejando los sobrantes en los extremos. Los presores no se deben apretar con máquinas de impacto.

Herramientas necesarias:



 100% Reciclabile
Marcado ES19/86524 CE

Seguridad:



Reservado el derecho a efectuar modificaciones. Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

Figura B.4: Ficha técnica inverter AXPERT MKS II 5K

Off-Grid Inverter

Axpert MKS Off-Grid Inverter



- Pure sine wave inverter
- Output power factor 1 (only 0.8 for 3KP/5KP models)
- Built-in MPPT solar charge controller
- Selectable input voltage range for home appliances and personal computers
- Selectable charging current based on applications
- Configurable AC/Solar input priority via LCD setting
- Compatible to AC mains or generator power
- Battery equalization for optimized battery performance and lifecycle
- Parallel operation with up to 9 units only available for Axpert MKS 3KP/4KVA/5KVA/5KP*

OFF-GRID INVERTER

Axpert MKS Off-Grid Inverter Selection Guide

MODEL	Axpert MKS 1K-12	Axpert MKS 2K-24	Axpert MKS 3K-24	Axpert MKS 3KP-24	Axpert MKS 4K	Axpert MKS 5K	Axpert MKS II 5K	Axpert MKS 5KP
Rated Power	1000VA/ 1000W	2000VA/ 2000W	3000VA/ 3000W	3000VA/ 2400W	4000VA/ 4000W	5000VA/ 5000W	5000VA/ 5000W	5000VA/ 4000W
Parallel Capability	No	No	No	Yes, 9 units	Yes, 9 units	Yes, 9 units	Yes, 9 units	Yes, 9 units
INPUT								
Voltage	230 VAC							
Selectable Voltage Range	170-280 VAC (For Personal Computers) ; 90-280 VAC (For Home Appliances)							
Frequency Range	50 Hz/60 Hz (Auto sensing)							
OUTPUT								
AC Voltage Regulation (Batt. Mode)	230VAC ± 5%							
Surge Power	2000VA	4000VA	6000VA	8000VA	10000VA			
Efficiency (Peak)	90% - 93%	93%		90%	93%	93%	90%	90%
Transfer Time	10 ms (For Personal Computers) ; 20 ms (For Home Appliances)							
Waveform	Pure sine wave							
BATTERY								
Battery Voltage	12 VDC (24VDC and 48VDC versions are also available)	24 VDC	24 VDC (48VDC version is also available)	24 VDC	48 VDC			24 VDC
Floating Charge Voltage	13.5 VDC	27 VDC	27 VDC	27 VDC	54 VDC	54 VDC (optional 64VDC, please check with sales)	54 VDC	27 VDC
Overcharge Protection	15.5 VDC	31 VDC	31 VDC	30 VDC	60 VDC	60 VDC (optional 66VDC, please check with sales)	66 VDC	30 VDC
SOLAR CHARGER & AC CHARGER								
Maximum PV Array Power	500 W	600W	600W	1000W	4000W	4500W	2000W	
MPPT Range @ Operating Voltage	15 VDC ~ 80 VDC	30 VDC~ 66 VDC	30 VDC~ 66 VDC	30 VDC~ 80 VDC	60 VDC~ 115 VDC	120 VDC~ 430 VDC	30 VDC~ 115 VDC	
Maximum PV Array Open Circuit Voltage	102 VDC	75VDC	75VDC	100VDC	145 VDC	450 VDC	145 VDC	
Maximum Solar Charge Current	40A	25A	25A	40A	80 A	80 A	80A	
Maximum AC Charge Current	20A	30A	30A	60A	60 A	80 A	60A	
Maximum Charge Current	60A	55A	55A	100A	140 A	80 A	140A	
PHYSICAL								
Dimension,DxWxH (mm)	95 x 240 x 316	100 x 272 x 355	100 x 272 x 385	120 x 295 x 468	180 x 310 x 475			
Net Weight (kgs)	5.2	7.0	7.4	7.5	12.5	13.5	11	12.5
ENVIRONMENT								
Humidity	5% to 95% Relative Humidity (Non-condensing)							
Operating Temperature	0°C - 55°C							
Storage Temperature	-15°C - 60°C							

* Typical transfer time for parallel operation is 30ms. Product specifications are subject to change without further notice.



Figura B.5: Ficha técnica Aerogenerador 25.2 +

Datos técnicos

Especificaciones técnicas	Wind 13+	Wind 25.2+	Wind 25.3+
Número de hélices	2	2	3
Diámetro	2,86 m	4,05 m	4,05 m
Material	Fibra de vidrio / Fibra de carbono		
Dirección de rotación	En sentido contrario a la agujas del reloj		
Especificaciones eléctricas			
Alternador	Trifásico de imanes permanentes		
Imanes	Neodimio		
Potencia nominal	1500 W	3000 W	5000 W
Voltaje nominal	220 v	220 v	220 v
RPM nominal	600	400	400
Velocidad de viento			
Rango de funcionamiento	2 - 30m/s		
Arranque	3 m/s		
Potencia nominal	12 m/s		
Frenado automático	14 m/s		
Máxima	60 m/s		
Especificaciones físicas			
Peso aerogenerador	41 kg	93 kg	107 kg
Bulto 1 (Aero.) - Peso	57 kg	135 kg	149 kg
Bulto 1 - Dimensiones (cm)	50x77x57	120x80x80	
Bulto 2 (Hélices) - Peso	6,8 kg	19 kg	22 kg
Bulto 2 - Dimensiones (cm)	153x27x7	220x40x15	260x40x15
Total - Volumen	0,23 m ³	0,90 m ³	0,91 m ³
Total - Peso	63,8 kg	154 kg	171 kg
Garantía	3 años		

Figura B.6: Ficha técnica batería TURBO Pylontech US2000

Specification



Basic Parameters	US2000C	US3000C	Phantom-S
Nominal Voltage (V)	48	48	48
Nominal Capacity (Wh)	2400	3552	2400
Usable Capacity (Wh)	2280	3374.4	2200
Dimension (mm)	442*410*89	442*420*132	440*440*88.5
Weight (Kg)	24	32	24
Discharge Voltage (V)	44.5 ~ 53.5	44.5 ~ 53.5	44.5 ~ 53.5
Charge Voltage (V)	52.5 ~ 53.5	52.5 ~ 53.5	52.5 ~ 53.5
Charge / Discharge Current (A)	25(Recommend)	37 (Recommend)	25(Recommend)
	50 (Max)	74 (Max)	50 (Max)
	90 (Peak@15s)	90 (Peak@15s)	100 (Peak@15s)
Communication Port	RS485, CAN	RS485, CAN	RS485, CAN
Single string quantity(pcs)	16	16	8
Working Temperature/°C	0~50	0~50	0~50
Shelf Temperature/°C	-20~60	-20~60	-20~60
Humidity	5%~95%	5%~95%	5%~95%
Altitude (m)	<2000	<2000	<2000
Design life	15 ⁺ Years (25°C/77°F)	15 ⁺ Years (25°C/77°F)	15 ⁺ Years (25°C/77°F)
Cycle Life	>6000, 25 C	>6000, 25 C	>6000, 25 C
Authentication Level	IEC62619/CE /UN38.3	VDE2510-50/IEC62619/UL1973 UL9540A/CE/UN38.3	IEC62619/CE /UN38.3
Feature	Pre-Charge Dual-active protection Flexible current steps Dry contact wake up	Pre-Charge Dual-active protection Flexible current steps Dry contact wake up	

Fuente: Turbo Energy Solar Innovation. (2022)

APÉNDICE B. DOCUMENTACIÓN TÉCNICA

Figura B.7: Ficha técnica batería Growatt ARK LV 10.2kWh

Hoja de datos	ARK 2.5L	ARK 5.1L	ARK 7.6L	ARK 10.2L	ARK 12.8L	ARK 15.3L	ARK 17.9L	ARK 20.4L	ARK 23.0L	ARK 25.6L
Demostación del sistema										
Módulo de batería	ARK 2.5L-A1 (2.56kWh, 51.2V, 30kg)									
Número de módulos	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Capacidad de energía	2.56kWh	5.12kWh	7.68kWh	10.24kWh	12.8kWh	15.35kWh	17.92kWh	20.48kWh	23.04kWh	25.64kWh
Dimensiones	650/260/170mm	650/260/340mm	650/260/510mm	650/260/680mm	650/260/850mm	650/260/1020mm	650/260/1190mm	650/260/1360mm	650/260/1530mm	650/260/1700mm
Peso	30kg	60kg	90kg	120kg	150kg	180kg	210kg	240kg	270kg	310kg
Corriente de carga/descarga max	25A	50A	75A	100A	100A	100A	100A	100A	100A	100A
General										
Tipo de batería	Litio Ferrofosfato libre de cobalto									
Voltaje nominal	51.2V									
Voltaje de operación	47.2 - 56.8V									
Rango	IP65									
Protección ambiental	Instalación en la pared o en el suelo*1									
Instalación	-10 - 45°C*2									
Características										
DoD	90%									
Parámetros de monitoreo BMS	SOC, voltaje del sistema, corriente, voltaje de celda, temperatura de la celda, medición de la temperatura del PCBASOC, voltaje del sistema, corriente, voltaje de celda, temperatura de la celda, medición de la temperatura del PCBASOC									
Puerto de comunicación	CAN									
Garantía: 5 años/ 10 años	Sí/opcional									
Certificación										
IEC62619 (Celda&empaquete), CE, CEC, RCM, UN38.3										

*1 La instalación en el suelo requiere una base extra (W/D/H=650/260/110 mm)

*2 El rendimiento se limitará cuando la temperatura sea inferior a 0°C

La batería de la serie ARK tiene un modelo de la UE y un modelo general, los inversores de almacenamiento que se venden en los países europeos sólo funcionan con la batería ARK del modelo de la UE. La batería de la serie ARK tiene un modelo de la UE y un modelo general, los inversores de almacenamiento que se venden en los países europeos sólo funcionan con la batería ARK del modelo de la UE.

GROWATT NEW ENERGY TECHNOLOGY Co.,LTD A: No.28 Guangming Road, Longteng Community, Shiyuan, Baoan District, Shenzhen, P.R.China.
T: + 86 755 2747 1900 F: + 86 755 2749 1460 E: info@ginverter.com

Apéndice C

Cálculos

C.1. Pérdida de carga

Para poder calcular las pérdidas es necesario conocer los elementos que atravesará el agua desde el canal de alimentación hasta la turbina, estos elementos se enumeran a continuación:

- Rejilla.
- Válvula tipo compuerta.
- Tubería.
- Válvula tipo mariposa.

El diámetro de la tubería se elegirá para que las pérdidas medias no superen el 15 %; es decir, para que las pérdidas con $Q = 7,85m^3/s$ no superen los 0.675m.

La fórmula que permite calcular las pérdidas de carga es la siguiente:

$$\Delta h_s = K_s * \frac{V^2}{2g} \quad (C.1)$$

Con:

$$V = \frac{Q}{S} = \frac{4 * Q}{\pi * D^2} \quad (C.2)$$

Siendo K_s el factor de pérdida de carga, que varía según el tipo de elemento, y $g = 9,81m/s^2$.

Pérdidas de carga en la rejilla:

La pérdida de pérdida de carga en la rejilla (Δh_R) se calcula mediante la ecuación de Kirchner:

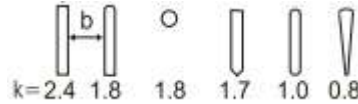
$$\Delta h_R = K_R * \left(\frac{s}{b}\right)^{\frac{4}{3}} * \frac{V^2}{2g} * \sin\beta \quad (C.3)$$

Siendo:

- **s**: espesor de la barra en mm.
- **b**: separación entre barras en mm.
- β : ángulo de inclinación la rejilla en $^\circ$.
- K_R : factor de pérdida de carga, en función del tipo de barra.

En la siguiente imagen se puede observar los valores de K_R :

Figura C.1: Factor de pérdida de carga en rejillas



Fuente: European Small Hydropower Association. (1998)

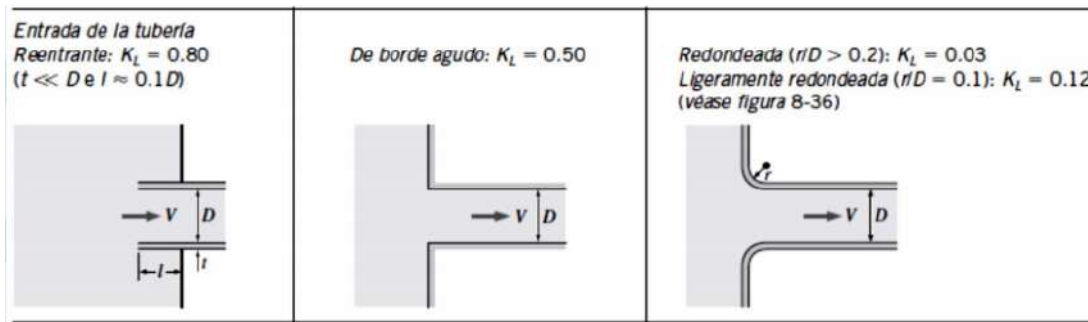
La rejilla que se pretende poner en la instalación sería una con barras de sección redonda ($K_R = 1,8$), de espesor (s) 20mm y separación (b) 50mm y un ángulo de inclinación (β) de 45° . Por tanto:

$$K_R * \frac{s^{\frac{4}{3}}}{b} * \sin\beta = 0,375 \quad (C.4)$$

Pérdidas de carga en la entrada a la tubería:

A continuación se adjunta una tabla con los valores del factor de pérdida de carga a la entrada de la tubería (K_E) en función del tipo de entrada.

Figura C.2: Factor de pérdida de carga en la entrada a la tubería



Fuente: hidraulica65.

Teniendo en cuenta que el acceso a la central desde el canal de alimentación de alimentación necesitará renovarse tras varios años en desuso, se ha decidido redondear la entrada con un radio mayor a $0.2 \cdot D$, ya que se disminuyen en un 90 % las pérdidas a la entrada. Por tanto se tiene:

$$K_E = 0,03 \quad (C.5)$$

Pérdidas de carga en la tubería:

Las pérdidas en la tubería se calculan con la ecuación de Darcy-Weissbach:

$$\Delta h_T = f * \frac{L}{D} * \frac{V^2}{2g} \quad (C.6)$$

Con:

$$\frac{1}{f^{1/2}} \approx -1,8 * \log \left(\left(\frac{\epsilon}{3,7D} \right)^{1,1} + \frac{6,9}{Re} \right) \quad (C.7)$$

Siendo:

- ϵ : rugosidad absoluta.
- **Re**: número de Reynolds

El número de Reynolds se calcula con la siguiente fórmula:

$$Re = \frac{4 * Q}{\pi * D * v} \quad (C.8)$$

El proyecto constaría de 3 tuberías de 0.5m, una de entrada horizontal, otra con una inclinación de 135° y otra horizontal que desemboque en la turbina. Las tuberías serían de acero inoxidable que tiene una rugosidad (ϵ) de 0.06mm, y el fluido que las atravesaría sería agua, con una viscosidad (v) de $10^{-6}m^2/s$. La longitud total del entramado sería de 1,5m.

Pérdidas de carga en el codo:

El factor de pérdida de carga en un codo se calcula como:

$$K_c = A * B + K_f \quad (C.9)$$

Con:

$$A = 0,7 + 0,35 * \left(\frac{\alpha}{90}\right) \quad (C.10)$$

$$B = \frac{0,21}{\left(\frac{r}{D}\right)^{\frac{5}{2}}} \quad (C.11)$$

$$K_f = 0,0175 * f * \left(\frac{r}{D}\right) * \alpha \quad (C.12)$$

Teniendo en ambos codos unirán una tubería horizontal con otra a 135° , el ángulo de los codos (α) será de 45° . Además, se ha elegido que el radio del codo (r) sea igual al doble del diámetro de la tubería. Por tanto:

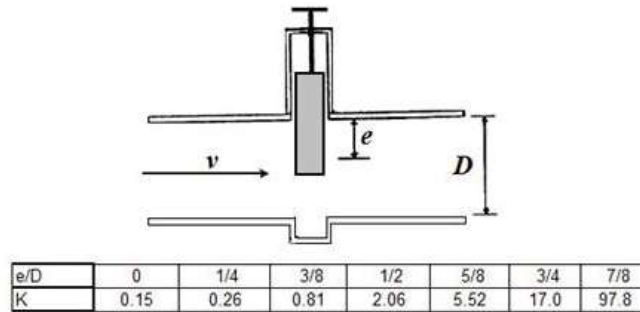
$$A * B = (0,7 + 0,35 * 0,5) * 0,21 = 0,18375 \quad (C.13)$$

$$K_f = 0,0175 * f * 135 = 1,575 * f \quad (C.14)$$

Pérdidas de carga en las válvulas:

La primera válvula se encuentra en la primera tubería horizontal y regula el acceso. Esta válvula es de tipo compuerta y su factor de pérdida de carga varía en función de la apertura de la compuerta como se muestra en la siguiente figura.

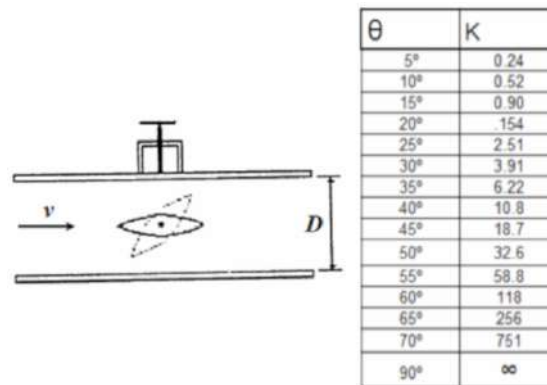
Figura C.3: Factor de pérdida de carga en una válvula tipo compuerta



Fuente: Cueva del ingeniero civil. (2012)

La segunda válvula, encargada de regular el acceso a la turbina, será de tipo mariposa y se colocará en la última tubería. El factor de carga de pérdida de este tipo de válvulas depende de la posición de la válvula como se puede observar el imagen que se adjunta a continuación.

Figura C.4: Factor de pérdida de carga en una válvula tipo mariposa



Fuente: Cueva del ingeniero civil. (2012)

Las pérdidas de carga en este caso se calculará para ambas válvulas completamente abiertas; es decir, la válvula de compuerta con $K_{VC} = 0,15$ y la válvula de mariposa con $K_{VM} = 0,24$.

Pérdidas de carga totales y cálculo del diámetro:

La siguiente fórmula presenta las pérdidas totales con todos los valores ya conocidos.

$$\Delta h_{total} = \frac{V^2}{2g} * \left(K_R + K_E + f * \frac{L}{D} + K_C + K_{VC} + K_{VM} \right) \quad (C.15)$$

$$\Delta h_{total} = \frac{V^2}{2 * 9,81} * \left(0,375 + 0,03 + f * \frac{1,5}{D} + 2 * (0,184 + 1,575 * f) + 0,15 + 0,24 \right) \quad (C.16)$$

Se partirá de un valor de $f=0,0125$ y se sacará un valor para el diámetro con la ecuación C.16, este valor del diámetro se utilizará para calcular el número de Reynolds con la ecuación C.8 y en base a este Reynolds se sacará, con la ecuación C.7, el valor asociado de f (f_R) que será el nuevo valor de f . Este proceso se repetirá hasta que se cumpla $f = f_R$.

Tabla C.1: Cálculo del caudal y pérdidas mediante iteración

Iteración	Δh	Q	f	D	Re	f_{Re}
1	0,675	7,85	0,01250	1,78	$5,605 * 10^6$	0,00200
2	0,675	7,85	0,00300	1,77	$5,089 * 10^6$	0,00200

Fuente: Elaboración propia. (2022)

Por tanto el diámetro elegido para la tubería será de 1.8m.

