



Trabajo Fin de Máster

*Estudio de viabilidad de diferentes alternativas para
el suministro de energía a un campo agrícola*

*Feasibility study of different alternatives for
supplying energy to an agricultural field*

Autor

Luis Baqué Ibarzo

Director

Dr. Antonio Joaquín Montañés Espinosa

Máster en Ingeniería Industrial

ESCUELA DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA (EINA)

Junio, 2024. Zaragoza.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, me gustaría agradecer a IDOM como empresa y a Álvaro Blasco, a Antonio Pérez y a Alfonso Heredia en particular por todo el apoyo prestado para poder realizar el presente Trabajo Fin de Máster y por haberme facilitado el contacto del propietario del Castillo de Orús.

La constante comunicación con el propietario, la facilitación de documentos por su parte y la resolución de cualquier tipo de dudas fue completamente fundamental. Sin su ayuda y su compromiso habría sido imposible si quiera plantear un proyecto como este. De hecho, fue muy fluida y cordial, ayudando enormemente a la realización de este TFM y al entendimiento de temas técnicos de manera eficaz, precisa y constante. Todas las dudas, sugerencias, aproximaciones o posibles cambios se consensuaron entre los dos y se determinó la opción que más favorable posible. Adicionalmente, me gustaría agradecer la oportunidad que se me brindó para ir a su propiedad, tomar fotos, hacer un esquema mental de la finca y resolver todo tipo de cuestiones con un trato exquisito.

Además, agradecer a mi director del TFM, Antonio Joaquín Montañés Espinosa por guiarme para la realización de este proyecto y por haberme guiado durante todo el camino, quedando plasmado todo el esfuerzo realizado en el presente trabajo.

Finalmente, me gustaría agradecer a Oriol Lacave por proporcionarme datos de viento de la plataforma VORTEX, a bombas ideal por enviarme la curva de potencia de la bomba instalada en la finca y a Respira Energía y Endesa por la información facilitada y por el trato a la hora de conseguir información de sus empresas.

RESUMEN

Actualmente, la necesidad de acelerar la transición energética y las incertidumbres constantes sobre el precio de la electricidad fomentan el uso de energías renovables para el autoconsumo. La eficiencia y rentabilidad hacen muy atractivas este tipo de inversiones.

Así que, con el fin de suplir las necesidades energéticas de un campo agrícola se realizó un estudio para la ampliación del parque renovable ya existente con el fin de independizarse de la red mediante el uso de energías limpias y sostenibles con el medio ambiente.

En primer lugar, se analizaron las necesidades de consumo eléctrico e hídrico y los datos de partida con los que empezar el proyecto. En base a lo cual, se plantearon diferentes alternativas para suplir la demanda de energía.

En consecuencia, se analizó el parque ya existente de 90kWp, su ampliación a 190kWp y la hibridación con eólica hasta llegar a los 190kW renovables instalados. Además, se estudió el uso de una turbina para generar todavía más energía renovable.

Seguidamente, se estudió la rentabilidad económica de cada una de las alternativas y se compararon entre ellas y frente al mercado.

Finalmente, se propuso la alternativa más viable y se expusieron posibles horizontes con los que ampliar este TFM.

ABSTRACT

Currently, the need to accelerate the energy transition and the constant uncertainties about the price of electricity encourage the use of renewable energies for self-consumption. Efficiency and profitability make this type of investment very attractive.

Therefore, in order to meet the energy needs of an agricultural field, a study was carried out to expand the existing renewable energy park in order to become independent from the grid by using clean and environmentally sustainable energies.

First of all, the electricity and water consumption needs were analysed and the starting data with which to begin the project were analysed. Based on this, different alternatives were proposed to meet the energy demand.

Consequently, the existing 90kWp wind farm, its extension to 190kWp and the hybridisation with wind power to reach the 190kW of installed renewable energy were analysed. In addition, the use of a turbine to generate even more renewable energy was studied.

The economic profitability of each of the alternatives was then studied and compared with each other and with the market.

Finally, the most viable alternative was proposed and possible horizons with which to extend this TFM were presented.