C.2. Pérdidas producidas por sombras

Para estimar las pérdidas producidas por la sombra es necesario conocer el perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio. En este caso, como ya se ha mencionado, la aldea se encuentra en un cañón; y, por tanto, el obstáculo es una montaña. Los datos relevantes a conocer sobre el obstáculo son su elevación y su acimut, ambas en grados, con respecto a la aldea.

Para poder realizar un cálculo de precisión de estos parámetros sería necesario un teodolito, que es un aparato de medición mecánico-óptico que sirve para obtener ángulos horizontales (acimut) y ángulos verticales (elevación).

Para estimar el ángulo de acimut se ha utilizado la herramienta Sun Earth Tools⁴⁹, los valores obtenidos muestran que la montaña se ubica en unos valores de acimut desde los 70° con respecto a la aldea.

$$azimut(^{\circ}) \Rightarrow 70^{\circ} \quad (C.17)$$

En cuanto al ángulo de elevación, se ha realizado una estimación en base a la distancia horizontal y vertical de la aldea a la montaña. La distancia horizontal se ha obtenido también con Sun Earth Tools, y es de $\approx 40m$. Mientras que la diferencia de altura se ha obtenido en base a datos de diferentes rutas por el cañón que sitúan la aldea a una altura de $\approx 890m$ y el cañón a $\approx 980m$; por tanto, la distancia vertical es de $\approx 90m$. Lo que implica un ángulo de elevación de:

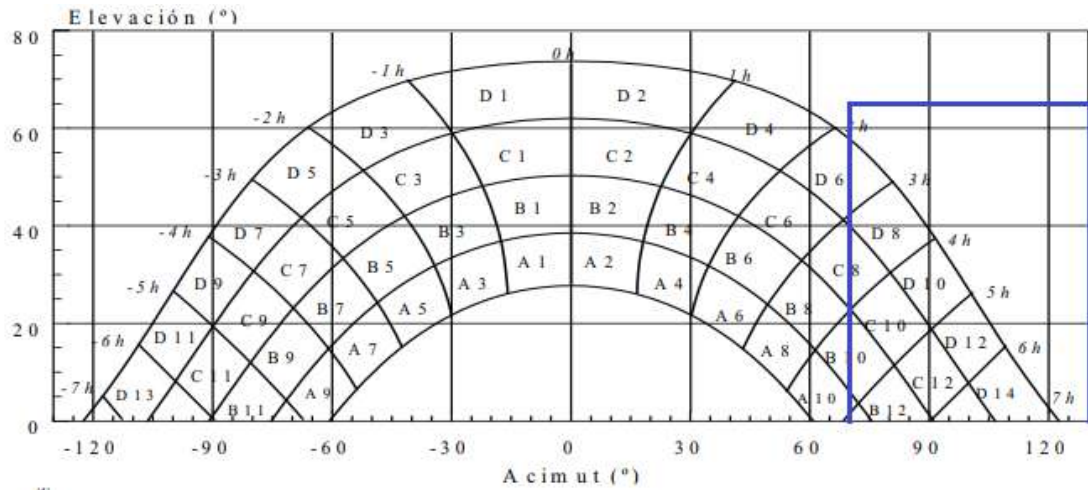
$$elevación(^{\circ}) = atan\left(\frac{h}{d}\right) = atan\left(\frac{90}{40}\right) \approx 65^{\circ} \quad (C.18)$$

⁴⁹Sun Earth Tools.

APÉNDICE C. CÁLCULOS

A continuación se comparan los resultados obtenidos del obstáculo con el diagrama de trayectorias de sol.

Figura C.5: Comparativa obstáculo y diagrama de trayectorias de sol en el terreno



Fuente: Centro Técnico de Edificación. (2019)

Una vez conocidas las zonas en las que hay pérdidas, es necesario tener las tablas de referencia, mostradas en la imagen C.6, y asociadas a las características de la superficie; es decir, el ángulo de inclinación de los paneles (β) y el de acimut (α).

El ángulo de inclinación, como ya se ha justificado, será de 35° . En cuanto al ángulo de acimut de los paneles se elegirá de forma que se minimicen las pérdidas por sombra.

La fórmula para calcular las pérdidas se basa en los cuadros del diagrama de trayectorias de sol ocupados por el obstáculo.

$$P_{sombra} = 0,5 * D_6 + 0,5 * C_8 + 0,5 * B_{10} + D_8 + C_{10} + B_{12} + D_{10} + C_{12} + D_{12} + D_{14} \quad (C.19)$$

En base a esta ecuación se ha elegido como ángulo de acimut -30° . Lo que implica:

$$P_{sombra} = 4,245\% \quad (C.20)$$

Figura C.6: Tablas de referencia

	$\beta=35^\circ ; \alpha=0^\circ$				$\beta=0^\circ ; \alpha=0^\circ$				$\beta=90^\circ ; \alpha=0^\circ$				$\beta=35^\circ ; \alpha=30^\circ$			
	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,18	0,00	0,00	0,00	0,15	0,00	0,00	0,00	0,10
11	0,00	0,01	0,12	0,44	0,00	0,01	0,18	1,05	0,00	0,01	0,02	0,15	0,00	0,00	0,03	0,06
9	0,13	0,41	0,62	1,49	0,05	0,32	0,70	2,23	0,23	0,50	0,37	0,10	0,02	0,10	0,19	0,56
7	1,00	0,95	1,27	2,76	0,52	0,77	1,32	3,56	1,66	1,06	0,93	0,78	0,54	0,55	0,78	1,80
5	1,84	1,50	1,83	3,87	1,11	1,26	1,85	4,66	2,76	1,62	1,43	1,68	1,32	1,12	1,40	3,06
3	2,70	1,88	2,21	4,67	1,75	1,60	2,20	5,44	3,83	2,00	1,77	2,36	2,24	1,60	1,92	4,14
1	3,17	2,12	2,43	5,04	2,10	1,81	2,40	5,78	4,36	2,23	1,98	2,69	2,89	1,98	2,31	4,87
2	3,17	2,12	2,33	4,99	2,11	1,80	2,30	5,73	4,40	2,23	1,91	2,66	3,16	2,15	2,40	5,20
4	2,70	1,89	2,01	4,46	1,75	1,61	2,00	5,19	3,82	2,01	1,62	2,26	2,93	2,08	2,23	5,02
6	1,79	1,51	1,65	3,63	1,09	1,26	1,65	4,37	2,68	1,62	1,30	1,58	2,14	1,82	2,00	4,46
8	0,98	0,99	1,08	2,55	0,51	0,82	1,11	3,28	1,62	1,09	0,79	0,74	1,33	1,36	1,48	3,54
10	0,11	0,42	0,52	1,33	0,05	0,33	0,57	1,98	0,19	0,49	0,32	0,10	0,18	0,71	0,88	2,26
12	0,00	0,02	0,10	0,40	0,00	0,02	0,15	0,96	0,00	0,02	0,02	0,13	0,00	0,06	0,32	1,17
14	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,17	0,00	0,00	0,00	0,13	0,00	0,00	0,00	0,22

Tabla C.2

	$\beta=90^\circ ; \alpha=30^\circ$				$\beta=35^\circ ; \alpha=60^\circ$				$\beta=90^\circ ; \alpha=60^\circ$				$\beta=35^\circ ; \alpha=-30^\circ$			
	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D
13	0,10	0,00	0,00	0,33	0,00	0,00	0,00	0,14	0,00	0,00	0,00	0,43	0,00	0,00	0,00	0,22
11	0,06	0,01	0,15	0,51	0,00	0,00	0,08	0,16	0,00	0,01	0,27	0,78	0,00	0,03	0,37	1,26
9	0,56	0,06	0,14	0,43	0,02	0,04	0,04	0,02	0,09	0,21	0,33	0,76	0,21	0,70	1,05	2,50
7	1,80	0,04	0,07	0,31	0,02	0,13	0,31	1,02	0,21	0,18	0,27	0,70	1,34	1,28	1,73	3,79
5	3,06	0,55	0,22	0,11	0,64	0,68	0,97	2,39	0,10	0,11	0,21	0,52	2,17	1,79	2,21	4,70
3	4,14	1,16	0,87	0,67	1,55	1,24	1,59	3,70	0,45	0,03	0,05	0,25	2,90	2,05	2,43	5,20
1	4,87	1,73	1,49	1,86	2,35	1,74	2,12	4,73	1,73	0,80	0,62	0,55	3,12	2,13	2,47	5,20
2	5,20	2,15	1,88	2,79	2,85	2,05	2,38	5,40	2,91	1,56	1,42	2,26	2,88	1,96	2,19	4,77
4	5,02	2,34	2,02	3,29	2,86	2,14	2,37	5,53	3,59	2,13	1,97	3,60	2,22	1,60	1,73	3,91
6	4,46	2,28	2,05	3,36	2,24	2,00	2,27	5,25	3,35	2,43	2,37	4,45	1,27	1,11	1,25	2,84
8	3,54	1,92	1,71	2,98	1,51	1,61	1,81	4,49	2,67	2,35	2,28	4,65	0,52	0,57	0,65	1,64
10	2,26	1,19	1,19	2,12	0,23	0,94	1,20	3,18	0,47	1,64	1,82	3,95	0,02	0,10	0,15	0,50
12	1,17	0,12	0,53	1,22	0,00	0,09	0,52	1,96	0,00	0,19	0,97	2,93	0,00	0,00	0,03	0,05
14	0,22	0,00	0,00	0,24	0,00	0,00	0,00	0,55	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,08

Fuente: Centro Técnico de Edificación. (2019)

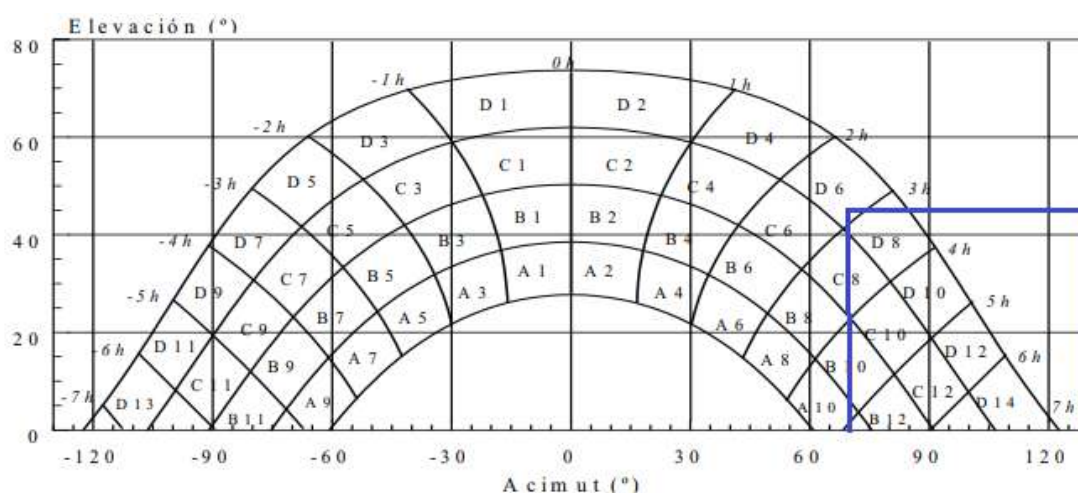
APÉNDICE C. CÁLCULOS

Por otro lado, si se decide ubicar los paneles solares en el tejado de la casa, la diferencia de altura entre la montaña y la casa disminuiría a $\approx 85m$ y la distancia entre la casa y la montaña es de $\approx 80m$. Por tanto, el ángulo de elevación sería de:

$$\text{elevación}(\text{°}) = \text{atan}\left(\frac{h}{d}\right) = \text{atan}\left(\frac{85}{80}\right) \approx 45^\circ \quad (\text{C.21})$$

El obstáculo quedaría de la siguiente manera en el diagrama de trayectorias del sol

Figura C.7: Comparativa obstáculo y diagrama de trayectorias de sol en el tejado de la casa



Fuente: Centro Técnico de Edificación. (2019)

Las pérdidas provocadas por el obstáculo serían:

$$P_{\text{sombra}} = 0,5 * C_8 + 0,5 * B_{10} + 0,5 * D_8 + C_{10} + B_{12} + D_{10} + C_{12} + D_{12} + D_{14} \quad (\text{C.22})$$

Para facilitar los cálculos se supondrá que el tejado tiene una inclinación con respecto a la horizontal de 35° y que la casa está orientada con una acimut de -30° . En base a estos datos las pérdidas serían:

$$P_{\text{sombra}} = 2,005\% \quad (\text{C.23})$$

C.3. Distancia entre filas de paneles solares

?? A la hora de colocar varias filas, en este caso dos, de paneles solares en paralelo hay que tener en cuenta cual ha de ser la distancia mínima entre estas filas para evitar que provoquen sombras unas sobre otras.

Figura C.8: Distancia entre filas de paneles solares



Fuente: Tecnosol. (2016)

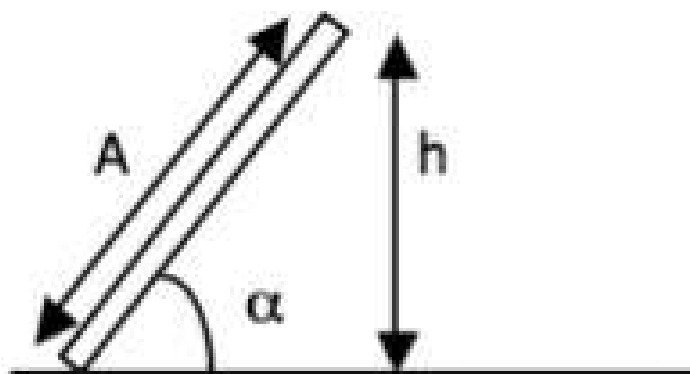
Esta distancia dependerá de la altura a la que se eleven los paneles solares sobre el suelo y de la latitud del lugar, según la siguiente fórmula:

$$d = \frac{h}{\tan(61 - \text{latitud}(\circ))} \quad (\text{C.24})$$

Obteniéndose la altura como:

$$h = A * \text{sen}\alpha \quad (\text{C.25})$$

Figura C.9: Altura de un panel solar respecto al suelo



Fuente: Tecnosol. (2016)

Nótese que las dimensiones de los paneles solares dependen de la potencia nominal de los mismos; es decir, para conseguir una potencia nominal, los paneles solares han de tener una cierta superficie. En cuanto a los paneles de 450W, el valor de la altura del panel (A) es de 1.052m. Además, se conoce el ángulo de inclinación, cuyo valor es de 35° . Por tanto:

$$h = 1,052 * \text{sen}(35) = 0,603m \quad (\text{C.26})$$

En base a este valor, y al de la latitud de la aldea, $42,746^\circ$, se obtiene la distancia de separación:

$$d = \frac{0,603}{\tan(61 - 42,746)} = 1,83m \quad (\text{C.27})$$

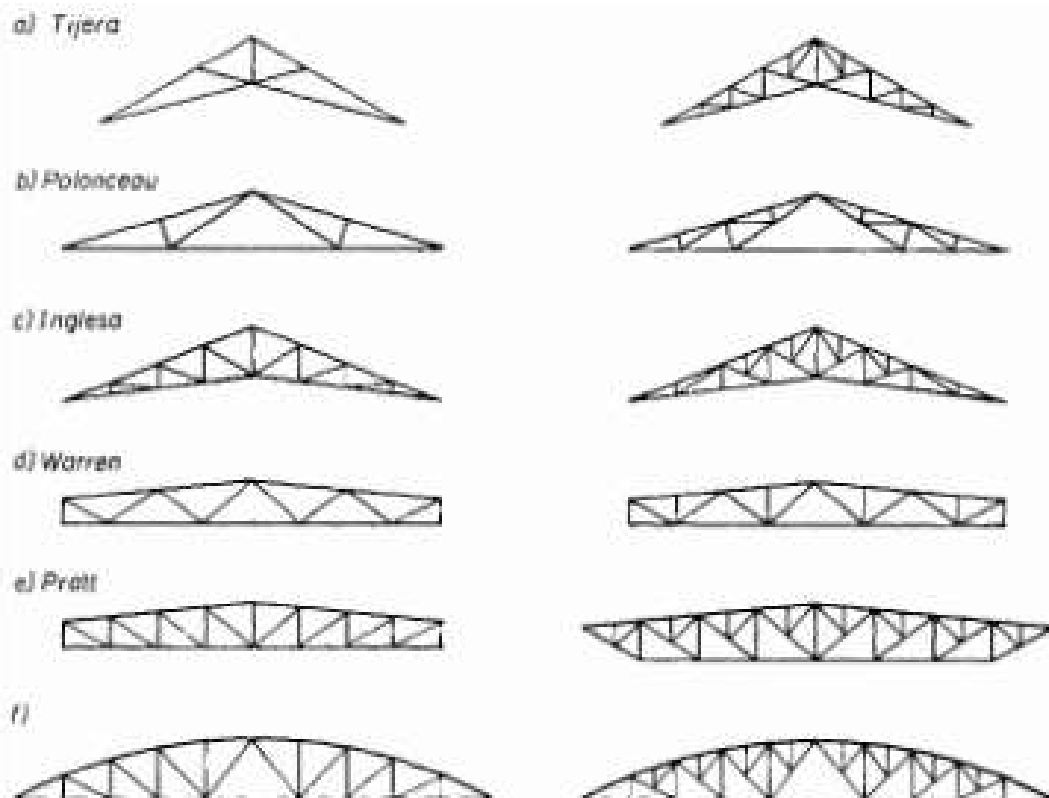
C.4. Viga de soporte

Una de las opciones planteadas para garantizar que el tejado soporte el peso de los paneles consistiría en incluir una viga en la vivienda.

La estructura de la viga se realizará en acero S235JR; es decir, con una tensión de límite elástico, f_y de $235N/mm^2$. Además, se elegirá un perfil hueco rectangular, ya que al tratarse de una viga sencilla no requeriría ningún perfil más complejo.

Esta viga consistiría en una celosía que se ubicaría debajo del tejado con el objetivo de soportar el peso de los pesos de los paneles solares. De entre los tipos de celosía usuales, se ha optado por instalar una celosía tipo Pratt pues es la más común para cargas gravitatorias, como es el caso.

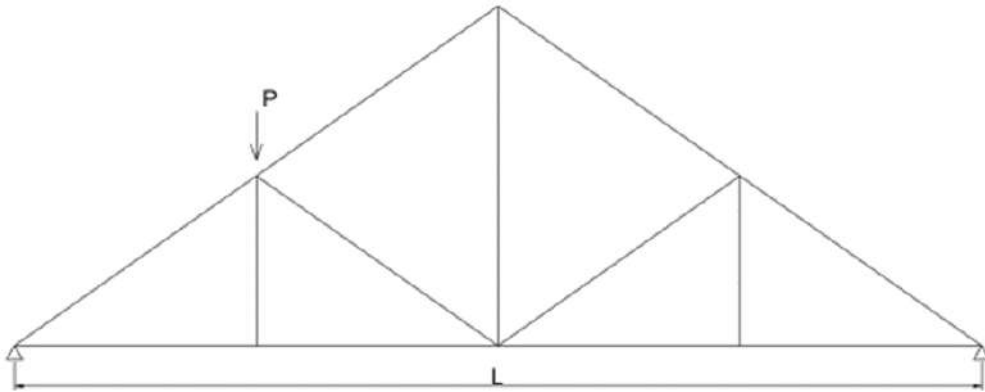
Figura C.10: Tipos de celosía



Fuente: Prontubcam. (2018)

La viga atravesaría la vivienda apoyándose sobre las paredes para distribuir la carga del tejado en los cimientos y pilares de la misma. Se tomaría el peso de los paneles como una carga puntual el centro de la parte izquierda de la viga, pues los paneles se instalarían en el centro del tejado izquierdo.