LISTA DE ACRÓNIMOS

IDOM →	IDOM Consulting, Engineering, Architecture
PV →	<i>Photovoltaic</i> (Fotovoltaico)
PE →	Parque Eólico
TFM →	Trabajo Fin de Máster
CHE →	Confederación Hidrográfica del Ebro
OMIE →	Operador del Mercado Ibérico de Energía
FC →	Flujo de Caja
VAN →	Valor Actual Neto
TIR →	Tasa Interna de Retorno
WACC→	Weighted Average Cost of Capital (Coste Promedio Ponderado del Capital)
CAPEX→	Capital Expenditure (Gasto de Capital o Inversión Inicial)
OPEX →	Operational Expenditure (Gastos Operativos)
kW →	Kilovatio
kWh →	Kilovatio hora
MW →	Megavatio
MWh →	Megavatio hora
EBITDA →	Earnings Before Intereses Taxes Depreciation and Amortization (beneficios antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización).
LCOE →	Levelized Cost of Energy (Coste normalizado de la energía).

ÍNDICE

1. CAPÍTULO 1.Introducción	13
1.1 Planteamiento del problema a abordar	13
1.2 Motivación y objetivos del trabajo	15
1.3 Estado del arte de las tecnologías de origen renovable	16
1.4 Metodología y organización de la memoria	19
2. CAPÍTULO 2.Análisis de las Necesidades de Consumo	23
2.1 Datos de partida	23
2.2 Evolución del consumo eléctrico	29
2.3 Evolución del consumo hídrico	35
2.4 Planteamiento de diferentes alternativas	36
2.5 Justificación de los excedentes	38
3. CAPÍTULO 3.Sistema de Bombeo Reversible	41
3.1 Sistema de redes de bombeo	41
3.2 Sistema de turbinación	43
3.3 Consideraciones económicas	45
4. CAPÍTULO 4.Autoconsumo con Parque PV	46
4.1 Análisis del del recurso fotovoltaico	46
4.2 Evaluación del suministro de energía	49
4.3 Evaluación del balance energético	50
4.4 Estudio económico	54
5. CAPÍTULO 5.Ampliación del Parque PV	59
5.1 Análisis del recurso fotovoltaico	59
5.2 Evaluación del suministro de energía	59
5.3 Evaluación del balance energético	60
5.4 Estudio económico	66
6. CAPÍTULO 6.Hibridación con Energía Eólica	73
6.1 Análisis del recurso eólico	73
6.2 Evaluación del suministro de energía	79
6.3 Evaluación del balance energético	89
6.4 Estudio económico	94

7. CAPÍTULO 7.Evolución Futura del Precio en el Mercado Mayorista de la Electricidad y Precio de la Energía Renovable Generada	101
7.1 Evaluación del precio a lo largo del tiempo y en el futuro	101
7.2 Precio de la energía generada por cada alternativa durante su ciclo de vida	104
8. CAPÍTULO 8.Comparativa Económica	105
8.1 Comparativa de la rentabilidad económica	105
9. CAPÍTULO 9.Conclusiones y Trabajo Futuro	109
10. BIBLIOGRAFÍA	111
11. ANEXOS	I
12. ANEXO I. Fotografías Castillo de Orús	III
13. ANEXO II. Comparación de la Producción Energética entre FIMER y PVGIS	V
14. ANEXO III. Precios Tarifa 6.1TD Facilitados por Respira Energía	VII
15. ANEXO IV. Problemática Régimen Autoconsumo vs. Generador/Productor	IX
16. ANEXO V. Cálculo del Caudal mediante la Fórmula de Manning	XI
17. ANEXO VI. Irradiancia Total	XIII
18. ANEXO VII. Método WACC	XV
19. ANEXO VIII.Aerogenerador nED100	XVII
20. ANEXO IX. Cuenta de Pérdidas y Ganancias y Flujo de Caja	XIX
21. ANEXO X. Evolución horaria del precio de la electricidad en 2022 y en 2023.	XXI
22. ÍNDICE DE FIGURAS	XXIII
23. ÍNDICE DE TABLAS	XXVII

CAPÍTULO 1. Introducción

En este primer capítulo se introduce el problema planteado en el presente TFM. A su vez, también se comenta la motivación que ayudó a impulsar este trabajo con sus objetivos y, finalmente, se resume la metodología usada y la organización de la memoria.

1.1 Planteamiento del problema a abordar

El propietario (y agricultor) de la finca del Castillo de Orús, ubicada en el Término Municipal de Huesca como se muestra en la Figura 1.1, está en posesión de un campo agrícola de 49,2ha que se riega con una bomba de 70kW y la cual es alimentada por un parque PV de 90kWp, pero no se suministra la energía suficiente que demanda dicha bomba y, por lo tanto, se tiene que comprar energía de la red para suplir esa carencia energética.