Figura C.11: Viga de celosía con carga puntual



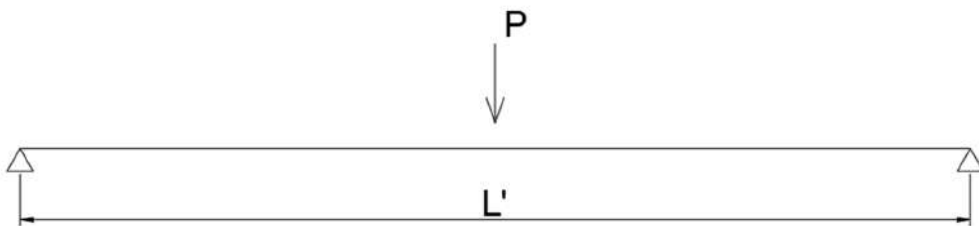
Fuente: Elaboración propia. (2022)

La longitud de la viga, L , sería de 10 metros como la vivienda; y la carga, P , sería el peso de los paneles:

$$P = 25 * 10 * 9,81 = 2452,5N \quad (C.28)$$

Primeramente, se elegirá el perfil que garantice que la barra superior izquierda puede soportar el peso de los paneles. Para ello, se realizará la siguiente simplificación de la estructura.

Figura C.12: Barra con carga puntual en el centro



Fuente: Elaboración propia. (2022)

Como carga puntual se mantendrá el valor de P para sobredimensionar el aguante de la viga, aunque en realidad la carga que produciría momento flector en la barra sería $P \cdot \cos(\alpha)$, siendo α el ángulo de inclinación del tejado, 35° . Por otra parte, la longitud de la barra, L' , se calculará como:

$$L' = \frac{\frac{L}{2}}{\cos(\alpha)} = 6,10m \quad (C.29)$$

En base a estos valores, se puede obtener el máximo momento que tendría que soportar la barra en el punto más desfavorable, el central:

$$M_{max} = \frac{PL'}{4} = 3742,44Nm \quad (C.30)$$

Con este dato se puede calcular el módulo resistente, W_y mínimo que debería tener el perfil hueco rectangular para garantizar la resistencia de la sección con un factor de seguridad, γ_m , de 1,5:

$$\frac{f_y}{\gamma_m} \geq \frac{M_{max}}{W_y} \rightarrow W_y \geq \frac{M_{max} * \gamma_m}{f_y} = 23,89mm^3 \quad (C.31)$$

Se han cotejado estos datos con la tabla de la imagen C.17 y se ha seleccionado el perfil 60.40.2.

También se ha de garantizar que la barra pueda hacer frente al pandeo, para ello es necesario conocer la esbeltez mínima, c , que ha de tener una barra de espesor, t , en este caso 2mm. Para conocer el valor de dicho límite se ha de observar la imagen C.13, de ella se saca que al estar sometida la viga a flexión simple de una carga puntual, se elegiría el acero clase 1, cuyo límite de esbeltez viene marcado por:

$$\frac{c}{i_{min}} \geq 83\epsilon \quad (C.32)$$

Siendo ϵ un factor de reducción tal que:

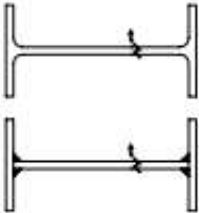
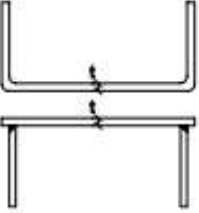
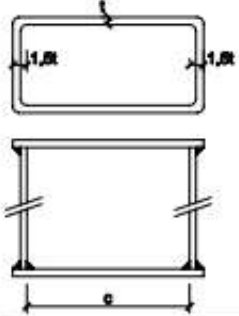
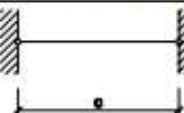

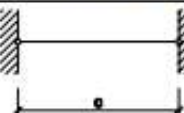

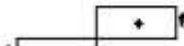

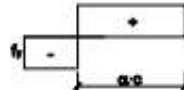

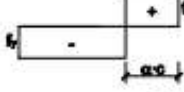


$$\epsilon = \sqrt{\frac{235}{f_y}} = 1 \quad (C.33)$$

Por tanto, la longitud máxima que puede tener cada sección es, tomando i_{min} igual a i_y cuyo valor es 16,2mm:

$$c \leq 72 * 16,2 * 10^{-3} = 1,34m \quad (C.34)$$

El perfil de la barra es de 40mm de ancho y 60mm de alto; por tanto, la esbeltez no supera los 1,34 metros; es decir, para el perfil 60.40.2 la barra no pandearía.

Figura C.13: Límites de esbeltez

Geometría				
				
				
Solicitación	Elemento plano	Límite de esbeltez		
Compresión + Tracción -		Clase 1	Clase 2	Clase 3
Compresión		33ε	38ε	42ε
Flexión simple		72ε	83ε	124ε
				
Flexocompresión $\psi \geq -1$		$\frac{396\varepsilon}{13\alpha - 1}$	$\frac{456\varepsilon}{13\alpha - 1}$	$\frac{42\varepsilon}{0,67 + 0,33\psi}$
		$\alpha \geq 0,5$	$\alpha \geq 0,5$	
Flexotracción ¹⁾ $\psi \leq -1$		$\frac{36\varepsilon}{\alpha}$	$\frac{41,5\varepsilon}{\alpha}$	$62\varepsilon(1 - \psi)\sqrt{-\psi}$
		$\alpha \leq 0,5$	$\alpha \leq 0,5$	
Caso especial: sección tubular	Compresión Flexión simple Flexocompresión	$\frac{d}{t} \leq 50\varepsilon^2$	$\frac{d}{t} \leq 70\varepsilon^2$	$\frac{d}{t} \leq 90\varepsilon^2$
				

Fuente: Seguridad estructural del acero. (2006)

A continuación, se calculará la resistencia a deformación que no debe superar el valor:

$$f_{adm} \leq \frac{L}{300} = 20,35mm \quad (C.35)$$

Para conocer la flecha máxima, es necesario conocer el momento de inercia, I_y , que para el perfil elegido sería $9,69cm^4$ y el módulo de Young del material, E , que es $210GPa$

Para el caso estudiado, la flecha máxima sería de:

$$f_{max} = \frac{PL'^3}{48EI} \rightarrow I \geq \frac{PL'^3 * 300}{48EL'} = 271,60cm^4 \quad (C.36)$$

En base a este resultado, se puede concluir que el perfil actual no serviría; por tanto, para que se cumpla esta condición se ha decidido seleccionar el perfil 120.60.5, que se colocaría apaisado; es decir, la parte ancha en contacto con el techo, para que el momento de inercia perpendicular a la fuerza no sea el del eje y , sino el del eje x , $279cm^4$. Este perfil seguiría cumpliendo entrando dentro de los límites de resistencia a carga y a pandeo.

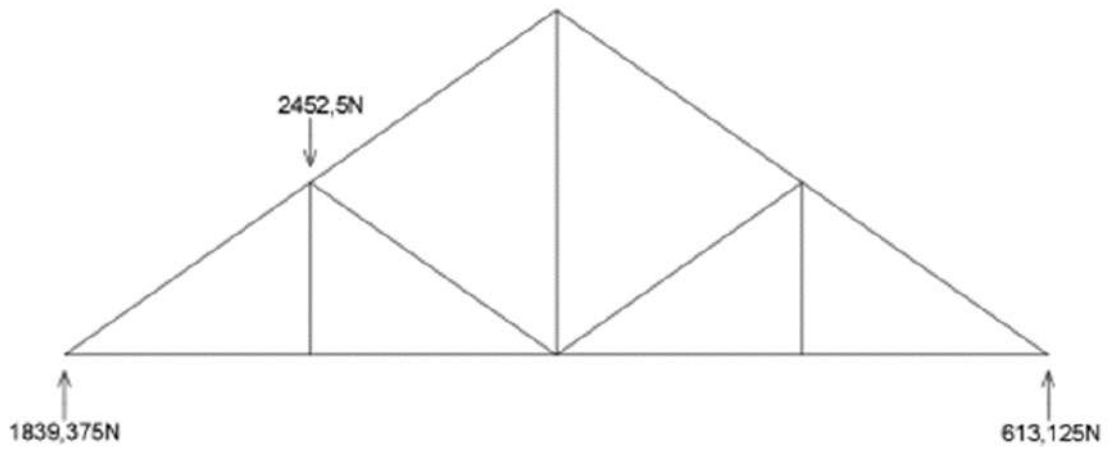
Con esta sección se garantiza que la barra podría soportar el peso de los paneles, lo que implica que la estructura de la celosía completa podría soportar dicha carga.

Por último, se calculará la reacción que se generaría en los puntos de sujeción de la viga.

$$\sum F_y : R_A + R_B - P = 0 \rightarrow R_A = P - R_B = 1839,375N \quad (C.37)$$

$$\sum M_A : -P * \frac{L}{4} + R_B * L = 0 \rightarrow R_B = 613,125N \quad (C.38)$$

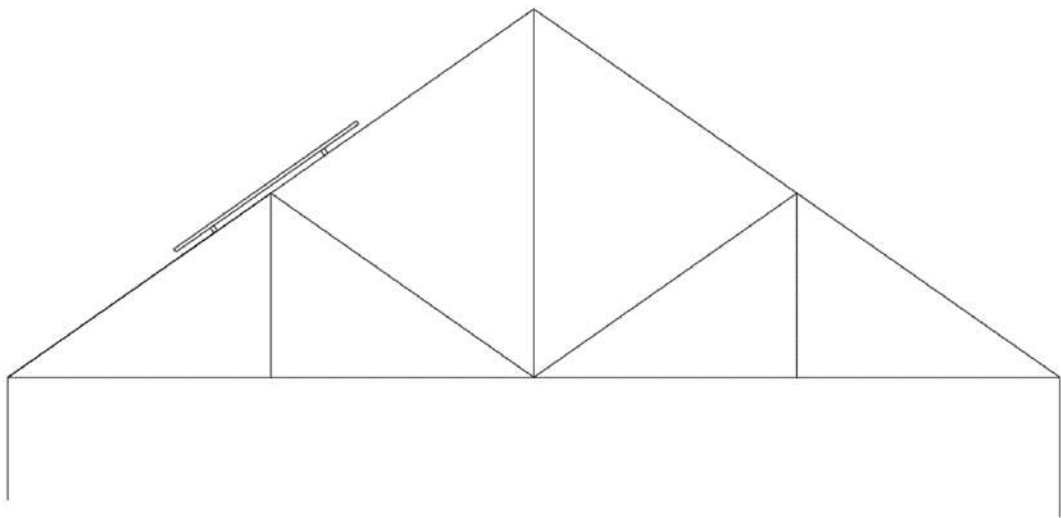
Figura C.14: Diagrama de fuerzas en la celosía



Fuente: Elaboración propia. (2022)

Por tanto, la celosía quedaría de la siguiente manera en el inmueble

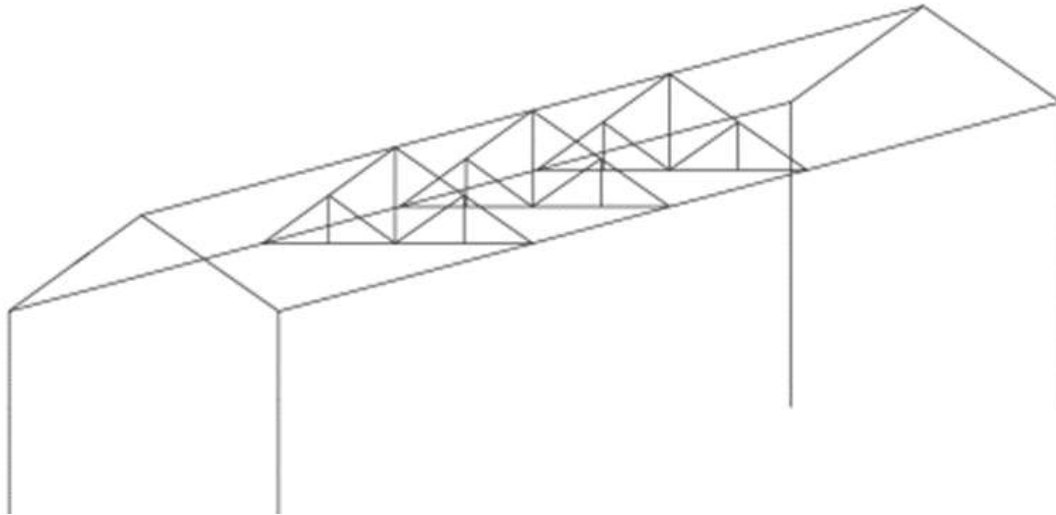
Figura C.15: Perfil del inmueble



Fuente: Elaboración propia. (2022)

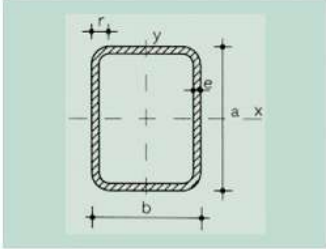
Finalmente, y para evitar las cargas producidas por los momentos en los extremos libres de los paneles, se ha decidido colocar tres celosías en paralelo; una al inicio de los paneles, otra en el medio y otra al final

Figura C.16: Disposición final de las celosías en el inmueble



Fuente: Elaboración propia. (2022)

Figura C.17: Perfiles huecos rectangulares



r = Radio exterior de redondeo
 u = Perímetro
 A = Área de la sección
 S_x = Momento estático de media sección, respecto al eje X
 I_x = Momento de inercia de la sección, respecto al eje X
 $W_x = 2I_x : a$: a. Módulo resistente de la sección, respecto al eje Y
 $i_x = \sqrt{I_x : A}$: A. Radio de giro de la sección, respecto al eje X

S_y = Momento estático de media sección, respecto al eje Y
 I_y = Momento de inercia de la sección, respecto al eje Y
 $W_y = 2I_y : b$: b. Módulo resistente de la sección, respecto al eje Y
 $i_y = \sqrt{I_y : A}$: A. Radio de giro de la sección, respecto al eje Y
 I_t = Módulo de torsión de la sección

Perfil	Dimensiones					Términos de sección											Peso ρ kg/m
	a mm	b mm	e mm	r mm	u mm	A cm ²	S_x cm ³	I_x cm ⁴	W_x cm ³	i_x cm	S_y cm ³	I_y cm ⁴	W_y cm ³	i_y cm	I_t cm ⁴		
× 60. 40.2	60	40	2	5	191	3,70	3,70	18,1	6,03	2,21	2,80	9,69	4,85	1,62	20,7	2,91	P
× 60. 40.3	60	40	3	8	187	5,33	5,18	24,7	8,23	2,15	3,91	13,10	6,56	1,57	29,2	4,18	P
× 60. 40.4	60	40	4	10	183	6,81	6,42	29,7	9,91	2,09	4,84	15,70	7,86	1,52	36,1	5,35	P
× 70. 40.2	70	40	2	5	211	4,10	4,67	26,4	7,55	2,54	3,18	11,10	5,57	1,65	25,8	3,22	C
× 70. 40.3	70	40	3	8	207	5,93	6,59	36,4	10,40	2,48	4,47	15,20	7,59	1,60	36,4	4,66	C
× 70. 40.4	70	40	4	10	203	7,61	8,23	44,3	12,60	2,41	5,56	18,30	9,16	1,55	45,3	5,97	C
× 70. 50.2	70	50	2	5	231	4,50	5,35	31,1	8,87	2,63	4,26	18,50	7,42	2,03	37,5	3,53	C
× 70. 50.3	70	50	3	8	227	6,53	7,59	43,1	12,30	2,57	6,03	25,60	10,30	1,98	53,6	5,13	C
× 70. 50.4	70	50	4	10	223	8,41	9,55	53,0	15,10	2,51	7,57	31,40	12,50	1,93	67,6	6,60	C
× 80. 40.3	80	40	3	8	227	6,53	8,15	51,0	12,80	2,79	5,02	17,20	8,62	1,62	43,8	5,13	P
× 80. 40.4	80	40	4	10	223	8,41	10,20	62,6	15,60	2,73	6,28	20,90	10,50	1,58	54,7	6,60	P
× 80. 40.5	80	40	5	13	219	10,14	12,00	71,6	17,90	2,66	7,33	23,70	11,90	1,53	63,6	7,96	C
× 80. 60.3	80	60	3	8	267	7,73	10,50	68,8	17,20	2,98	8,60	44,20	14,70	2,39	88,5	6,07	P
× 80. 60.4	80	60	4	10	263	10,00	13,30	85,7	21,40	2,93	10,90	54,90	18,30	2,34	113,0	7,86	P
× 80. 60.5	80	60	5	13	259	12,10	15,80	99,8	25,00	2,87	12,90	63,70	21,20	2,29	134,0	9,53	P
×100. 50.3	100	50	3	8	287	8,33	13,10	105,0	20,90	3,54	8,13	35,60	14,20	2,07	88,6	6,54	P
×100. 50.4	100	50	4	10	283	10,80	16,80	131,0	26,10	3,48	10,30	44,10	17,60	2,02	113,0	8,49	P
×100. 50.5	100	50	5	13	279	13,10	20,00	153,0	30,60	3,41	12,20	51,10	20,40	1,97	134,0	10,31	P
×100. 50.6	100	50	6	15	274	15,30	22,90	171,0	34,20	3,34	13,90	56,70	22,70	1,92	151,0	12,03	C
×100. 60.4	100	60	4	10	303	11,60	18,70	149,0	29,80	3,58	13,10	67,40	22,50	2,41	156,0	9,11	P
×100. 60.5	100	60	5	13	299	14,10	22,40	175,0	35,10	3,52	15,70	78,90	26,30	2,36	187,0	11,10	C
×100. 60.6	100	60	6	15	294	16,50	25,70	197,0	39,50	3,46	17,90	88,40	29,50	2,31	214,0	12,97	C
×100. 80.4	100	80	4	10	343	13,20	22,60	186,0	37,20	3,75	19,40	132,00	33,00	3,16	254,0	10,37	P
×100. 80.5	100	80	5	13	339	16,10	27,10	221,0	44,10	3,70	23,30	156,00	39,00	3,11	307,0	12,67	P
×100. 80.6	100	80	6	15	334	18,90	31,30	251,0	50,10	3,64	26,90	177,00	44,30	3,06	355,0	14,85	P
×120. 60.4	120	60	4	10	343	13,20	24,90	236,0	39,30	4,22	15,40	80,00	26,70	2,46	201,0	10,37	P
×120. 60.5	120	60	5	13	339	16,10	30,00	279,0	46,50	4,16	18,40	94,00	31,40	2,41	241,0	12,67	P
×120. 60.6	120	60	6	15	334	18,90	34,60	317,0	52,80	4,09	21,20	106,00	35,30	2,37	277,0	14,85	P
×120. 80.4	120	80	4	10	383	14,80	29,60	290,0	48,30	4,42	22,40	155,00	38,80	3,24	332,0	11,63	C
×120. 80.5	120	80	5	13	379	18,10	35,70	345,0	57,60	4,36	27,00	184,00	46,10	3,19	402,0	14,24	P
×120. 80.6	120	80	6	15	374	21,30	41,40	395,0	65,80	4,30	31,30	210,00	52,50	3,14	467,0	16,74	P
×120. 100.4	120	100	4	10	423	16,40	34,20	343,0	57,20	4,57	30,20	260,00	57,00	3,98	479,0	12,88	P
×120. 100.5	120	100	5	13	419	20,10	41,50	412,0	68,60	4,52	36,60	311,00	62,20	3,93	583,0	15,81	C

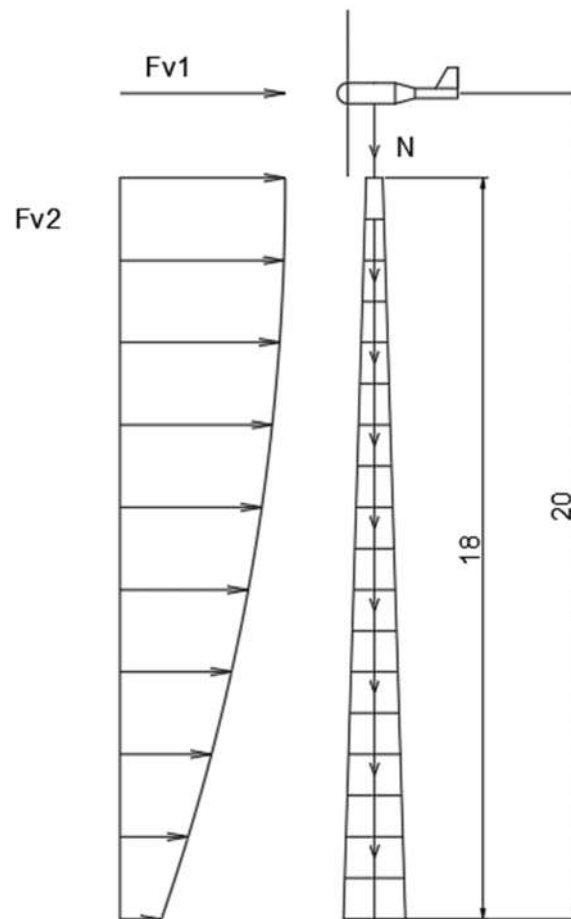
Fuente: ingemecanica. (2022)

C.5. Dimensionamiento de la torre

En esta parte del proyecto se plantearán las características mecánicas que debería cumplir la torre del aerogenerador y que se han tenido en cuenta a la hora de su selección.