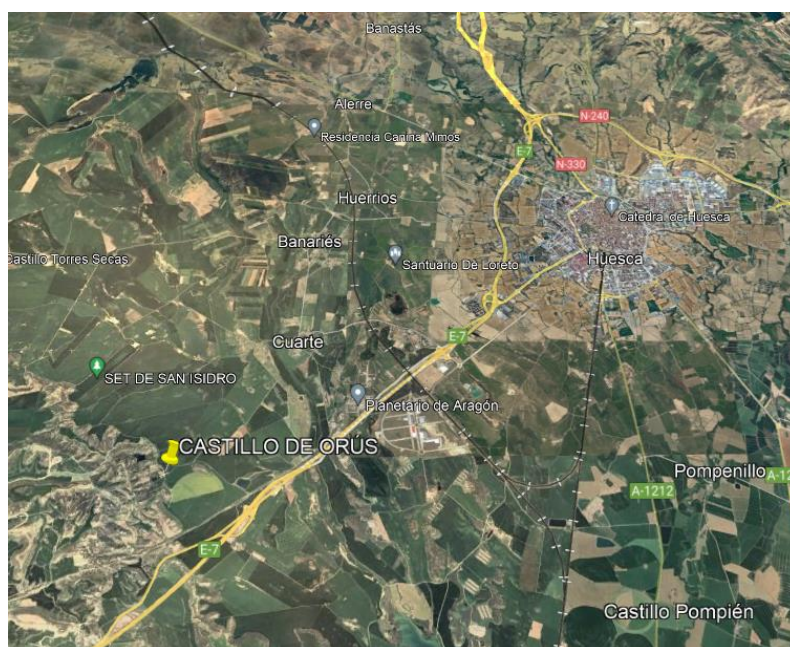


Figura 1.1: Localización de la finca del Castillo de Orús

Sin embargo, se pretende ser lo más independiente posible de la red mediante una ampliación del parque renovable en la finca debido, principalmente, a dos inconvenientes: (1) las fluctuaciones del precio de la electricidad (Figura 1.2) y (2) el cambio climático. Por un lado, dichas fluctuaciones (originadas por guerras, pandemias o algún problema de otra índole) son totalmente impredecibles e impiden realizar el cálculo económico de la rentabilidad del propio campo. Por otro lado, el cambio climático plantea una serie de problemas a largo plazo para el planeta y la especie humana, aparte de los potenciales impuestos que se puedan implantar con el objetivo de reducir las emisiones a la atmósfera, como la tasa de los derechos de emisión de CO₂ [1] los cuales se pueden evitar haciendo uso de energía renovable.