La estructura de la torre tendrá que hacer frente a tres fuerzas diferentes, una normal, N , producida por el peso del aerogenerador y de la propia estructura de la torre; y, dos laterales, producidas por el viento, una de ellas sería un carga puntual, F_{v1} , sobre el aerogenerador y la otra una carga distribuida a lo largo de la torre, F_{v2} , que aumenta con la altura

Figura C.18: Diagrama de fuerzas sobre la torre



Fuente: Elaboración propia. (2022)

APÉNDICE C. CÁLCULOS

El peso total del aerogenerador, 154kg, se puede observar en la figura B.5, a este peso habría que sumarle el de la torre, en base a diferentes catálogos de fabricantes se ha estimado que el peso de una torre de celosía de 18 metros rondaría los 500kg; por tanto:

$$N = 654 * 9,81 = 6415,74N \quad (C.39)$$

Por otro lado, la fuerza que ejerce el viento sobre el aerogenerador, F_{v1} se obtiene de la fórmula:

$$F_{v1} = \frac{1}{2} * \rho_{aire} * \pi * v_{viento}^2 * R_{rotor}^2 * C_T(\lambda) \quad (C.40)$$

Con:

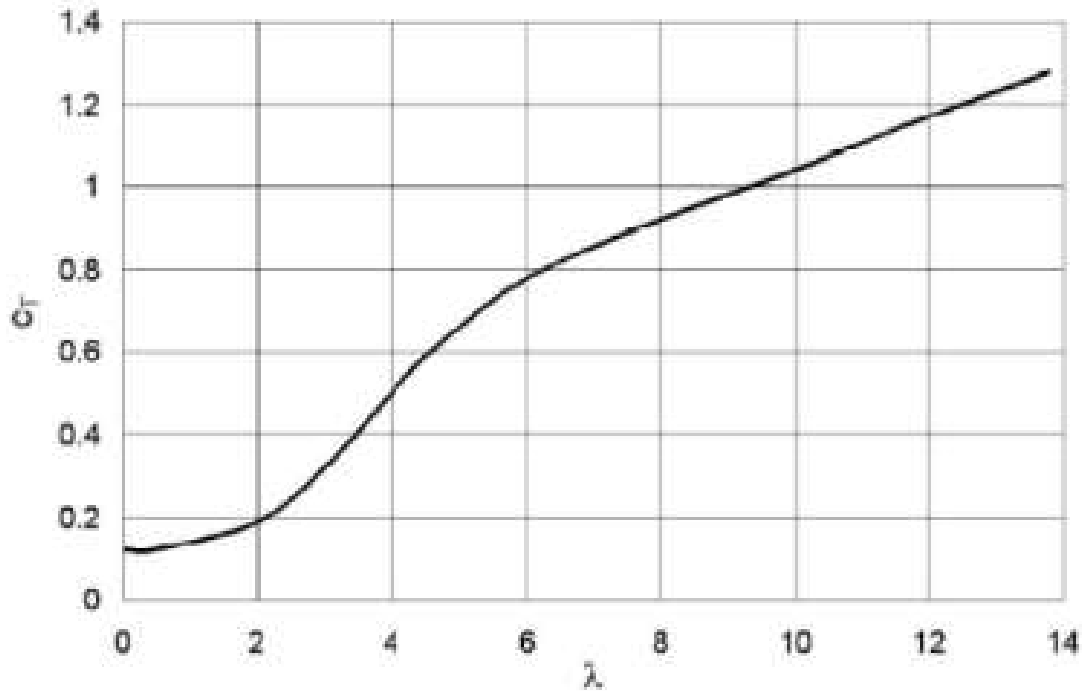
- ρ_{aire} : Densidad del aire (kg/m^3)
- v_{viento} : Velocidad del viento (m/s)
- R_{rotor} : Radio del rotor (m)
- $C_T(\lambda)$: Coeficiente de empuje en función de λ

La densidad del aire es de $1,29kg/m^3$. Se tomará una velocidad del viento extrema; es decir, de 1,5 veces la máxima esperada, en base a las gráficas 9.7 y 9.8 se estima que el valor máximo esperado a ≈ 18 metros es de 4,8m/s; por tanto, el valor de velocidad de viento extrema sería de 7,2m/s. Por otro lado, el radio del rotor es de 20cm, como se muestra en la figura B.5. Por último, para conocer el coeficiente de empuje es necesario conocer λ que se obtiene de la siguiente fórmula, en función de la w_{rotor} , también mostrada en la ficha técnica del aerogenerador escogido, siendo de 400rpm.

$$\lambda = \frac{w_{rotor} * R_{rotor}}{v_{viento}} = \frac{400 * \frac{2*\pi}{60} * 0,2}{7,2} = 1,16 \quad (C.41)$$

Cotejando este valor con la gráfica C.19 se obtiene que el valor de C_T sería de $\approx 0,2$.

Figura C.19: Coeficiente de empuje, C_T , en función de λ



Fuente: AENOR. (2022)

En base a estos datos se obtiene puede obtener la fuerza del viento sobre el aerogenerador, F_{v1}

$$F_{v1} = \frac{1}{2} * 1,29 * \pi * 7,2^2 * 0,2^2 * 0,2 = 3,36N \quad (C.42)$$

Se puede observar que la fuerza obtenida es realmente pequeña, esto se debe a que el radio del rotor es bastante pequeño, esto implica que también lo sea su velocidad, en m/s, y, por tanto, el coeficiente de empuje; además, la velocidad esperada, aún en caso extremo, a ≈ 18 metros de altura tampoco es grande.

Mientras que la fuerza lateral del viento sobre la torre, F_{v2} , se calcula como:

$$F_l = C_d * A * \rho * \frac{v^2}{2} \quad (\text{C.43})$$

Siendo:

- C_d : Coeficiente aerodinámico
- A : Área lateral
- ρ : Densidad del aire
- v : velocidad del viento

Se tomará un coeficiente aerodinámico, $C_d = 1$, mientras que la densidad del viento es de $1,29 \text{ kg/m}^3$.

Para simplificar los cálculos se planteará la torre como si fuese de sección constante; es decir, con las cuatro patas paralelas durante los 18 metros de la torre. La base sería un cuadrado, y el lado de este cuadrado se ha elegido que sea de 1 metro, en base a la sección media que suelen tener las torres de celosía dedicadas al autoconsumo. Por tanto el área lateral se podría aproximar como una rectángulo de lados 1 y 18 metros, si bien al tratarse de una torre en celosía el área real sería menor, lo que implica que la fuerza del viento sería menor también.

Por último, se tomará una velocidad del viento extremo; es decir, de 1,5 veces el máximo esperado. En base a las gráficas 9.7 y 9.8 se estima que el valor máximo esperado a 18 metros es de $4,8 \text{ m/s}$; por tanto, el valor de velocidad de viento extrema sería de $7,2 \text{ m/s}$.

$$F_{v2} = 1 * 18 * 1 * 1,29 * \frac{7,2^2}{2} = 601,86 \text{ N} \quad (\text{C.44})$$

Como ya se ha explicado, realmente esta fuerza sería menor porque el área lateral de la torre no es realmente un rectángulo macizo, sino que está dispuesto en celosía.

En base a estos resultados, se sacan la disposición de cargas máximas a las que tendría que hacer frente la torre. La sección crítica en la que se darían estas fuerzas sería en la base de la torre, pues la normal es máxima, teniendo que hacer frente al peso de la propia además de la del generador; y el momento flector es máximo, pues lo son las distancias al punto donde se aplican las máximas cargas laterales.

$$Normal(N) : N = 6415,74N \quad (C.45)$$

$$Cortante(V) : V = F_{v1} + F_{v2} = 3,36 + 601,86 = 605,22N \quad (C.46)$$

$$Momento\ flector(M) : M = F_{v1} * 20 + F_{v2} * 18 = 3,36 * 20 + 601,86 * 18 = 10900,68Nm \quad (C.47)$$

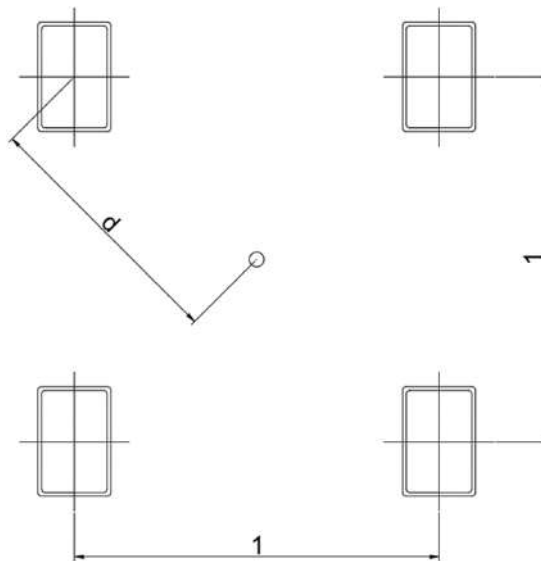
Como se ha comentado al inicio de esta sección, la torre se tendrá que haber diseñado para cumplir con los criterios que garanticen su estabilidad y resistencia indicados en la norma UNE-EN IEC 61400-1.

El primero de ellos será el criterio de resistencia máxima; es decir, la torre tiene que poder hacer frente a los valores máximos tanto de las cargas estáticas, originadas por el peso de los diferentes componentes, como del momento flector, generado por las fuerzas aerodinámicas de empuje sobre el aerogenerador y la propia torre. Ambos valores, la carga axial y el momento flector, son máximos en la base de la torre; por tanto, ese sería el punto para calcular la tensión máxima que seguiría la siguiente función:

$$\sigma_{max} = \frac{N}{A} + \frac{M * y}{I_{LN}} (MPa) \quad (C.48)$$

La carga normal, N, se muestra en la ecuación C.45; el área de la base, A, ha de ser dimensionado y será 4 veces el área del perfil seleccionado, pues hay cuatro patas; el momento flector, M, se indica en la ecuación C.47; la distancia al eje y, será la distancia de las patas al centro de masas de la torre, que al ser simétrica se ubicará en el medio, es decir, el valor de y será la mitad del lado del cuadrado que forma la base, 0.5 metros; por último, el momento de inercia, I_{LN} se calculará por el método de Steiner teniendo en cuenta el momento de inercia de cada una de las patas de la torre.

Figura C.20: Sección de la torre



Fuente: Elaboración propia. (2022)

El perfil seleccionado para las patas de la torre es un perfil hueco rectangular. Además, para conocer el momento de inercia del conjunto es necesario conocer la distancia desde el punto medio del perfil al centro de gravedad de la estructura, d .

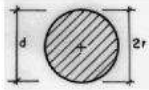
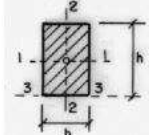
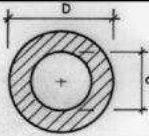
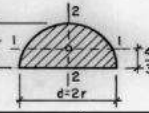
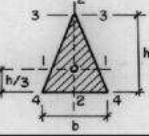
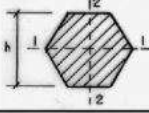
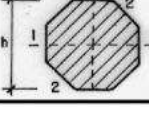
$$d = \sqrt{0,5^2 + 0,5^2} = 0,707 \text{ metros} \quad (\text{C.49})$$

Aplicando el teorema de Steiner se obtiene que, por simetría:

$$I_{LN} = 4 * (I_{0-pata} + A_{pata} * d^2) \quad (\text{C.50})$$

El momento polar de inercia de cada pata, al igual que su área, dependen del perfil elegido en la tabla C.17. La fórmula para calcular dicho momento de inercia se muestra en la siguiente imagen.

Figura C.21: Momento de inercia polar en función de la sección transversal

SEÇÃO TRANSVERSAL	I
	$I = \frac{\pi r^4}{4} = \frac{\pi d^4}{64}$
	$I_1 = \frac{bh^3}{12}$ $I_2 = \frac{hb^3}{12}$
	$I = \frac{\pi}{64}(D^4 - d^4)$ ou $I = \frac{\pi}{4}(\text{raio}_{\text{externo}}^4 - \text{raio}_{\text{interno}}^4)$
	$I_1 = \left(\frac{\pi}{8} - \frac{8}{9\pi}\right)r^4 = 0,1098r^4$ $I_2 = \frac{\pi}{8}r^4$
	$I_1 = \frac{bh^3}{36}$ $I_2 = \frac{hb^3}{48}$
	$I_1 = I_2 = \frac{5\sqrt{3}}{144}l^4 = 0,0601h^4$
	$I_1 = I_2 = 0,03473h^4$

Fuente: Alma de herrero. (2009)

$$I_0 = \frac{B * H^3 - b * h^3}{12} \tag{C.51}$$

Una vez obtenido el resultado de la tensión máxima, se ha de cotejar el valor con la tensión de límite elástico del material, f_y , garantizando que no se supere para un cierto margen denominado factor de seguridad que suele tomar como valor 1,5.

$$\sigma_{max} \leq \frac{f_y}{1,5} \tag{C.52}$$

Este criterio sirve para dimensionar el área de la estructura, o de su base en este caso; además, también ayuda a seleccionar el tipo de acero, pues del elegido depende el límite elástico, f_y .

El objetivo al seleccionar el tipo de perfil, es elegir el que con área mínima cumpla los requisitos. En este caso para el perfil más pequeño, 60.40.2, se tendría un área por pata de $3,70\text{cm}^2$, mientras que el momento de inercia de la estructura sería:

$$I_0 = \frac{40 * 60^3 - 36 * 56^3}{12} = 193,15\text{mm}^4 \quad (\text{C.53})$$

$$I_{LN} = 4 * (193,15 + 370 * 707,11^2) = 740772608\text{mm}^4 \quad (\text{C.54})$$

Por tanto, la tensión máxima que tendría que soportar la figura sería:

$$\sigma_{max} = 11,69\text{N/mm}^2 \quad (\text{C.55})$$

Por lo que el límite elástico del acero elegido tendría que ser, para un factor de seguridad de 1,5:

$$f_y \geq 17,54\text{N/mm}^2 \quad (\text{C.56})$$

Por tanto, para un perfil hueco rectangular 60.40.2, se podría emplear cualquiera de los aceros típicos, S235, S275, S335 o S450, teniendo en cuenta que el tipo de acero se numera en función de su límite elástico.

El siguiente criterio a tener en cuenta es la rigidez de la torre; es decir, la capacidad de la torre para evitar deformaciones elásticas. En base a este criterio se selecciona el espesor de la estructura, teniendo en cuenta que a mayor espesor, mayor rigidez.

Las cargas que pueden originar deflexiones en la torre son las cargas laterales, en este caso el viento. El criterio para limitar la deformación del conjunto aerogenerador + torre, será que su valor máximo no supere el 1 % de la longitud de la torre. Este valor máximo se obtendrá como la suma de la deformación que produce el viento en el aerogenerador y en la torre; es decir:

$$\delta_{max} = \delta_{aerogenerador} + \delta_{torre} \leq 0,01 * L_{torre} \quad (C.57)$$

Para la deformación del aerogenerador se toma la fuerza del viento como una carga puntual, P, que actúa en el extremo de la torre.

$$\delta_{aerogenerador} = \frac{PL^3}{3EI}(m) \quad (C.58)$$

Mientras que para la deformación en la torre la fuerza del viento actúa como una carga no uniformemente distribuida, q, que se puede sustituir para simplificar cálculos por una carga puntual, P, que actuaría en el centro de gravedad de la torre.

$$\delta_{torre} = \frac{Pa^2}{6EI}(3(L - a))(m) \quad (C.59)$$

Siendo E, el módulo de Young del material de la torre, en este caso al tratarse de acero sería de $210000N/mm^2$.

Para calcular la flecha máxima que se produciría en el generador, se toma como P la fuerza F_{v1} que actúa a una altura, L, de 20 metros.

$$\delta_{aerogenerador} = \frac{3,36 * 20^3}{3 * 210 * 10^9 * 7,41 * 10^{-4}} = 0,0576mm \quad (C.60)$$

En cuanto a la flecha máxima de la torre, la fuerza que la genera sería F_{v2} aplicada en el centro de gravedad de la torre que, como se ha tomado de sección constante, se hallaría en el centro, a 9 metros de altura.

$$\delta_{torre} = \frac{601,86 * 9^2}{6 * 210 * 10^9 * 7,41 * 10^{-4}} * 3 * 9 = 1,41mm \quad (C.61)$$

En base a estos resultados se obtiene que:

$$\delta_{max} = 1,47mm \quad (C.62)$$

Este valor esta muy alejado del valor límite:

$$\delta_{lim} = 0,01 * L_{torre} = 180mm \quad (C.63)$$

Por tanto, la sección elegida, perfil hueco rectangular 60.40.2, también sería suficiente para garantizar que la rigidez de la torre es apta.

El tercer criterio que se ha de considerar para dimensionar una torre para un aerogenerador es la resonancia, que aumenta los desplazamientos debidos a las cargas laterales. Para evitar que esto suceda se ha de conocer la frecuencia de la estructura, que no debe coincidir con la velocidad de giro del rotor del aerogenerador, pues si ambas se sincronizasen entrarían en resonancia.

Los modos más relevantes a la hora de dimensionar la torre son el primero y el segundo de vibración de flexión lateral, siendo la fórmula para calcular el valor del primero la siguiente:

$$w_{torre} = \frac{3,516}{2\pi L^2} \sqrt{\frac{EI}{m}} \quad (C.64)$$

Siendo m la masa por metro de la estructura, medida en kg/m.

Este criterio sirve para fijar la velocidad de giro del rotor, respetando que en todo momento la frecuencia de la torre sea superior a inferior a un 15 % de la velocidad mínima o máxima del rotor.

La velocidad de giro del rotor, como ya se ha indicado, es de 400rpm; es decir, una frecuencia 6,67Hz. Por otra parte, la frecuencia de vibración de la torre sería:

$$w_{torre} = \frac{3,516}{2 * \pi * 18^2} * \sqrt{\frac{210 * 10^9 * 7,41 * 10^{-4}}{500/18}} = 4,09Hz \quad (C.65)$$

Se puede observar que se cumple que entre la frecuencia de vibración de la torre y la frecuencia de giro del rotor hay una diferencia de más del 15 %.

Otro criterio que es necesario aplicar durante el cálculo de la estructura de una torre es el de flexión lateral o pandeo. El pandeo supone uno de los principales problemas en las torres de aerogeneradores, sobre todo en aquellas de gran altura y reducida rigidez

La principal solución para evitar el pandeo consiste en aumentar la rigidez de la estructura, en función de la cual se obtiene una carga crítica de pandeo, N_{cr} , que representa la carga máxima que puede soportar la torre sin que se produzca pandeo.

Para conocer el valor de la carga crítica de pandeo, es necesario conocer el valor de esbeltez mecánica:

$$\lambda_k = L_k * \sqrt{\frac{A}{I}} \quad (C.66)$$

Siendo L_k la longitud de pandeo de la estructura, que en el caso de barras empotradas es del doble de su longitud, en este caso 36 metros.