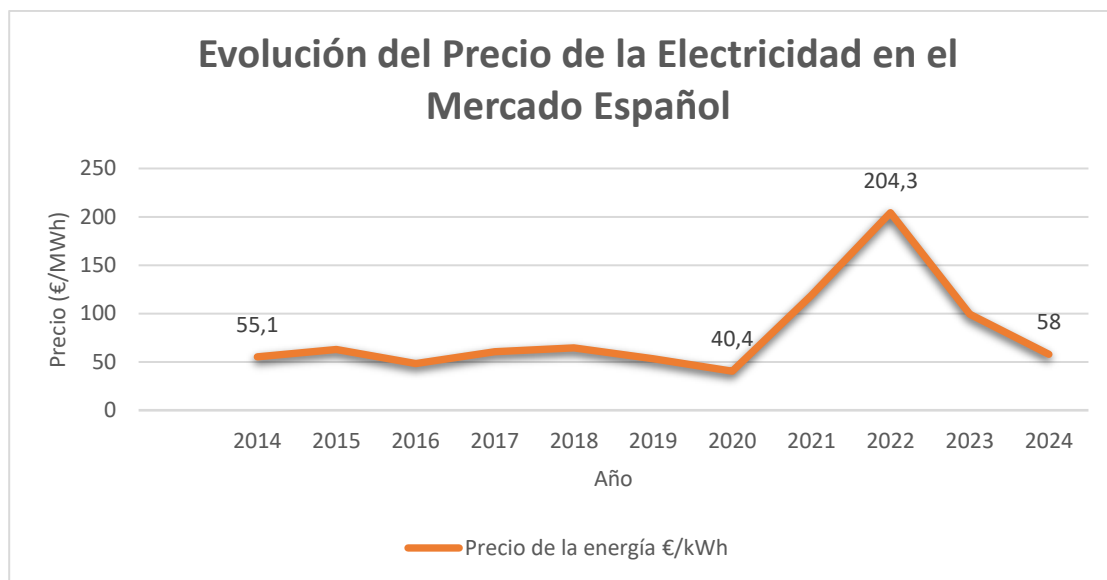


Figura 1.2 Evolución del precio de la electricidad en el mercado español

Es por ello que, para lidiar con estos dos problemas a la vez, se ha optado en muchos sectores por el autoconsumo renovable. Así, se consigue un precio estable al no depender del *pool* energético [2] y, por otra parte, se asegura que la energía provenga exclusivamente de energías renovables y no de contaminantes. Porque, aunque es cierto que España está cumpliendo con la transición energética para tener una red más sostenible y amigable con el medioambiente, se sigue haciendo uso de energías no renovables como el ciclo combinado o la cogeneración como se observa en la Figura 1.3 [3].

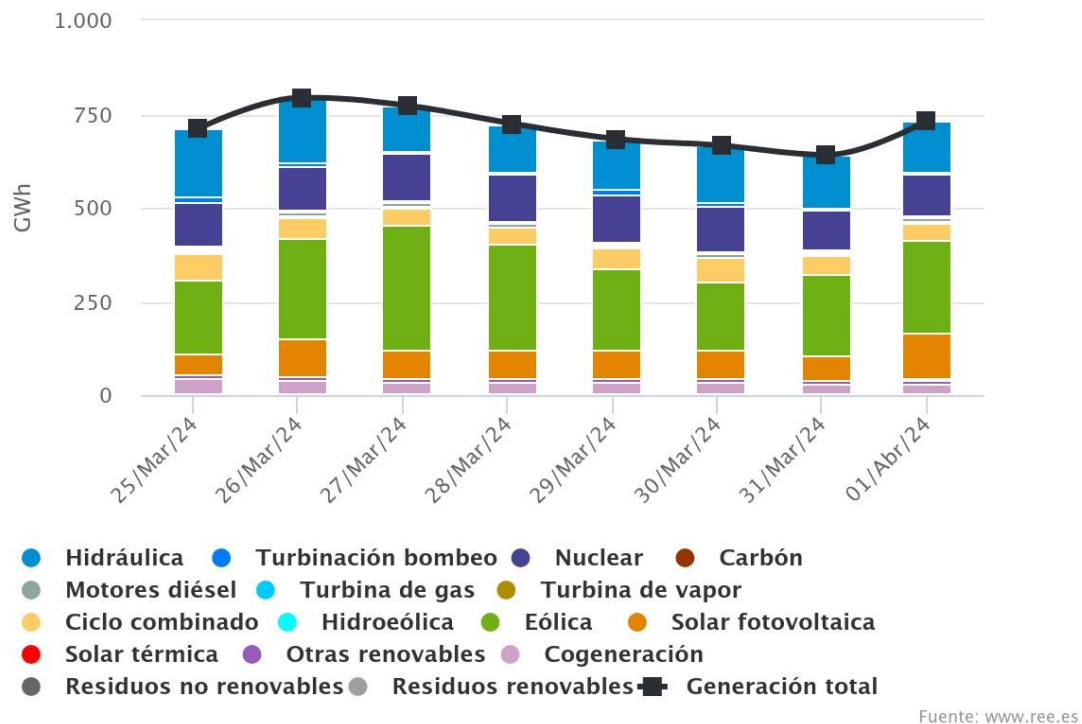


Figura 1.3 Mix energético en el mercado español

Así que, con el propósito de abordar el ejercicio técnico de ampliar el parque renovable, se plantearán diferentes alternativas renovables para, en última instancia, concretar cuál será la opción más viable.

1.2 Motivación y objetivos del trabajo

La principal motivación del TFM surgió debido a la necesidad del propietario del Castillo de Orús de poder ser independiente de la red eléctrica.

Mediante la consecución de este objetivo, se consigue frenar el cambio climático y cubrirse frente a las fluctuaciones del precio de la electricidad en el mercado eléctrico.

Además, cabe añadir que el propietario, aunque también su familia, es una persona muy concienciada con el medio ambiente y la sostenibilidad, por lo que no está a favor de energías contaminantes ni de ningún otro tipo de bien o servicio perjudicial con el mismo. Por comentar un ejemplo, desde los 20 años se ha dedicado a repoblar todo el monte que tiene en la parte sureste de la finca con el fin de crear un bosque precioso que

fomente la fauna y la flora de la zona y aumente la biodiversidad de la misma sin obtener ningún tipo de compensación económica.

El objetivo del trabajo es simple. Una vez se hayan estudiado todas las alternativas posibles consensuadas con el agricultor, se deberán comparar todas ellas a nivel técnico y económico con el fin de escoger la opción más favorable y solucionar el problema planteado.

1.3 Estado del arte de las tecnologías de origen renovable

Desde hace décadas que las energías renovables han ido cobrando una relevancia significativa debido a la creciente necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero para mitigar el cambio climático. Estas fuentes de energía son inagotables y tienen un impacto ambiental considerablemente menor en comparación con los combustibles fósiles. Entre las energías renovables más destacadas se encuentran las siguientes:

- Solar: la energía solar es una de las formas más prometedoras de energía renovable. Se obtiene mediante la conversión de la luz solar en electricidad usando paneles fotovoltaicos o colectores solares térmicos. Esta tecnología ha avanzado significativamente, reduciendo los costos y aumentando la eficiencia de los paneles solares.
- Eólica: la energía eólica se genera a partir del viento, utilizando aerogeneradores que convierten la energía cinética del mismo en electricidad. Es una de las fuentes de energía más económicas y de rápido crecimiento. Los parques eólicos pueden ser terrestres o marinos, con estos últimos aprovechando los vientos más fuertes y constantes del mar.



Figura 1.4 Hibridación parque PV y eólico

- Hidroeléctrica: esta energía se produce a partir del agua en movimiento, generalmente a través de presas que almacenan agua y la liberan para generar electricidad. Es una fuente de energía estable y confiable, aunque su construcción puede tener un impacto ambiental significativo.
- Energía Geotérmica: la energía geotérmica se obtiene aprovechando el calor interno de la Tierra. Se usa para generar electricidad y para aplicaciones directas como calefacción. Es una fuente de energía constante y eficiente, especialmente en regiones con alta actividad geotérmica.
- Biomasa: la biomasa utiliza materiales orgánicos como residuos agrícolas, madera y desechos urbanos para producir energía. Puede ser convertida en biocombustibles, biogás o directamente quemada para generar electricidad. Es una forma de energía renovable que también ayuda a gestionar los residuos.

Un caso muy particular de la utilización de energías renovables con el fin de alcanzar la autosuficiencia ha sido el proyecto denominado Gorona del Viento [4] en la isla de El Hierro (islas Canarias) mediante la cual se ha conseguido, satisfactoriamente, proveer energía suficiente a la isla mediante la combinación de eólica e hidroeléctrica, como se muestra en la Figura 1.5.

Este proyecto sirvió como fuente de inspiración para la realización de este TFM, ya que el propietario del Castillo de Orús siempre ha visto con fascinación la idea conceptual de Gorona del Viento.

La Central Hidroeólica, sistema de Gorona del Viento El Hierro, S.A., está diseñada para abastecer a la isla del Meridiano de energía eléctrica a partir de fuentes limpias y renovables como el agua y el viento.

El Parque Eólico que consta de cinco aerogeneradores es capaz de abastecer la demanda eléctrica de El Hierro. El excedente eólico que no es aprovechado por la población se destina a bombear agua entre el depósito inferior y el superior, agua que queda acumulada en este último depósito y será la responsable de producir electricidad a partir del salto hidráulico en momentos de escasez de viento.



Figura 1.5 Gorona del Viento

Este sistema híbrido permite que la isla de El Hierro sea prácticamente autosuficiente en términos de energía eléctrica, reduciendo su dependencia de los combustibles fósiles y disminuyendo las emisiones de CO₂, cumpliendo los objetivos de este TFM. Además, el proyecto ha demostrado ser un modelo replicable para otras islas y comunidades remotas que buscan lograr la independencia energética y sostenibilidad.

El estudio de Gorona del Viento ha revelado varias ventajas y desafíos asociados con la implementación de sistemas de energía renovable en regiones aisladas. Entre las

ventajas se encuentran la reducción de costos a largo plazo, la creación de empleo local y la mejora en la seguridad energética. Sin embargo, también se han identificado desafíos como la necesidad de una infraestructura inicial significativa y la gestión de la variabilidad en la producción de energía eólica.