En base a este valor se obtiene la esbeltez reducida

$$\lambda = \frac{\lambda_k}{\pi * \sqrt{\frac{E}{f_y}}} = \sqrt{\frac{A * f_y}{N_{cr}}} \quad (C.67)$$

Despejando esta fórmula se saca el valor de la carga crítica de pandeo:

$$\frac{\lambda_k}{\pi * \sqrt{E}} = \sqrt{\frac{A}{N_{cr}}} \rightarrow N_{cr} = \frac{A * \pi^2 * E}{\lambda_k} \quad (C.68)$$

El valor de esbeltez mecánica de la estructura que se está dimensionando sería:

$$\lambda_k = 36 * \sqrt{\frac{3,7 * 10^{-4}}{7,41 * 10^{-4}}} = 25,44 \quad (C.69)$$

En base a este dato, se puede obtener el valor de carga crítica de pandeo, que sería:

$$N_{cr} = \frac{3,7 * 10^{-4} * \pi^2 * 210 * 10^9}{25,44} = 30141kN \quad (C.70)$$

Se puede observar que la carga máxima que puede soportar la torre sin llegar a pandear es notablemente mayor a la carga normal máxima que soportará la torre, calculada en la ecuación C.45.

Por último, en cuanto a la resistencia a fatiga, la torre está pensada para aguantar por lo menos los 25 años de vida esperados para la instalación. Por tanto, se ha de analizar que podría causar fatiga en la torre del aerogenerador, que son las turbulencias, los ciclos de arranque y parada del generador o las variaciones en la dirección del viento, principalmente. Como se ha podido comprobar a lo largo del estudio, la fuerza del viento es pequeña; por tanto, la fatiga que tendría que soportar la torre debida al viento también lo es. Es decir, se puede concluir que, al no haber grandes factores que causen fatiga, la torre aguantaría los 25 años.

C.6. Dimensionamiento de las baterías

Instalación solar

Como se ha explicado en el capítulos 6 la solución solar requeriría de la instalación de baterías para poder almacenar energía y emplearla en situaciones de baja producción.

Para conocer la capacidad de estas baterías es necesario conocer los valores de demanda, estimados en el apartado 3, que se prevé variarían entre los 4500kWh y 5500kWh anuales. Estos datos implican un consumo medio diario de entre 11kWh y 12.5kWh diarios, aproximadamente.

$$D_{diaria} = 12kWh - 15kWh \quad (C.71)$$

Si bien el recurso solar es altamente variable, los paneles solares funcionan siempre que reciban radiación, lo que implica que aún días nublados la instalación fotovoltaica seguiría siendo capaz de producir electricidad, ya que parte de la radiación solar atravesaría las nubes. Teniendo esto en cuenta y que el Real Decreto 477/2021 establece como instalaciones de almacenamiento elegibles para recibir ayudas aquellas que no superen la ratio 2kWh de almacenamiento por cada 1kW instalado, la capacidad de almacenamiento de la instalación será:

$$Q_{bat} = 9kWh \quad (C.72)$$

Cabe destacar que capacidad de las baterías suele medirse en Ah, no en Kwh, siendo la energía que se podría almacenar, en kWh, el resultado de multiplicar la capacidad de la batería (Q) por la tensión a la que están conectadas.

$$P_{bat}(kWh) = V * Q_{bat}(Ah) \quad (C.73)$$

Se realizarán los cálculos para una conexión a 24V, pues es un valor típico de carga para baterías solares, tanto de los propios almacenadores como de los reguladores de carga.

A continuación se recogen todas las opciones valoradas, en base a las baterías encontradas en diferentes catálogos de fabricantes. Para indicar el tipo se denominará a las batería de litio, Li, y a la estacionarias, est..

Tabla C.2: Dimensionamiento baterías solares

Tipo	Características	% de descarga	Energía extraíble	Número	Precio (€)
Li	2,2 kWh	90	1,98 kWh	4	3800
Li	2,8 kWh	91	2,55kWh	3	3900
est.	458 Ah	50	4,14 kWh	0	-
est.	550 Ah	50	6.6 kWh	0	-
est.	650 Ah	50	7.8kWh	0	-

Fuente: Elaboración propia. (2022)

Dado que la instalación se ha pensado para poder recibir ayudas económicas, se ha decidido dar más importancia a la energía que podría aportar la instalación que al precio de la misma. Por tanto, teniendo en cuenta que la potencia máxima que se podría instalar es de 9kWh, se ha decidido que la instalación de almacenamiento contaría con cuatro baterías de litio de 2.2kWh, lo que implicaría que podrían proporcionar 7,92kWh; es decir, una autonomía suficiente para medio día. La vida útil de la batería contando un ciclo de descarga diario, caso muy desfavorable, con 6000 ciclos de vida sería de más de 16 años.

Combinación de la instalación solar y la instalación eólica

El criterio para dimensionar las baterías será el mismo que para la instalación solar. Se buscará no superar la ratio 2kWh de capacidad de almacenamiento por cada 1kW de potencia instalada para poder percibir ayudas económicas. En este caso en particular, la potencia instalada se ha aumentado hasta los 7,5kWh; por tanto la capacidad de almacenamiento máxima será:

$$Q_{bat} = 15kWh \quad (C.74)$$

Si bien en el caso anterior de cara a simplificar los cálculos se supuso que las baterías se conectarían a 24V. Finalmente, la instalación de baterías trabajará a 48V. En este caso se valorarán también la opción de añadir baterías de 12V conectadas en serie de cuatro en cuatro, lo que implicaría una tensión de trabajo de 48V; baterías de 24V conectadas en serie dos a dos; resultando también en 48V de tensión; y baterías de 48V

APÉNDICE C. CÁLCULOS

A continuación se recogen todas las opciones valoradas, en base a las baterías encontradas en diferentes catálogos de fabricantes. Para indicar el tipo se denominará a las batería de litio, Li, y a la estacionarias, est..

Tabla C.3: Dimensionamiento baterías solares

Tipo	Características	% de descarga	Energía extraíble	Número	Precio (€)
Li	2,4 kWh - 48V	91	2,18 kWh	6	6300
Li	3,5 kWh - 48V	91	3,19 kWh	4	6300
Li	4 kWh - 48V	90	3,6 kWh	3	8550
Li	7,6 kWh - 48V	90	6,84 kWh	1	3050
Li	8 kWh - 48V	90	7,2 kWh	1	5150
Li	10,2 kWh - 48V	90	9,18 kWh	1	4050
Li	12 kWh - 48V	90	10,8 kWh	1	7400
Li	2,2 kWh - 24V	90	1,98 kWh	6	5700
Li	2,8 kWh - 24V	91	2,55 kWh	5	6500
Li	125 Ah - 12V	90	1,35 kWh	10	11300
Li	200 Ah - 12V	90	2,16 kWh	6	9900
est.	458 Ah - 24V	50	4,14 kWh	1	1900
est.	550 Ah-24V	50	6,6 kWh	1	2000
est.	575 Ah - 24V	50	6,9kWh	1	2250
est.	600 Ah -24V	50	7,2kWh	1	1400
est.	650 Ah -24V	50	7,8kWh	0	-

Fuente: Elaboración propia. (2022)

En base a estos datos se han descartado las baterías estacionarias pues la capacidad de instalación es limitada y el porcentaje de descarga de estas es limitado.

Por otra parte, se ha creado el siguiente programa de optimización para encontrar una solución que tenga generación máxima, 15kWh, al mínimo coste.

Datos

i Tipo de batería

Parámetros

E(i) Energía de almacenamiento de cada batería i (kWh)

C(i) Precio por unidad de cada batería i (€)

V(i) Voltaje de conexión de cada batería i (V)

Variables

coste Coste total de la instalación de almacenamiento (€). Variable positiva.

$n(i)$ Número de baterías a instalar de tipo i . Variable entera.

k Constante para regular el voltaje de conexión. Variable entera.

Ecuaciones

E_{max} Exigencia de energía máxima de almacenamiento en instalación

Coste Cálculo del coste de inversión de la instalación

Volt Voltaje de conexión de la instalación a 48V

$$E_{max} : 15000 = \sum n(i) * E(i) \quad (C.75)$$

$$Coste : coste = \sum n(i) * C(i) \quad (C.76)$$

$$Volt : 48 * k = \sum n(i) * V(i) \quad (C.77)$$

Función objetivo

min coste

El resultado obtenido muestra que la instalación idealmente consistiría en dos baterías de litio de 2,4kWh junto con otra de 10,2kWh, todas ellas de 48V y conectadas en paralelo. El coste de instalación sería de 6150€.

La energía extraíble ascendería a 13,55kWh; es decir, las baterías proporcionarían autonomía suficiente de aproximadamente un día.

C.7. Dimensionamiento del cableado

Cableado de conexión de la instalación solar y el inversor

En la ecuación 9.3 se obtuvo la intensidad máxima que circularía por la instalación y; por tanto, la intensidad máxima que circulará por el cableado que se quiere dimensionar, siendo el valor de la misma el siguiente:

$$I_{max-solar} = 10,84A \quad (C.78)$$

En la norma ITC-BT-40 sobre instalaciones generadoras de baja tensión, se recoge que 'Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5 %, para la intensidad nominal. ' Por tanto el valor de intensidad que debe soportar el cable ha de ser mayor a:

$$I_{max} = 13,55A \quad (C.79)$$

Como se puede observar, el valor de intensidad es bajo; por tanto, la sección también lo será. Para este caso, se ha decidido que el cableado a instalar sea una terna de cables de cobre unipolares. En cuanto al material de aislamiento, se empleará polietileno reticulado (XLPE) y el cable será de cobre.

El cableado sería exterior pegado a la pared hasta llegar al inversor que se encontraría dentro de un cuarto. Al tratarse de un cable exterior de baja tensión sus características quedan reguladas por la norma ITC-BT-06, sobre redes aéreas a baja tensión.

Si bien la intensidad máxima que circularía por el cable es de 10,85A y se ha de sobredimensionar para que el cable pueda aguantar un 125 % más, 13,55A, también hay que tener en cuenta ciertos factores que también afectarían a la intensidad máxima que percibiría el cable. Estos factores son los denominados factores de corrección.

Para este caso, el primer factor de corrección es el relativo a la exposición solar, F_S , de modo que si se prevé que el cable pueda estar expuesto al sol, como es el caso, se ha de aplicar un factor de corrección de:

$$F_S = 0,9 \quad (C.80)$$

El otro factor que se ha de tener en cuenta es el de la temperatura, F_T ambiente que se toma por defecto como 40°C , valor que aún en verano parece bastante elevado para la aldea; por tanto, se corregirá para una temperatura de 35°C . Esta temperatura sigue siendo elevada pero se ha decidido escoger casos desfavorables para garantizar la seguridad del cableado.

Figura C.22: Factor de corrección F_T en función de la temperatura ambiente

Temperatura °C	20	25	30	35	40	45	50
Aislados con polietileno reticulado	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,90

Fuente: Instrucciones Técnicas Complementarias. (2002)

Por tanto, el factor de corrección por temperatura sería:

$$F_T = 1,05 \tag{C.81}$$

Mientras que el factor de corrección total sería de:

$$F = F_S * F_T = 0,9 * 1,05 = 0,945 \tag{C.82}$$

La intensidad final que debería poder soportar el cable sería:

$$I_{cable} \geq \frac{I_{carga}}{F} = \frac{13,55}{0,945} = 14,34A \tag{C.83}$$

En base a estos y la tabla que se añade a continuación, se elegirá la mínima sección que permita circular la intensidad calculada.

Figura C.23: Intensidad máxima admisible en amperios para cables con conductores de cobre

Número de conductores por sección mm^2	Intensidad máxima en A	
	Posada sobre fachada	Tendida con fiador de acero
2 x 10 Cu	77	85
4 x 10 Cu	65	72
4 x 16 Cu	86	95

Fuente: Instrucciones Técnicas Complementarias. (2002)

La sección del cable sería finalmente de 10mm^2 . Cabe destacar que el margen hasta la intensidad máxima que podría soportar el cable es bastante amplio.

APÉNDICE C. CÁLCULOS

Además, al tratarse de una terna de cables unipolares será necesario seleccionar el diámetro exterior del tubo en el que se encontrarían regulado en la norma ITC-BT-21. Para ello es necesario observar la siguiente tabla.

Figura C.24: Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	≤ 6	7	8	9	10
1,5	25	32	32	32	32
2,5	32	32	40	40	40
4	40	40	40	40	50
6	50	50	50	63	63
10	63	63	63	75	75
16	63	75	75	75	90
25	90	90	90	110	110
35	90	110	110	110	125
50	110	110	125	125	140
70	125	125	140	160	160
95	140	140	160	160	180
120	160	160	180	180	200
150	180	180	200	200	225
185	180	200	225	225	250
240	225	225	250	250	--

Fuente: Instrucciones Técnicas Complementarias. (2002)

Por tanto, el diámetro exterior del tubo será de 63mm.

Cableado de conexión de la instalación eólica y el inversor

Se dimensionará el cable para poder soportar la máxima corriente que podría producir el aerogenerador, 3500W, aunque no se prevea llegar a estos niveles de producción. En cuanto a la tensión, el valor a la salida del aerogenerador es de 230V constantes.

$$I_{max-eólica} = \frac{3500}{230} = 152,17A \quad (C.84)$$

Además, según la norma ITC-BT-40, al tratarse un cable de conexión a una instalación de generación deberá tomarse como tensión máxima a circular por el cable un 125 % de la tensión máxima calculada.

$$I_{max} = 1,25 * I_{max-eólica} = 190,22A \quad (C.85)$$

Las características ideales para la instalación son:

- Temperatura máxima del conductor. 90°C
- Temperatura del terreno. 25°C
- Profundidad de instalación. 0,70m
- Resistividad térmica del terreno. 1k.m/W

Muchas de estas características sobre el terreno no se conocen a la hora de realizar el proyecto; por tanto, y de cara a dejar margen de seguridad se elegirá la situación más desfavorable.

En la siguiente tabla se recogen los factores de corrección, F_T en función de la temperatura del terreno. Como se desconoce este valor se elegirá el caso más desfavorable.

Figura C.25: Factor de corrección F_T , para temperatura del terreno distinta de 25°C

Temperatura de servicio Θ_s (°C)	Temperatura del terreno, Θ_t , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1.11	1.07	1.04	1	0.96	0.92	0.88	0.83	0.78
70	1.15	1.11	1.05	1	0.94	0.88	0.82	0.75	0.67

Fuente: Instrucciones Técnicas Complementarias. (2002)

La temperatura de servicio para un cable aislado con XLPE es de 90°C; por tanto, se tomará como factor de corrección por temperatura:

$$F_T = 0,78 \tag{C.86}$$

APÉNDICE C. CÁLCULOS

El siguiente valor de corrección es el relativo a la resistividad del terreno, valor también desconocido, cuyos factores de corrección F_R se muestran a continuación.

Figura C.26: Factor de corrección F_T , para térmica del terreno distinta de 1 K.m/W

Tipo de cable	Resistividad térmica del terreno, en K.m/W										
	0.80	0.85	0.90	1	1.10	1.20	1.40	1.65	2.00	2.50	2.80
Unipolar	1.09	1.06	1.04	1	0.96	0.93	0.87	0.81	0.75	0.68	0.66
Tripolar	1.07	1.05	1.03	1	0.97	0.94	0.89	0.84	0.78	0.71	0.69

Fuente: Instrucciones Técnicas Complementarias. (2002)

El cable es tripolar, como ya se ha indicado; por tanto, el factor de corrección por resistividad térmica del terreno será:

$$F_R = 0,66 \quad (\text{C.87})$$

Por último, hay que tener en cuenta la profundidad a la que se enterrará el cable, en este caso a 0,7 metros de profundidad.

Figura C.27: Factor de corrección F_P , para diferentes profundidades de instalación

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,80	0,90	1,00	1,20
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,99	0,98	0,97	0,95

Fuente: Instrucciones Técnicas Complementarias. (2002)

El factor de corrección en este caso sería:

$$F_P = 1 \quad (\text{C.88})$$

El factor de corrección total sería el resultado de multiplicar todos los factores de corrección obtenidos.



$$F = F_T * F_R * F_P = 0,78 * 0,66 * 1 = 0,5148 \quad (\text{C.89})$$

La intensidad mínima que tiene que poder soportar el cable sería:

$$I_{cable} \geq \frac{I_{carga}}{F} = \frac{190,22}{0,5148} = 369,50A \quad (C.90)$$

La tabla en la se recogen los valores de intensidad máxima en función del tipo de aislamiento y de la sección para cables subterráneos de cobre es la siguiente.

Figura C.28: Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente).

SECCIÓN NOMINAL mm ²	Terna de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

Fuente: Instrucciones Técnicas Complementarias. (2002)

En base a esta tabla se ha elegido que la sección del cable sea de 150mm²

APÉNDICE C. CÁLCULOS

Además, al tratarse de una terna de cables unipolares será necesario seleccionar el diámetro exterior del tubo en el que se encontrarían regulado en la norma ITC-BT-21. Para ello es necesario observar la siguiente tabla.

Figura C.29: Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	≤ 6	7	8	9	10
1,5	25	32	32	32	32
2,5	32	32	40	40	40
4	40	40	40	40	50
6	50	50	50	63	63
10	63	63	63	75	75
16	63	75	75	75	90
25	90	90	90	110	110
35	90	110	110	110	125
50	110	110	125	125	140
70	125	125	140	160	160
95	140	140	160	160	180
120	160	160	180	180	200
150	180	180	200	200	225
185	180	200	225	225	250
240	225	225	250	250	--

Fuente: Instrucciones Técnicas Complementarias. (2002)

Por tanto, el diámetro exterior del tubo será de 180mm.

Cableado de conexión de la instalación de almacenamiento y el inversor

La potencia máxima que puede aportar el inversor es de 5000W y la tensión de carga de las baterías es de 48V. Por tanto, la intensidad máxima que tendría que soportar el cable es:

$$I_{max-bat} = 104A \quad (C.91)$$

El tipo de conexión es exterior, dentro de una vivienda, y las tablas se muestran para 40°C. Por tanto, el único factor de corrección es el relativo a la temperatura, F_T . Para este caso en concreto y al ubicarse el cable en el interior del inmueble no se prevé que vaya a llegar a los 40°C; aún así, para dejar cierto margen se dimensionará contando que pueda llegar a tener que soportar temperaturas de 35°C.

Figura C.30: Coeficiente de corrección F_T para temperatura ambiente distinta de 40°C

Temperatura de servicio Θ_s , en °C	Temperatura ambiente, Θ_a , en °C										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
90	1.27	1.22	1.18	1.14	1.10	1.05	1	0.95	0.90	0.84	0.77
70	1.41	1.35	1.29	1.22	1.15	1.08	1	0.91	0.81	0.71	0.58

Fuente: Instrucciones Técnicas Complementarias. (2002)

Por tanto el factor de corrección sería de:

$$F_T = 1,05 \tag{C.92}$$

La tensión máxima que tendría que soportar el cable es:



$$I_{max-cable} = \frac{104}{1,05} = 99,20A \tag{C.93}$$

Resultado que concuerda con los 100A máximos mencionados en el manual de la batería.

APÉNDICE C. CÁLCULOS

En base a los resultados mostrados en la tabla de intensidad máxima admisible en función de la sección y el tipo de cable para cables exteriores de cobre, tabla C.31. Se concluye que la elección de una sección nominal de 25mm^2 también es justificable.

Figura C.31: Intensidad máxima admisible, en amperios, en servicio permanente para cables con conductores de cobre en instalación.

Sección nominal mm^2	Tres cables unipolares (1)			1 cable trifásico		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	46	45	38	44	43	36
10	64	62	53	61	60	50
16	86	83	71	82	80	65
25	120	115	96	110	105	87
35	145	140	115	135	130	105
50	180	175	145	165	160	130
70	230	225	185	210	220	165
95	285	280	235	260	250	205
120	335	325	275	300	290	240
150	385	375	315	350	335	275
185	450	440	365	400	385	315
240	535	515	435	475	460	370
300	615	595	500	545	520	425
400	720	700	585	645	610	495
500	825	800	665	-	-	-
630	950	915	765	-	-	-

Fuente: Instrucciones Técnicas Complementarias. (2002)

Cableado de conexión del inversor al cuadro de mando

La potencia máxima que puede aportar el inversor a la vivienda es de 10000VA a una tensión de 230V. Por tanto, la intensidad máxima para la que habrá que dimensionar es:

$$I_{max-salida} = \frac{10000}{230} = 43,48A \quad (C.94)$$

Al igual que sucedía en el caso anterior, las tablas muestran datos para una temperatura de 40°C y, al igual también que en el caso anterior, se elegirá la sección del cable para una temperatura máxima de 35°C.

$$F_T = 1,05 \quad (C.95)$$

Por tanto, la tensión máxima para la que tendría que ser capaz de aguantar el cable sería:

$$I_{max-cable} = \frac{43,48}{1,05} = 41,41A \quad (C.96)$$

Al tratarse de un cable empotrado para interior de una vivienda se rige por la norma ITC-BT-19, entrando dentro de la clase B de la tabla *I_ccuadro*.

En base a esta tabla, se selecciona que la sección del cable sería de 16mm². Además, recuperando la tabla C.29, se obtiene que el diámetro exterior del tubo en el que se albergaría la terna de cables unipolares sería de 63mm.

APÉNDICE C. CÁLCULOS

Figura C.32: Intensidades admisibles (A) al aire 40°C. N° de conductores con carga y naturaleza del aislamiento.

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes	3x	2x		3x	2x						
			PVC	PVC		XLPE o EPR	XLPE o EPR						
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubos ¹⁾ en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
B2		Cables multiconductores en tubos ²⁾ en montaje superficial o empotrados en obra		3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR		2x XLPE o EPR			
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared ¹⁾				3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
E		Cables multiconductores al aire libre ²⁾ . Distancia a la pared no inferior a 0.3D ³⁾					3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
F		Cables unipolares en contacto mutuo ⁴⁾ . Distancia a la pared no inferior a D ⁵⁾						3x PVC			3x XLPE o EPR ¹⁾		
G		Cables unipolares separados mínimo D ⁵⁾								3x PVC ¹⁾		3x XLPE o EPR	
Cobre	mm ²		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-	-
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-	-
	4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-	-
	6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-	-
	10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-	-
	16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-	-
	25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166	-
	35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206	-
	50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250	-
	70				149	160	171	188	202	224	244	321	-
	95				180	194	207	230	245	271	296	391	-
	120				208	225	240	267	284	314	348	455	-
	150				236	260	278	310	338	363	404	525	-
185				268	297	317	354	386	415	464	601	-	
240				315	350	374	419	455	490	552	711	-	
300				360	404	423	484	524	565	640	821	-	

Fuente: Instrucciones Técnicas Complementarias. (2002)

C.8. Cálculo de protecciones

Protección instalación solar

La protección que ofrece el inversor es de sobreintensidad de tiempo definido (50N), esta protección es de actuación instantánea, $t_{actuación} \approx 0s$, y tiene que cumplir lo siguiente.

$$I_F^{min} > I_{arr} > I_{carga}^{max} \quad (C.97)$$

En este caso la intensidad máxima de carga es la obtenida en la ecuación 9.3, 10,84 A y la intensidad de falta mínima ante la que se debe actuar es la de cortocircuito que se muestra en la tabla 9.1, 11,36A. Por tanto, se ha elegido la siguiente intensidad de arranque.

$$I_{50N}^{solar} = 11A \quad (C.98)$$

Protección instalación eólica

La fórmula para obtener la intensidad de arranque es la misma que para el caso anterior.

En este caso se tomará como intensidad máxima de carga a la que circularía por el cableado en caso de producción máxima; es decir, generando 3500W como se muestra en la tabla 9.4 a 230V, tensión monofásica de salida del aerogenerador.

$$I_{carga}^{max} = \frac{3500}{230} = 15,22A \quad (C.99)$$

En cuanto a la tensión mínima de falta, se tomará la tensión máxima que puede soportar el cableado, 66A. Por tanto, se ha elegido como intensidad de arranque.

$$I_{50N}^{eólica} = 20A \quad (C.100)$$

Apéndice D

Análisis económico

D.1. Estimación económica de la solución hidráulica

Los precios mostrados a continuación se han estimado en base a diferentes catálogos de fabricantes y a proyectos similares al estudiado.

Estimación de costes de elementos no eléctricos

Tabla D.1: Coste estimado de los componentes no eléctricos

Producto	Cantidad	Descripción	Coste p.u. (€)	Coste total (€)
Rejilla	1	Reja de gruesos 2000mm x 2000mm con barras de 20mm de espesor y paso de 50mm inclinada 45°	650	650
Válvula tipo compuerta	1	Válvula de acceso al canal de carga con diámetro 1800mm	80.000	80.000
Volante válvula compuerta	1	Volante para abrir y cerrar la válvula tipo compuerta	250	250
Tubería	1	Tubería de acero de diámetro 1800mm y longitud total 1500mm	700	750
Codo de 45°	2	Codo de conexión de los tramos de tuberías 1800mm	150	300

APÉNDICE D. ANÁLISIS ECONÓMICO

Válvula tipo mariposa	1	Válvula de salida a la turbina con diámetro 1800mm	50.000	50.000
Reductor estándar	1	Volante para girar la válvula de mariposa	8.000	8.000
Turbina	1	Turbina tipo flujo cruzado para una altura de 4,5m, 7000 l/s y una velocidad de giro 250 rpm	150.000	150.000
Soporte turbina	2	Soporte para fijar la turbina al suelo	400	800
Multiplicador	1	Caja de engranajes que conecta el generador y la turbina	5.000	5.000
Tubo de aspiración	1	1,5 metros de longitud	300	300
TOTAL				296.050

Fuente: Elaboración propia. (2022)

Estimación de costes de elementos no eléctricos

Tabla D.2: Coste estimado de los componentes eléctricos

Producto	Cantidad	Descripción	Coste p.u. (€)	Coste total (€)
Generador	1	Características	20.000	20.000
Válvula tipo compuerta	1	Válvula de acceso al canal de carga con diámetro 1800mm	80.000	80.000
Sistema control turbina	1	Sistema de control eléctrico de la turbina automático	4.000	4.000
Sistema SCDi	1	Sistema de control para la central hidroeléctrica	40.000	40.000
TOTAL				144.000

Fuente: Elaboración propia. (2022)

Estimación de costes de obra civil y mano de obra

Tabla D.3: Coste estimado de obra civil y mano de obra

Producto	Descripción	Coste p.u. (€)	Coste total (€)
Restauración del canal de carga	Proceso de rehabilitación del antiguo canal de carga y redondeo de la entrada a la tubería	200	200
Instalación tuberías, válvulas y rejilla	Instalación y soldadura del entramado de tuberías, válvulas y reja de gruesos	2.000	2.000
Instalación turbina y generador	Instalación de la turbina, generador, multiplicador y sistema de control	10.000	10.000
Puesta en marcha	Puesta en marcha de la central	7.500	7.500
TOTAL			19700

Fuente: Elaboración propia. (2022)

D.2. Estimación económica de la solución solar

Los precios mostrados a continuación se han estimado en base a diferentes catálogos de fabricantes, a proyectos similares al estudiado y al programa Generador de Precios de CYPE ingenieros.

Tabla D.4: Coste estimado de los componentes eléctricos

Producto	Cantidad	Descripción	Coste p.u. (€)	Coste total (€)
Panel Solar	10	Panel Ja Solar 450W 24V Monocristalino	200	2000
Inversor	1	Inversor Cargador 5000VA 24V MPPT 80A Voltronic	810	810
Batería de litio	2	Batería Litio 24V 2.2kWh TURBO TE/ST 2200	950	3800
TOTAL				6610

Fuente: Elaboración propia. (2022)

Tabla D.5: Coste estimado de obra civil y mano de obra

Producto	Descripción	Coste p.u. (€)	Coste total (€)
Instalación paneles solares	Mano de obra y proceso de instalación de los paneles solares	40	400
Instalación inversor	Mano de obra e instalación del inversor	50	50
TOTAL			450

Fuente: Elaboración propia. (2022)

D.3. Estimación económica de la solución eólica

Los precios mostrados a continuación se han estimado en base a diferentes catálogos de fabricantes, a proyectos similares al estudiado.

Tabla D.6: Coste estimado de los componentes eléctricos

Producto	Cantidad	Descripción	Coste p.u.(€)	Coste total(€)
Aerogenerador	1	Aerogenerador Doméstico 3000w BORNAY Wind 25.2 +	5390	5390
Inversor	1	Tumo-Int 3000W Inversor de Viento, Controlador Incorporado	1400	1400
TOTAL				6790

Fuente: Elaboración propia. (2022)

Tabla D.7: Coste estimado de los componentes no eléctricos

Producto	Cantidad	Descripción	Coste p.u.(€)	Coste total(€)
Torre	1	Torre de un solo poste 30m	9000	9000
TOTAL				9000

Fuente: Elaboración propia. (2022)

Tabla D.8: Coste estimado de obra civil y mano de obra

Producto	Descripción	Coste p.u. (€)	Coste total (€)
Instalación aerogenerador	Mano de obra y proceso de instalación de la torre y el aerogenerador	800	800
Instalación inversor	Mano de obra e instalación del inversor	50	50
TOTAL			850

Fuente: Elaboración propia. (2022)

D.4. Análisis de la viabilidad económica de la instalación final sin ayudas

Para empezar se muestran las cuentas de balance que se ven afectadas a lo largo de los años.

En ellas se incluyen, en el activo, las diferentes instalaciones técnicas tanto de generación eléctrica, como de almacenamiento y el inversor, indicando para cada una de ellas la amortización acumulada durante su vida útil. Además, se incluye el valor neto contable anual del conjunto durante los 25 años del estudio.

Nótese que, como ya se ha indicado, la vida útil y ; por tanto, el periodo de amortización es diferente para cada instalación. Siendo de 25 años para la solar y la eólica; de 20, para la de almacenamiento; y, de 10, para el inversor. La renovación del inversor y de la instalación de almacenamiento se realizaría al final del último año de su vida útil.

Por otra parte, se incluye en el pasivo la deuda derivada del préstamo que se solicitaría para hacer frente a la inversión inicial. El capital a solicitar sería de 18500€; es decir, un 70 % de la inversión, pues a la hora de conceder un préstamo tantas las entidades financieras como Iberaval recomiendan que se haga una aportación con recursos propios de en torno al 30 % de la inversión.

Como se ha indicado en la tabla 10.16, la financiación tiene un tipo de interés fijo del 2 % a un plazo máximo de 180 meses; es decir, 15 años. Por otra parte, la frecuencia de pago es mensual y la cuota a pagar, C , se calcula con el sistema de amortización francés. Esta cuota depende del capital solicitado, V ; del tipo de interés del periodo, i ; y del número de cuotas, n .

$$C = V * \frac{(1 + i)^n * i}{(1 + i)^n - 1} = 18500 * \frac{\left(1 + \frac{2\%}{12}\right)^{180} * \frac{2\%}{12}}{\left(1 + \frac{2\%}{12}\right)^{180} - 1} = 119,05 \quad (D.1)$$

De esta cuota mensual, una parte se destina a los intereses de la deuda pendiente al final del periodo correspondiente y el resto a reducir dicha deuda.

Figura D.1: Cuadro de amortización del préstamo

PERIODO	D. PDTE	AMORTIZ.	INTERESES	CUOTA
1	18.411,78 €	88,22 €	30,83 €	119,05 €
2	18.323,42 €	88,36 €	30,69 €	119,05 €
3	18.234,91 €	88,51 €	30,54 €	119,05 €
4	18.146,25 €	88,66 €	30,39 €	119,05 €
5	18.057,45 €	88,81 €	30,24 €	119,05 €
6	17.968,50 €	88,95 €	30,10 €	119,05 €
7	17.879,39 €	89,10 €	29,95 €	119,05 €
8	17.790,14 €	89,25 €	29,80 €	119,05 €
9	17.700,74 €	89,40 €	29,65 €	119,05 €
10	17.611,20 €	89,55 €	29,50 €	119,05 €
11	17.521,50 €	89,70 €	29,35 €	119,05 €
12	17.431,65 €	89,85 €	29,20 €	119,05 €
24	16.341,74 €	91,66 €	27,39 €	119,05 €
36	15.229,83 €	93,51 €	25,54 €	119,05 €
48	14.095,48 €	95,40 €	23,65 €	119,05 €
60	12.938,23 €	97,32 €	21,73 €	119,05 €
72	11.757,62 €	99,29 €	19,76 €	119,05 €
84	10.553,18 €	101,29 €	17,76 €	119,05 €
96	9.324,43 €	103,34 €	15,71 €	119,05 €
108	8.070,88 €	105,42 €	13,63 €	119,05 €
120	6.792,03 €	107,55 €	11,50 €	119,05 €
132	5.487,37 €	109,72 €	9,33 €	119,05 €
144	4.156,37 €	111,94 €	7,11 €	119,05 €
156	2.798,50 €	114,19 €	4,85 €	119,05 €
168	1.413,23 €	116,50 €	2,55 €	119,05 €
180	0,00 €	118,85 €	0,20 €	119,05 €

Fuente: Elaboración propia. (2022)

Figura D.2: Cuentas de balance sin ayudas (años 0 a 10)

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ACTIVO											
A) ACTIVO NO CORRIENTE											
II. Inmovilizado material											
2. Instalaciones técnicas y otro inm. Mat.	26.527,37 €	25.362,38 €	24.197,39 €	23.032,40 €	21.867,40 €	20.702,41 €	19.537,42 €	18.372,43 €	17.207,44 €	16.042,45 €	14.877,45 €
Instalación solar	3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €
(Amortización acumulada instalación solar)		-151,79 €	-303,57 €	-455,36 €	-607,15 €	-758,94 €	-910,72 €	-1.062,51 €	-1.214,30 €	-1.366,08 €	-1.517,87 €
instalación edílica	15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €
(Amortización acumulada instalación edílica)		-634,57 €	-1.269,15 €	-1.903,72 €	-2.538,30 €	-3.172,87 €	-3.807,45 €	-4.442,02 €	-5.076,60 €	-5.711,17 €	-6.345,74 €
Instalación almacenamiento	6.164,06 €	6.164,06 €	6.164,06 €	6.164,06 €	6.164,06 €	6.164,06 €	6.164,06 €	6.164,06 €	6.164,06 €	6.164,06 €	6.164,06 €
(Amortización acumulada instalación almacenamiento)		-308,20 €	-616,41 €	-924,61 €	-1.232,81 €	-1.541,02 €	-1.849,22 €	-2.157,42 €	-2.465,62 €	-2.773,83 €	-3.082,03 €
Inversor	704,27 €	704,27 €	704,27 €	704,27 €	704,27 €	704,27 €	704,27 €	704,27 €	704,27 €	704,27 €	704,27 €
(Amortización acumulada inversor)		-70,43 €	-140,85 €	-211,28 €	-281,71 €	-352,14 €	-422,56 €	-492,99 €	-563,42 €	-633,84 €	-704,27 €
PASIVO											
B) PASIVO NO CORRIENTE											
II. Deudas a largo plazo											
2. Deudas con entidades de crédito	18.500,00 €	17.431,65 €	16.341,74 €	15.229,83 €	14.095,48 €	12.938,23 €	11.757,62 €	10.553,18 €	9.324,43 €	8.070,88 €	6.792,03 €

Fuente: Elaboración propia. (2022)

Figura D.3: Cuentas de balance sin ayudas (años 10 a 25)

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
14.570,82 €	13.388,71 €	12.206,60 €	11.024,49 €	9.842,37 €	8.660,26 €	7.478,15 €	6.296,03 €	5.113,92 €	3.931,81 €	13.174,10 €	11.802,63 €	10.431,17 €	9.059,70 €	7.688,24 €
3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €
-1.669,66 €	-1.821,45 €	-1.973,23 €	-2.125,02 €	-2.276,81 €	-2.428,60 €	-2.580,38 €	-2.732,17 €	-2.883,96 €	-3.035,74 €	-3.187,53 €	-3.339,32 €	-3.491,11 €	-3.642,89 €	-3.794,68 €
15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €
-6.980,32 €	-7.614,89 €	-8.249,47 €	-8.884,04 €	-9.518,62 €	-10.153,19 €	-10.787,76 €	-11.422,34 €	-12.056,91 €	-12.691,49 €	-13.326,06 €	-13.960,64 €	-14.595,21 €	-15.229,79 €	-15.864,36 €
6.164,06 €	6.164,06 €	6.164,06 €	6.164,06 €	6.164,06 €	6.164,06 €	6.164,06 €	6.164,06 €	6.164,06 €	6.164,06 €	9.525,43 €	9.525,43 €	9.525,43 €	9.525,43 €	9.525,43 €
-3.390,23 €	-3.698,44 €	-4.006,64 €	-4.314,84 €	-4.623,05 €	-4.931,25 €	-5.239,45 €	-5.547,65 €	-5.855,86 €	-6.164,06 €	-476,27 €	-952,54 €	-1.428,82 €	-1.905,09 €	-2.381,36 €
875,48 €	875,48 €	875,48 €	875,48 €	875,48 €	875,48 €	875,48 €	875,48 €	875,48 €	875,48 €	1.088,32 €	1.088,32 €	1.088,32 €	1.088,32 €	1.088,32 €
87,55 €	-175,10 €	-262,65 €	-350,19 €	-437,74 €	-525,29 €	-612,84 €	-700,39 €	-787,94 €	-875,48 €	-108,83 €	-217,66 €	-326,50 €	-435,33 €	-544,16 €

5.487,37 €	4.156,37 €	2.798,50 €	1.413,23 €	0,00 €
------------	------------	------------	------------	--------

Fuente: Elaboración propia. (2022)

A continuación se añade la cuenta de explotación. En ella, como ya se ha explicado, se recogen los valores del ahorro estimado en la factura de luz expuestos en la tabla 10.15 actualizados anualmente al valor del IPC, que se ha tomado del 2,2 %.

Por otro lado, se recogen también los gastos de operación y mantenimiento, detallados en la tabla 10.13. Estos gastos se han actualizado anualmente al 1,8 % como se ha indicado en el capítulo D.

Las amortizaciones del inmovilizado se han calculado de forma lineal en base a la vida útil de cada instalación, teniendo en cuenta la renovación de aquellos elementos con una vida útil menor a 25 años.

Se puede observar, en base a estos valores, que se obtiene un resultado de explotación positivo; es decir, los ahorros que se obtendrían con la instalación son mayores que los gastos derivados de su funcionamiento.

Respecto a los gastos financieros, el valor de los intereses a pagar es el calculado en la tabla D.1, de manera que los gastos anuales derivados del interés del préstamo se obtienen como la suma de los 12 meses de cada año. Por su parte Iberaval recibe anualmente una comisión del 1,5 % sobre la deuda pendiente al inicio de cada año, dicha comisión se ha reflejado en la tabla D.4 basada en el cuadro D.1.

Se puede observar que, al depender los gastos financieros directamente de la deuda pendiente, se van reduciendo anualmente a medida que se va reduciendo la deuda con el pago de las cuotas mensuales.

El resultado de la actividad se ha calculado descontando del resultado de explotación los gastos financieros. Este resultado sería el beneficio antes de impuestos; pero, en este caso, como los ingresos no son reales, sino que son una estimación del ahorro, no se tendrán en cuenta los impuestos. En las figuras D.5 y D.6 se puede observar que el resultado sería negativo los dos primeros años; pero, a partir del tercero sería positivo e iría aumentando con el transcurso del tiempo, a medida que disminuyen los gastos financieros. Nótese que sin tener en cuenta estos gastos, el resultado de explotación es positivo desde el primer año.