En conclusión, el estado del arte de las energías renovables muestra un panorama prometedor con avances tecnológicos constantes y un aumento en la implementación a nivel global. Proyectos como Gorona del Viento destacan la viabilidad y los beneficios de las energías renovables, sirviendo como ejemplos inspiradores para futuras iniciativas en todo el mundo.

1.4 Metodología y organización de la memoria

Con el fin de encontrar una solución al problema planteado se propusieron varias alternativas diferentes. Todas ellas se fueron desarrollando paralelamente, aunque estuvieran relacionadas entre sí al tener características similares. Se siguió un procedimiento similar en cada una hasta poder realizar una comparativa entre ellas en base a resultados técnicos y económicos. Para una mejor comprensión de los pasos seguidos en el desarrollo de este TFM se realizó un diagrama de flujo (*Flow chart*), que se muestra en la Figura 1.6.

Se utilizaron varios programas informáticos con el objetivo de conseguir datos e información acerca de los recursos energéticos en la zona. Más concretamente se hizo uso del *software online* Vortex para el estudio del recurso eólica y de PVGIS para el recurso solar. Además, se hizo uso de *spreadsheets* para poder agregar toda la información y organizarla con el fin de obtener datos definitivos y resolutorios. Además, se obtuvieron datos de OMIE, de Endesa y de Respira Energía del precio de la energía para poder calcular el ingreso por ventas o el gasto y ahorro generado cada hora.

La organización de la memoria es la siguiente:

En el capítulo 2, se comienza realizando un análisis de las necesidades de consumo partiendo de unos datos iniciales y evaluando el consumo eléctrico e hídrico para, seguidamente, plantear las diferentes alternativas.

Seguidamente, en el capítulo 3 se desarrolla el sistema de redes de bombeo de la finca y la futura turbina que se podría implementar. Adicionalmente, se detalla un estudio económico.

A continuación, en los capítulos 4, 5 y 6, se detallan cada una de las alternativas. Para cada una se estudia, primeramente, el recurso renovable de la zona, después se evalúa la producción energética para, a continuación, realizar un balance compensando la demanda energética. Finalmente, se estudia su viabilidad económica.

Más adelante, en el capítulo 7 se expone el estudio del precio histórico y futuro del mercado eléctrico español y se compara este mismo con el precio obtenido con cada alternativa.

Seguidamente, en el capítulo 8 se realiza una comparativa económica de todas las alternativas sugeridas.

Finalmente, en el capítulo 9 se detallan las conclusiones del proyecto y el trabajo futuro.

Con respecto a los anexos, en el **Anexo I** se exponen varias fotografías tomadas durante la visita al Castillo de Orús. Después, en el **Anexo II** se realiza una comparación entre la producción solar según PVGIS frente a la real conseguida con FIMER. En el **Anexo III** se muestran los precios de la Tarifa 6.1TD facilitados por Respira Energía. A continuación, en el **Anexo IV** se expone la problemática del paso de régimen de autoconsumo a generador/productor. Seguidamente, en el **Anexo V** se detallan cálculos del caudal de la turbina. Más adelante, en el **Anexo VI** se detallan las diferentes componentes de la irradiancia. Después, En el **Anexo VII** se explica el método WACC. En el **Anexo VIII** se muestran diferentes características del aerogenerador nED100. Seguidamente, en el **Anexo IX** se detalla la cuenta de pérdidas y ganancias utilizada para calcular los flujos de caja de cada alternativa. Y, por último, en el **Anexo X** se muestra la evolución del precio de la electricidad en 2022 y en 2023.

El esquema seguido para la realización del presente TFM se muestra de manera visual en la siguiente Figura 1.6.