Por último cabe destacar que, al aumentar los resultados con el transcurso de los años, mientras la amortización se mantiene constante o con leves variaciones, los flujos de caja aumentan anualmente.

D.4. Análisis de la viabilidad económica de la instalación final sin ayudas

Figura D.4: Cuadro de amortización del préstamo incluida la comisión a Iberaval

PERIODO	D. PDTE	AMORTIZ.	INTERESES	CUOTA	COMISIÓN
0	18.500,00 €				277,50 €
1	18.411,78 €	88,22 €	30,83 €	119,05 €	
2	18.323,42 €	88,36 €	30,69 €	119,05 €	
3	18.234,91 €	88,51 €	30,54 €	119,05 €	
4	18.146,25 €	88,66 €	30,39 €	119,05 €	
5	18.057,45 €	88,81 €	30,24 €	119,05 €	
6	17.968,50 €	88,95 €	30,10 €	119,05 €	
7	17.879,39 €	89,10 €	29,95 €	119,05 €	
8	17.790,14 €	89,25 €	29,80 €	119,05 €	
9	17.700,74 €	89,40 €	29,65 €	119,05 €	
10	17.611,20 €	89,55 €	29,50 €	119,05 €	
11	17.521,50 €	89,70 €	29,35 €	119,05 €	
12	17.431,65 €	89,85 €	29,20 €	119,05 €	261,47 €
24	16.341,74 €	91,66 €	27,39 €	119,05 €	245,13 €
36	15.229,83 €	93,51 €	25,54 €	119,05 €	228,45 €
48	14.095,48 €	95,40 €	23,65 €	119,05 €	211,43 €
60	12.938,23 €	97,32 €	21,73 €	119,05 €	194,07 €
72	11.757,62 €	99,29 €	19,76 €	119,05 €	176,36 €
84	10.553,18 €	101,29 €	17,76 €	119,05 €	158,30 €
96	9.324,43 €	103,34 €	15,71 €	119,05 €	139,87 €
108	8.070,88 €	105,42 €	13,63 €	119,05 €	121,06 €
120	6.792,03 €	107,55 €	11,50 €	119,05 €	101,88 €
132	5.487,37 €	109,72 €	9,33 €	119,05 €	82,31 €
144	4.156,37 €	111,94 €	7,11 €	119,05 €	62,35 €
156	2.798,50 €	114,19 €	4,85 €	119,05 €	41,98 €
168	1.413,23 €	116,50 €	2,55 €	119,05 €	21,20 €
180	0,00 €	118,85 €	0,20 €	119,05 €	0,00 €

Fuente: Elaboración propia. (2022)

Figura D.5: Cuenta de explotación sin ayudas (años 0 a 10)

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CUENTA DE EXPLOTACIÓN											
Valoración del ahorro por generación eléctrica para autoconsumo interno		1.871,11 €	1.912,27 €	1.954,34 €	1.997,34 €	2.041,28 €	2.086,19 €	2.132,09 €	2.178,99 €	2.226,93 €	2.275,92 €
7. Otros gastos de explotación		-154,14 €	-156,91 €	-159,74 €	-162,61 €	-165,54 €	-168,52 €	-171,55 €	-174,64 €	-177,79 €	-180,99 €
Gastos de operación y mantenimiento		-154,14 €	-156,91 €	-159,74 €	-162,61 €	-165,54 €	-168,52 €	-171,55 €	-174,64 €	-177,79 €	-180,99 €
8. Amortización del Inmovilizado		-1.164,99 €	-1.164,99 €	-1.164,99 €	-1.164,99 €	-1.164,99 €	-1.164,99 €	-1.164,99 €	-1.164,99 €	-1.164,99 €	-1.164,99 €
Dotación amortización instalación solar		-151,79 €	-151,79 €	-151,79 €	-151,79 €	-151,79 €	-151,79 €	-151,79 €	-151,79 €	-151,79 €	-151,79 €
Dotación amortización instalación eólica		-634,57 €	-634,57 €	-634,57 €	-634,57 €	-634,57 €	-634,57 €	-634,57 €	-634,57 €	-634,57 €	-634,57 €
Dotación amortización almacenamiento		-308,20 €	-308,20 €	-308,20 €	-308,20 €	-308,20 €	-308,20 €	-308,20 €	-308,20 €	-308,20 €	-308,20 €
Dotación amortización Inversor		-70,43 €	-70,43 €	-70,43 €	-70,43 €	-70,43 €	-70,43 €	-70,43 €	-70,43 €	-70,43 €	-70,43 €
A.1) Resultado de Explotación		551,98 €	590,37 €	629,61 €	669,73 €	710,75 €	752,68 €	795,54 €	839,36 €	884,15 €	929,94 €
13. Gastos financieros		-637,74 €	-600,15 €	-561,81 €	-522,68 €	-482,77 €	-442,05 €	-400,52 €	-358,14 €	-314,91 €	-270,80 €
Interes préstamo		-360,24 €	-338,68 €	-316,68 €	-294,24 €	-271,34 €	-247,98 €	-224,15 €	-199,84 €	-175,04 €	-149,74 €
Comisión Iberaval		-277,50 €	-261,47 €	-245,13 €	-228,45 €	-211,43 €	-194,07 €	-176,36 €	-158,30 €	-139,87 €	-121,06 €
A.3. Resultado		-85,76 €	-9,78 €	67,81 €	147,05 €	227,98 €	310,62 €	395,02 €	481,22 €	569,25 €	659,14 €
FLUJOS DE CAJA											
Amortización del inmovilizado		1.164,99 €	1.164,99 €	1.164,99 €	1.164,99 €	1.164,99 €	1.164,99 €	1.164,99 €	1.164,99 €	1.164,99 €	1.164,99 €
Resultado		-85,76 €	-9,78 €	67,81 €	147,05 €	227,98 €	310,62 €	395,02 €	481,22 €	569,25 €	659,14 €

Fuente: Elaboración propia. (2022)

Figura D.6: Cuenta de explotación sin ayudas (años 10 a 25)

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
2.325,99 €	2.377,16 €	2.429,46 €	2.482,91 €	2.537,53 €	2.593,36 €	2.650,41 €	2.708,72 €	2.768,31 €	2.829,22 €	2.891,46 €	2.955,07 €	3.020,08 €	3.086,53 €	3.154,43 €
-184,24 €	-187,56 €	-190,94 €	-194,37 €	-197,87 €	-201,43 €	-205,06 €	-208,75 €	-212,51 €	-216,33 €	-220,23 €	-224,19 €	-228,23 €	-232,33 €	-236,52 €
-184,24 €	-187,56 €	-190,94 €	-194,37 €	-197,87 €	-201,43 €	-205,06 €	-208,75 €	-212,51 €	-216,33 €	-220,23 €	-224,19 €	-228,23 €	-232,33 €	-236,52 €
-1.182,11 €	-1.182,11 €	-1.182,11 €	-1.182,11 €	-1.182,11 €	-1.182,11 €	-1.182,11 €	-1.182,11 €	-1.182,11 €	-1.182,11 €	-1.371,47 €	-1.371,47 €	-1.371,47 €	-1.371,47 €	-1.371,47 €
-151,79 €	-151,79 €	-151,79 €	-151,79 €	-151,79 €	-151,79 €	-151,79 €	-151,79 €	-151,79 €	-151,79 €	-151,79 €	-151,79 €	-151,79 €	-151,79 €	-151,79 €
-634,57 €	-634,57 €	-634,57 €	-634,57 €	-634,57 €	-634,57 €	-634,57 €	-634,57 €	-634,57 €	-634,57 €	-634,57 €	-634,57 €	-634,57 €	-634,57 €	-634,57 €
-308,20 €	-308,20 €	-308,20 €	-308,20 €	-308,20 €	-308,20 €	-308,20 €	-308,20 €	-308,20 €	-308,20 €	-476,27 €	-476,27 €	-476,27 €	-476,27 €	-476,27 €
-87,55 €	-87,55 €	-87,55 €	-87,55 €	-87,55 €	-87,55 €	-87,55 €	-87,55 €	-87,55 €	-87,55 €	-108,83 €	-108,83 €	-108,83 €	-108,83 €	-108,83 €
959,64 €	1.007,49 €	1.056,41 €	1.106,42 €	1.157,55 €	1.209,81 €	1.263,24 €	1.317,86 €	1.373,69 €	1.430,77 €	1.299,77 €	1.359,42 €	1.420,39 €	1.482,73 €	1.546,45 €
-225,80 €	-179,90 €	-133,07 €	-85,30 €	-36,56 €										
-123,92 €	-97,59 €	-70,73 €	-43,32 €	-15,36 €										
-101,88 €	-82,31 €	-62,35 €	-41,98 €	-21,20 €										
733,83 €	827,59 €	923,34 €	1.021,13 €	1.120,99 €	1.209,81 €	1.263,24 €	1.317,86 €	1.373,69 €	1.430,77 €	1.299,77 €	1.359,42 €	1.420,39 €	1.482,73 €	1.546,45 €

1.915,94 €	2.009,70 €	2.105,45 €	2.203,24 €	2.303,11 €	2.391,93 €	2.445,35 €	2.499,97 €	2.555,81 €	2.612,88 €	2.671,23 €	2.730,88 €	2.791,86 €	2.854,19 €	2.917,91 €
1.182,11 €	1.182,11 €	1.182,11 €	1.182,11 €	1.182,11 €	1.182,11 €	1.182,11 €	1.182,11 €	1.182,11 €	1.182,11 €	1.371,47 €	1.371,47 €	1.371,47 €	1.371,47 €	1.371,47 €
733,83 €	827,59 €	923,34 €	1.021,13 €	1.120,99 €	1.209,81 €	1.263,24 €	1.317,86 €	1.373,69 €	1.430,77 €	1.299,77 €	1.359,42 €	1.420,39 €	1.482,73 €	1.546,45 €

Fuente: Elaboración propia. (2022)

Por último, se añaden el flujo de cajas acumulado y los valores actualizados, en base a los cuales se calculará el valor actual neto, VAN. En esta última parte se calculará también la tasa interna de retorno, TIR, de la inversión.

Para la inversión se han tenido en cuenta tanto la que se realizaría en el año 0, como la del año 10, correspondiente a la renovación del inversor, y la del año 20, relativa a la renovación del inversor y baterías. Para las renovaciones llevadas a cabo en el año 20, teniendo en cuenta que el estudio se ha realizado a 25 años, se ha prorrateado la inversión necesaria en función del porcentaje de vida útil que representasen los 5 años restantes, siendo 5 años la mitad de la vida útil del inversor y un cuarto de la de las baterías. El valor de las inversiones tanto del año 10 como del año 20, se ha actualizado para un valor de un 2,2%, mismo valor que se ha tomado para el IPC.

En el flujo de cajas acumulado se refleja como se va recuperando la inversión. En este caso en particular, se puede comprobar que la inversión se recuperaría en el año 17. En caso de no solicitar ningún préstamo o de solicitar uno menor, la inversión se recuperaría antes, concretamente en el año 15.

El valor actual neto, VAN, es una técnica de análisis de inversión que compara la inversión inicial con el valor actualizado de todos sus rendimientos esperados. El valor actual neto se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$VAN = -Inversión + \sum_{i=1}^n \frac{\text{Flujo de caja}}{(1+k)^n} \quad (D.2)$$

Siendo:

- k: tasa de actualización de los flujos futuros
- n: número de periodos que tiene la inversión en función de su vida útil

Como se ha indicado anteriormente, se ha tomado como tasa de actualización el 2,2%, mismo valor que el IPC. El resultado del VAN determinará si la inversión es recomendable, para ello el valor del sumatorio de los flujos de caja actualizados ha de ser superior al importe de la inversión; es decir, el VAN tiene que ser positivo.

D.4. Análisis de la viabilidad económica de la instalación final sin ayudas

La tasa interna de retorno, TIR, representa la rentabilidad de una inversión. Más concretamente, el TIR es la tasa de actualización que hace que el VAN se iguale a 0; por tanto, se calcularía como:

$$0 = -Inversión + \sum_{i=1}^n \frac{\text{Flujo de caja}}{(1 + TIR)^n} \quad (D.3)$$

El TIR marca el valor umbral de la tasa de actualización; es decir, siempre que se cumpla que la tasa de actualización sea menor que el TIR, el VAN será positivo y la inversión recomendable; mientras que, para tasas de actualización mayores que el TIR se obtendrá un VAN negativo, lo que implica que la inversión no sería recomendable.

Figura D.7: Flujos de caja acumulados sin ayudas (años 0 a 10)

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Flujos de caja acumulados	-29.124,79 €	-28.045,56 €	-26.890,36 €	-25.657,56 €	-24.345,51 €	-22.952,54 €	-21.476,93 €	-19.916,92 €	-18.270,70 €	-16.536,47 €	-14.712,33 €
Valores actualizados	-29.124,79 €	1.056,00 €	1.106,01 €	1.154,89 €	1.202,66 €	1.249,36 €	1.294,99 €	1.339,59 €	1.383,18 €	1.425,77 €	1.467,40 €

Fuente: Elaboración propia. (2022)

Figura D.8: Flujos de caja acumulados sin ayudas (años 10 a 25)

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
-12.796,39 €	-10.786,68 €	-8.681,23 €	-6.477,99 €	-4.174,88 €	-1.782,96 €	662,40 €	3.162,37 €	5.718,18 €	8.331,06 €	11.002,29 €	13.733,18 €	16.525,03 €	19.379,22 €	22.297,14 €
1.508,07 €	1.547,82 €	1.586,66 €	1.624,61 €	1.661,69 €	1.688,63 €	1.689,18 €	1.689,74 €	1.690,29 €	1.690,84 €	1.691,39 €	1.691,93 €	1.692,48 €	1.693,02 €	1.693,56 €

Fuente: Elaboración propia. (2022)

Figura D.9: Cálculo del VAN y TIR sin ayudas

VAN	8.394,97 €
TIR	4,13599%

Fuente: Elaboración propia. (2022)

D.5. Análisis de la viabilidad económica de la instalación final con ayudas

Lo primero que se añade es, como en el caso anterior, las cuentas de balance que se ven afectadas a lo largo de los años.

Dentro de estas cuentas, las relativas a inmovilizado material tienen el mismo comportamiento que para el caso de no recibir ayudas. En cambio, en las cuentas de pasivo sí que aparecen cambios, pues al recibir subvenciones se descarta la opción de pedir financiación.

La subvención que se valora recibir es una subvención de capital, que se definen como aquellas concedidas para financiar activos fijos de la empresa. Este tipo de subvenciones se engloban dentro de las cuentas de patrimonio neto y reciben un trato contable que consiste en la imputación proporcional de las mismas en la cuenta de explotación durante la vida útil del bien activo al que se destinan.

Por otra parte, la cuenta de explotación sigue destinada a comparar la valoración del ahorro por autoabastecimiento, que no cambia respecto al caso de no recibir ayudas, tampoco se muestran variaciones en las amortizaciones del inmovilizado ni en los gastos de operación y mantenimiento. Sin embargo, al no contemplarse financiación, no se incluyen los gastos financieros; mientras que, al recibirse una subvención de capital, se incluye como ingresos anuales la parte proporcional de la ayuda en función de la vida útil de las instalaciones financiadas.

En este caso, al cambiar los gastos financieros por la subvención, se obtiene un resultado de explotación positivo desde el primer año, que llega a representar el 85 % de la valoración del ahorro estimado. Además, el resultado de explotación, en caso de recibir ayudas, se mantiene más estable a lo largo de los 25 años, pues en el último año del estudio sigue representado el 75 % de la valoración del ahorro estimado.

Al aumentar los resultados, los flujos de caja son más altos; por tanto, observando los flujos de caja acumulados se puede concluir que se recuperaría la inversión en el año 10, 7 años antes que en el caso de no recibir ayudas.

Por último, se han calculado el VAN y el TIR mediante el método explicado en la sección anterior. Obteniéndose para la misma tasa de actualización un resultado más favorable, como se muestra en la figura ??.

Figura D.10: Cuentas de balance con ayudas (años 0 a 10)

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ACTIVO											
A) ACTIVO NO CORRIENTE											
II. Inmovilizado material											
2. Instalaciones técnicas y otro inm. Mat.	26.527,37 €	25.362,38 €	24.197,39 €	23.032,40 €	21.867,40 €	20.702,41 €	19.537,42 €	18.372,43 €	17.207,44 €	16.042,45 €	14.877,45 €
Instalación solar	3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €
(Amortización acumulada instalación fotovoltaica)		-151,79 €	-303,57 €	-455,36 €	-607,15 €	-758,94 €	-910,72 €	-1.062,51 €	-1.214,30 €	-1.366,08 €	-1.517,87 €
instalación eólica	15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €
(Amortización acumulada instalación eólica)		-634,57 €	-1.269,15 €	-1.903,72 €	-2.538,30 €	-3.172,87 €	-3.807,45 €	-4.442,02 €	-5.076,60 €	-5.711,17 €	-6.345,74 €
Instalación almacenamiento	6.164,06 €	6.164,06 €	6.164,06 €	6.164,06 €	6.164,06 €	6.164,06 €	6.164,06 €	6.164,06 €	6.164,06 €	6.164,06 €	6.164,06 €
(Amortización acumulada instalación almacenamiento)		-308,20 €	-616,41 €	-924,61 €	-1.232,81 €	-1.541,02 €	-1.849,22 €	-2.157,42 €	-2.465,62 €	-2.773,83 €	-3.082,03 €
Inversor	704,27 €	704,27 €	704,27 €	704,27 €	704,27 €	704,27 €	704,27 €	704,27 €	704,27 €	704,27 €	704,27 €
(Amortización acumulada inversor)		-70,43 €	-140,85 €	-211,28 €	-281,71 €	-352,14 €	-422,56 €	-492,99 €	-563,42 €	-633,84 €	-704,27 €
PASIVO											
A. PATRIMONIO NETO											
A.3) Subvenciones recibidas	25.613,31 €	24.536,28 €	23.459,25 €	22.382,21 €	21.305,18 €	20.228,15 €	19.151,12 €	18.074,08 €	16.997,05 €	15.920,02 €	14.842,99 €
Subvención instalación fotovoltaica + inversor	4.498,95 €	4.318,99 €	4.139,03 €	3.959,08 €	3.779,12 €	3.599,16 €	3.419,20 €	3.239,24 €	3.059,29 €	2.879,33 €	2.699,37 €
Subvención instalación eólica	15.864,36 €	15.229,79 €	14.595,21 €	13.960,64 €	13.326,06 €	12.691,49 €	12.056,91 €	11.422,34 €	10.787,76 €	10.153,19 €	9.518,62 €
Subvención instalación almacenamiento	5.250,00 €	4.987,50 €	4.725,00 €	4.462,50 €	4.200,00 €	3.937,50 €	3.675,00 €	3.412,50 €	3.150,00 €	2.887,50 €	2.625,00 €

Fuente: Elaboración propia. (2022)

Figura D.11: Cuentas de balance con ayudas (años 10 a 25)

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
14.570,82 €	13.388,71 €	12.206,60 €	11.024,49 €	9.842,37 €	8.660,26 €	7.478,15 €	6.296,03 €	5.113,92 €	3.931,81 €	13.174,10 €	11.802,63 €	10.431,17 €	9.059,70 €	7.688,24 €
3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €	3.794,68 €
-1.669,66 €	-1.821,45 €	-1.973,23 €	-2.125,02 €	-2.276,81 €	-2.428,60 €	-2.580,38 €	-2.732,17 €	-2.883,96 €	-3.035,74 €	-3.187,53 €	-3.339,32 €	-3.491,11 €	-3.642,89 €	-3.794,68 €
15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €	15.864,36 €
-6.980,32 €	-7.614,89 €	-8.249,47 €	-8.884,04 €	-9.518,62 €	-10.153,19 €	-10.787,76 €	-11.422,34 €	-12.056,91 €	-12.691,49 €	-13.326,06 €	-13.960,64 €	-14.595,21 €	-15.229,79 €	-15.864,36 €
6.164,06 €	6.164,06 €	6.164,06 €	6.164,06 €	6.164,06 €	6.164,06 €	6.164,06 €	6.164,06 €	6.164,06 €	6.164,06 €	9.525,43 €	9.525,43 €	9.525,43 €	9.525,43 €	9.525,43 €
-3.390,23 €	-3.698,44 €	-4.006,64 €	-4.314,84 €	-4.623,05 €	-4.931,25 €	-5.239,45 €	-5.547,65 €	-5.855,86 €	-6.164,06 €	-476,27 €	-952,54 €	-1.428,82 €	-1.905,09 €	-2.381,36 €
875,48 €	875,48 €	875,48 €	875,48 €	875,48 €	875,48 €	875,48 €	875,48 €	875,48 €	875,48 €	1.088,32 €	1.088,32 €	1.088,32 €	1.088,32 €	1.088,32 €
-87,55 €	-175,10 €	-262,65 €	-350,19 €	-437,74 €	-525,29 €	-612,84 €	-700,39 €	-787,94 €	-875,48 €	-108,83 €	-217,66 €	-326,50 €	-435,33 €	-544,16 €
13.765,95 €	12.688,92 €	11.611,89 €	10.534,86 €	9.457,82 €	8.380,79 €	7.303,76 €	6.226,73 €	5.149,69 €	4.072,66 €	3.258,13 €	2.443,60 €	1.629,06 €	814,53 €	0,00 €
2.519,41 €	2.339,45 €	2.159,50 €	1.979,54 €	1.799,58 €	1.619,62 €	1.439,66 €	1.259,71 €	1.079,75 €	899,79 €	719,83 €	539,87 €	359,92 €	179,96 €	0,00 €
8.884,04 €	8.249,47 €	7.614,89 €	6.980,32 €	6.345,74 €	5.711,17 €	5.076,60 €	4.442,02 €	3.807,45 €	3.172,87 €	2.538,30 €	1.903,72 €	1.269,15 €	634,57 €	0,00 €
2.362,50 €	2.100,00 €	1.837,50 €	1.575,00 €	1.312,50 €	1.050,00 €	787,50 €	525,00 €	262,50 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €

Fuente: Elaboración propia. (2022)

Figura D.12: Cuenta de explotación con ayudas (años 0 a 10)

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CUENTA DE EXPLOTACIÓN											
Valoración del ahorro por generación eléctrica para autoconsumo interno		1.871,11 €	1.912,27 €	1.954,34 €	1.997,34 €	2.041,28 €	2.086,19 €	2.132,09 €	2.178,99 €	2.226,93 €	2.275,92 €
5. Otros ingresos de explotación		1.077,03 €	1.077,03 €	1.077,03 €	1.077,03 €	1.077,03 €	1.077,03 €	1.077,03 €	1.077,03 €	1.077,03 €	1.077,03 €
Subvenciones de capital incorporadas al resultado del ejercicio		1.077,03 €	1.077,03 €	1.077,03 €	1.077,03 €	1.077,03 €	1.077,03 €	1.077,03 €	1.077,03 €	1.077,03 €	1.077,03 €
Subvenciones instalación fotovoltaica		179,96 €	179,96 €	179,96 €	179,96 €	179,96 €	179,96 €	179,96 €	179,96 €	179,96 €	179,96 €
Subvenciones instalación eólica		634,57 €	634,57 €	634,57 €	634,57 €	634,57 €	634,57 €	634,57 €	634,57 €	634,57 €	634,57 €
Subvenciones instalación almacenamiento		262,50 €	262,50 €	262,50 €	262,50 €	262,50 €	262,50 €	262,50 €	262,50 €	262,50 €	262,50 €
7. Otros gastos de explotación		-154,14 €	-156,91 €	-159,74 €	-162,61 €	-165,54 €	-168,52 €	-171,55 €	-174,64 €	-177,79 €	-180,99 €
Gastos de operación y mantenimiento		-154,14 €	-156,91 €	-159,74 €	-162,61 €	-165,54 €	-168,52 €	-171,55 €	-174,64 €	-177,79 €	-180,99 €
8. Amortización del Inmovilizado		-1.164,99 €	-1.164,99 €	-1.164,99 €	-1.164,99 €	-1.164,99 €	-1.164,99 €	-1.164,99 €	-1.164,99 €	-1.164,99 €	-1.164,99 €
Dotación amortización instalación solar		-151,79 €	-151,79 €	-151,79 €	-151,79 €	-151,79 €	-151,79 €	-151,79 €	-151,79 €	-151,79 €	-151,79 €
Dotación amortización instalación eólica		-634,57 €	-634,57 €	-634,57 €	-634,57 €	-634,57 €	-634,57 €	-634,57 €	-634,57 €	-634,57 €	-634,57 €
Dotación amortización almacenamiento		-308,20 €	-308,20 €	-308,20 €	-308,20 €	-308,20 €	-308,20 €	-308,20 €	-308,20 €	-308,20 €	-308,20 €
Dotación amortización inversor		-70,43 €	-70,43 €	-70,43 €	-70,43 €	-70,43 €	-70,43 €	-70,43 €	-70,43 €	-70,43 €	-70,43 €
A.1) Resultado de Explotación		1.629,01 €	1.667,40 €	1.706,65 €	1.746,77 €	1.787,78 €	1.829,71 €	1.872,57 €	1.916,39 €	1.961,18 €	2.006,98 €
FLUJOS DE CAJA											
Amortización del inmovilizado		1.164,99 €	1.164,99 €	1.164,99 €	1.164,99 €	1.164,99 €	1.164,99 €	1.164,99 €	1.164,99 €	1.164,99 €	1.164,99 €
Resultado		1.629,01 €	1.667,40 €	1.706,65 €	1.746,77 €	1.787,78 €	1.829,71 €	1.872,57 €	1.916,39 €	1.961,18 €	2.006,98 €

Fuente: Elaboración propia. (2022)

Figura D.13: Cuenta de explotación con ayudas (años 10 a 25)

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
2.325,99 €	2.377,16 €	2.429,46 €	2.482,91 €	2.537,53 €	2.593,36 €	2.650,41 €	2.708,72 €	2.768,31 €	2.829,22 €	2.891,46 €	2.955,07 €	3.020,08 €	3.086,53 €	3.154,43 €
1.077,03 €	1.077,03 €	1.077,03 €	1.077,03 €	1.077,03 €	1.077,03 €	1.077,03 €	1.077,03 €	1.077,03 €	1.077,03 €	814,53 €	814,53 €	814,53 €	814,53 €	814,53 €
1.077,03 €	1.077,03 €	1.077,03 €	1.077,03 €	1.077,03 €	1.077,03 €	1.077,03 €	1.077,03 €	1.077,03 €	1.077,03 €	814,53 €	814,53 €	814,53 €	814,53 €	814,53 €
179,96 €	179,96 €	179,96 €	179,96 €	179,96 €	179,96 €	179,96 €	179,96 €	179,96 €	179,96 €	179,96 €	179,96 €	179,96 €	179,96 €	179,96 €
634,57 €	634,57 €	634,57 €	634,57 €	634,57 €	634,57 €	634,57 €	634,57 €	634,57 €	634,57 €	634,57 €	634,57 €	634,57 €	634,57 €	634,57 €
262,50 €	262,50 €	262,50 €	262,50 €	262,50 €	262,50 €	262,50 €	262,50 €	262,50 €	262,50 €					
-184,24 €	-187,56 €	-190,94 €	-194,37 €	-197,87 €	-201,43 €	-205,06 €	-208,75 €	-212,51 €	-216,33 €	-220,23 €	-224,19 €	-228,23 €	-232,33 €	-236,52 €
-184,24 €	-187,56 €	-190,94 €	-194,37 €	-197,87 €	-201,43 €	-205,06 €	-208,75 €	-212,51 €	-216,33 €	-220,23 €	-224,19 €	-228,23 €	-232,33 €	-236,52 €
-1.182,11 €	-1.182,11 €	-1.182,11 €	-1.182,11 €	-1.182,11 €	-1.182,11 €	-1.182,11 €	-1.182,11 €	-1.182,11 €	-1.182,11 €	-1.371,47 €	-1.371,47 €	-1.371,47 €	-1.371,47 €	-1.371,47 €
-151,79 €	-151,79 €	-151,79 €	-151,79 €	-151,79 €	-151,79 €	-151,79 €	-151,79 €	-151,79 €	-151,79 €	-151,79 €	-151,79 €	-151,79 €	-151,79 €	-151,79 €
-634,57 €	-634,57 €	-634,57 €	-634,57 €	-634,57 €	-634,57 €	-634,57 €	-634,57 €	-634,57 €	-634,57 €	-634,57 €	-634,57 €	-634,57 €	-634,57 €	-634,57 €
-308,20 €	-308,20 €	-308,20 €	-308,20 €	-308,20 €	-308,20 €	-308,20 €	-308,20 €	-308,20 €	-308,20 €	-476,27 €	-476,27 €	-476,27 €	-476,27 €	-476,27 €
-87,55 €	-87,55 €	-87,55 €	-87,55 €	-87,55 €	-87,55 €	-87,55 €	-87,55 €	-87,55 €	-87,55 €	-108,83 €	-108,83 €	-108,83 €	-108,83 €	-108,83 €
2.036,67 €	2.084,52 €	2.133,44 €	2.183,46 €	2.234,58 €	2.286,85 €	2.340,27 €	2.394,89 €	2.450,73 €	2.507,80 €	2.114,30 €	2.173,95 €	2.234,92 €	2.297,26 €	2.360,98 €
3.218,78 €	3.266,64 €	3.315,56 €	3.365,57 €	3.416,69 €	3.468,96 €	3.522,39 €	3.577,00 €	3.632,84 €	3.689,92 €	3.485,77 €	3.545,41 €	3.606,39 €	3.668,72 €	3.732,45 €
1.182,11 €	1.182,11 €	1.182,11 €	1.182,11 €	1.182,11 €	1.182,11 €	1.182,11 €	1.182,11 €	1.182,11 €	1.182,11 €	1.371,47 €	1.371,47 €	1.371,47 €	1.371,47 €	1.371,47 €
2.036,67 €	2.084,52 €	2.133,44 €	2.183,46 €	2.234,58 €	2.286,85 €	2.340,27 €	2.394,89 €	2.450,73 €	2.507,80 €	2.114,30 €	2.173,95 €	2.234,92 €	2.297,26 €	2.360,98 €

Fuente: Elaboración propia. (2022)

Figura D.14: Flujos de caja acumulados con ayudas (años 0 a 10)

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Flujos de caja acumulados	-29.124,79 €	-26.330,79 €	-23.498,40 €	-20.626,76 €	-17.715,00 €	-14.762,23 €	-11.767,53 €	-8.729,96 €	-5.648,58 €	-2.522,40 €	649,56 €
Valores actualizados	-29.124,79 €	2.733,86 €	2.711,76 €	2.690,15 €	2.669,02 €	2.648,35 €	2.628,14 €	2.608,37 €	2.589,04 €	2.570,13 €	2.551,64 €

Fuente: Elaboración propia. (2022)

Figura D.15: Flujos de caja acumulados con ayudas (años 10 a 25)

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
3.868,34 €	7.134,98 €	10.450,54 €	13.816,11 €	17.232,80 €	20.701,76 €	24.224,15 €	27.801,15 €	31.433,99 €	35.123,91 €	38.609,67 €	42.155,09 €	45.761,48 €	49.430,20 €	53.162,65 €
2.533,56 €	2.515,88 €	2.498,59 €	2.481,68 €	2.465,15 €	2.448,98 €	2.433,17 €	2.417,71 €	2.402,59 €	2.387,80 €	2.207,14 €	2.196,58 €	2.186,26 €	2.176,17 €	2.166,31 €

Fuente: Elaboración propia. (2022)

Figura D.16: Cálculo del VAN y TIR con ayudas

VAN	32.793,24 €
TIR	9,61%

Fuente: Elaboración propia. (2022)

Bibliografía

- [1] *Nuestro futuro común*. Inf. téc. Comisión Mundial sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo. ONU, 1987.
- [2] *Consumos del Sector Residencial en España*. Inf. téc. Instituto para la Diversificación y el Reto Demográfico, 2012.
- [3] de la Cruz Macho, Francisco Javier. (2013). “Valentín Calderón, piedra angular.” En: *Publicaciones de la Institución Tello Téllez de Meneses (PITTM)* 84 (2013), págs. 175-190.
- [4] *Boletín Oficial de la Provincia de Palencia*. 20 enero 1926.
- [5] *Boletín Oficial de la Provincia de Palencia*. 23 julio 1926.
- [6] *Boletín Oficial de la Provincia de Palencia*. 4 noviembre 1928.
- [7] *Plan Hidrológico de la parte española de la demarcación hidrográfica del Duero*. Inf. téc. Confederación Hidrográfica del Duero, 2016.
- [8] PVGIS. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/. [Consultado en 2022].
- [9] Asociación Empresarial Eólica. “Castilla y León es la comunidad autónoma con mayor generación eólica en 2020 y Zaragoza es líder en el ránking de producción por provincias”. En: (2021).
- [10] Centro Nacional de Energías Renovables. www.mapaeolicoiberico.com/. [Consultado en 2022].
- [11] *Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad*. Jefatura del Estado. 14 diciembre 2007.
- [12] *Directiva 92/43/CEE del Consejo, de 21 de mayo de 1992, relativa a la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres*. Comunidades Europeas. 22 julio 1992.
- [13] *Directiva 2009/147/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de noviembre de 2009, relativa a la conservación de las aves silvestres*. Unión Europea. 26 enero 2010.

- [14] *Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental*. Jefatura del Estado. 11 diciembre 2013.
- [15] *Decreto 7/2018, de 28 de marzo, por el que se aprueba el Plan de Ordenación de los Recursos Naturales de los Espacios Naturales «Covalagua y Las Tuerces» (Palencia y Burgos)*. Consejería de Fomento y Medio Ambiente. Junta de Castilla y León. 4 mayo 2018.
- [16] Bioraise. <http://bioraise.ciemat.es/Bioraise/home/main>. [Consultado en 2022].
- [17] Oríz Torres, Luis. *Estudio de caracterización de las biomásas forestales de interés energético existentes en el sur de Galicia y norte de Portugal*. Inf. téc. Uiversidad de Vigo, 2011.
- [18] *Biocombustibles: astilla de madera*. Inf. téc. Bures Profesionals, 2008.
- [19] *Experiencias con biomasa agrícola y forestal para uso energético*. Inf. téc. instituto para la Diversificación y ahorro de la energía, 2008.
- [20] *Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero*. Jefatura del Estado. 10 marzo 2005.
- [21] *Ley 9/2018, de 5 de diciembre, por la que se modifica la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, la Ley 21/2015, de 20 de julio, por la que se modifica la Ley 43/2003, de 21 de noviembre, de Montes y la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero*. Jefatura del Estado. 6 diciembre 2018.
- [22] *Información sobre capacidad de acceso [MW] disponible y ocupada en los nudos de la red de transporte*. Inf. téc. Red Eléctrica de España, abril de 2022.
- [23] *Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica*. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. 30 diciembre 2020.
- [24] *Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica*. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. 20 enero 2021.
- [25] *Report on unir investment cost indicators and corresponding reference values for electricity and gas infrastructure*. Inf. téc. Agency for the Cooperation of Energy Regulation, 2015.

-
- [26] Frías, Pablo. *The challenge of future electricity systems. "Supergrids". [Material de clase].* Universidad Pontificia Comillas. 2022.
- [27] Confederación Hidrográfica del Duero. <https://www.saihduero.es/descripcion-puntos-risr>. [Consultado en 2022].
- [28] *Plan especial de sequías en la cuenca del Duero. Anexo IV. Caracterización de los caudales ambientales.* Inf. téc. Confederación Hidrográfica del Duero, 2006.
- [29] *Documento Básico HE Ahorro de Energía.* Código Técnico de Edificación. 20 diciembre 2019.
- [30] Enair. Ryse Energy. <https://www.enair.es/es/app>. [Consultado en 2022].
- [31] *Next Generation EU.* Unión Europea. 21 julio 2020.
- [32] *Real Decreto 477/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba la concesión directa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla de ayudas para la ejecución de diversos programas de incentivos ligados al autoconsumo y al almacenamiento, con fuentes de energía renovable, así como a la implantación de sistemas térmicos renovables en el sector residencial, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.* Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. 29 junio 2021.
- [33] *Real Decreto 377/2022, de 17 de mayo, por el que se amplía la tipología de beneficiarios del Real Decreto 477/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba la concesión directa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla de ayudas para la ejecución de diversos programas de incentivos ligados al autoconsumo y al almacenamiento, con fuentes de energía renovable, así como a la implantación de sistemas térmicos renovables en el sector residencial, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, y del Real Decreto 1124/2021, de 21 de diciembre, por el que se aprueba la concesión directa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla de ayudas para la ejecución de los programas de incentivos para la implantación de instalaciones de energías renovables térmicas en diferentes sectores de la economía, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.* Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. 17 mayo 2022.
- [34] *Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.* Ministerio para la Transición Ecológica. 5 abril 2019.
- [35] Díaz Pampín, Javier y Sánchez Mingarro, Matías J.. *Centrales y Subestaciones Eléctricas. "Tema 2. Centrales eléctricas". [Material de clase].* Universidad Pontificia Comillas. 2022.

- [36] *Ley 5/2009, de 4 de junio, del Ruido de Castilla y León*. Presidencia de la Junta de Castilla y León. 4 junio 2009.
- [37] “La Directora General del Agua inaugura dos actuaciones de mejora ecológica del río Pisuegra en las que el MARM ha invertido más de 6 millones de euros”. En: *Econoticias* (2011).
- [38] *Plan hidrológico de la parte española de la demarcación hidrográfica del Duero (2015-2021). Anexo 1: Masas de agua artificiales y muy modificadas. Apéndice II. Fichas de masas muy modificadas: nuevas designaciones plan 2015-2021*. Inf. téc. Confederación Hidrográfica del Duero, 2015.
- [39] *Plan hidrológico de la parte española de la demarcación hidrográfica del Duero (2022-2027). Anexo 1: Designación de masas de agua artificiales y muy modificadas. Apéndice III. Fichas de masas muy modificadas: nuevas designaciones plan 2022-2027*. Inf. téc. Confederación Hidrográfica del Duero, 2022.
- [40] *Buenas prácticas en actuaciones de conservación, mantenimiento y mejora de cauces*. Inf. téc. Ministerio para la Transición Ecológica, 2019.
- [41] *Diseño y predimensionamiento de una celosía de cordones paralelos*. Universidad Politécnica de Valencia. 2013.
- [42] *UNE-EN IEC 61400-1. Sistemas de generación de energía eólica. Parte 1: Requisitos de diseño*. Asociación Española de Normalización y Certificación. 2020.
- [43] *Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión*. Ministerio de Ciencia y Tecnología. 18 septiembre 2002.
- [44] Konstruir. <http://www.konstruir.com/ferralla/zapat.php>. [Consultado en 2022].
- [45] *Real Decreto-ley 11/2022, de 25 de junio, por el que se adoptan y se prorrogan determinadas medidas para responder a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania, para hacer frente a situaciones de vulnerabilidad social y económica, y para la recuperación económica y social de la isla de La Palma*. Jefatura del Estado. 26 junio 2022.
- [46] *Informe de proyecciones de la economía española*. Inf. téc. Dirección General de Economía y Estadística. Banco de España, 2022.
- [47] *Decreto legislativo 1/2015, de 12 de noviembre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Prevención Ambiental de Castilla y León*. Junta de Castilla y León. 12 noviembre 2015.
- [48] *Agenda 2030*. Inf. téc. 2015.

- [49] Sun Earth Tools. [https://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos_earth.php?lang = es](https://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos_earth.php?lang=es). [Consultado en 2022].

BIBLIOGRAFÍA