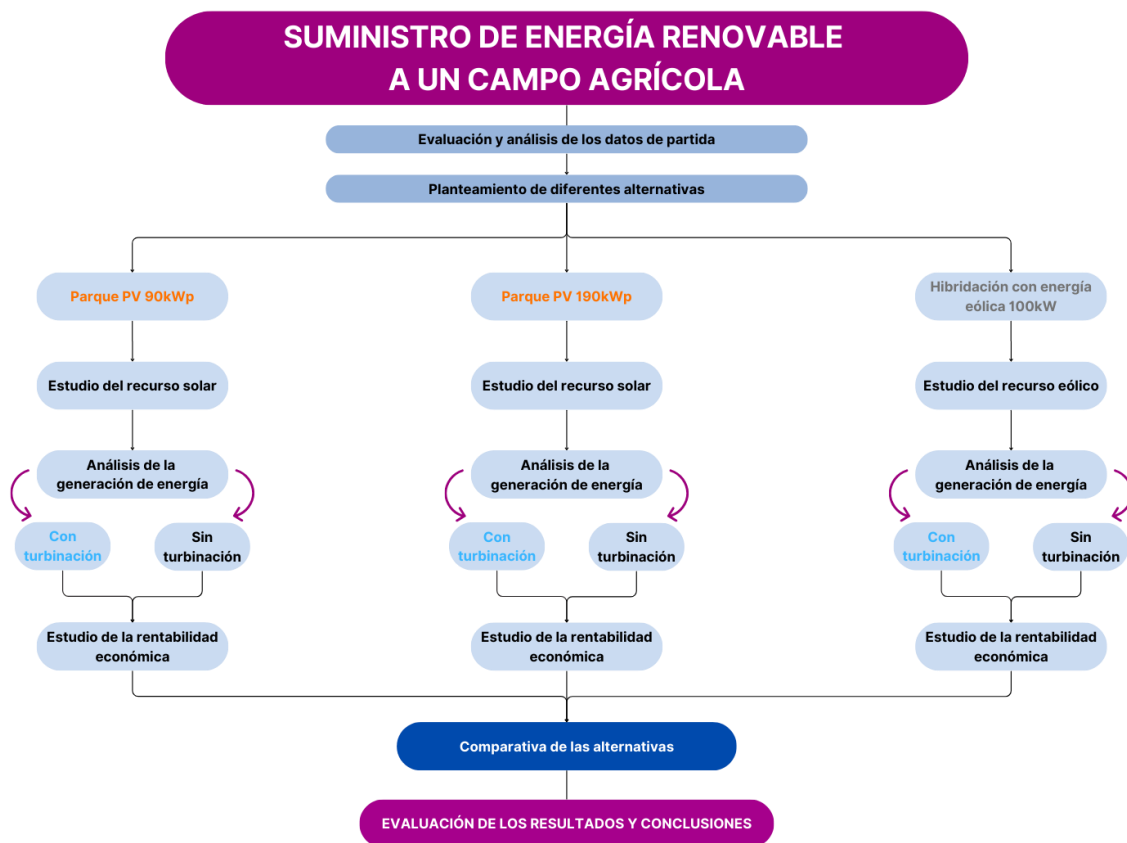


Figura 1.6 Flow chart del TFM

CAPÍTULO 2. Análisis de las Necesidades de Consumo

El presente estudio debe atender a las necesidades reales de consumo facilitadas por el propietario del Castillo de Orús, por lo tanto, a lo largo del capítulo se detallan cuáles son los datos de partida y la evolución del consumo eléctrico e hídrico para, finalmente, plantear diferentes alternativas a evaluar en el presente Trabajo Fin de Máster.

2.1 Datos de partida

Antes de comenzar a analizar los consumos del campo de regadío, se deben exponer todos los datos de partida que se obtuvieron durante la visita al Castillo de Orús.

El propietario acordó con la CHE (Confederación hidrográfica del Ebro) una concesión para captar hasta 800.000m³ de agua proveniente del barranco de La Bala al norte de la finca. Dicha corriente de agua se recoge en un embalse de 160.265m³, sin embargo, su toma de agua se sitúa al fondo de la balsa a unos 40cm por encima de su cota más profunda, por lo tanto, se genera una reserva ecológica de 2.000m³, así que el volumen útil de agua es de 158.265m³ (para el estudio se redondeará a 160.000m³).

Para poder recolectar más agua se dispone de dos embalses situados en cotas superiores que se utilizan para el riego por gravedad en el campo de regadío y, como se verá más adelante, para una futura central de bombeo reversible. La primera de ellas es la balsa de la Paridera (Norte) y la segunda es la balsa de la Cabañera (Sur), ambas con un volumen útil de 25.000m³ al estar las dos colmatadas, ya que su volumen máximo asciende a 50.000m³ en cada una. Su ubicación, el sistema de tuberías, los embalses del campo de riego y más factores relevantes se muestran en la Figura 2.1.

Sin embargo, se podría hacer una ampliación de su capacidad, que oscilaría entre 15.000-20.000m³.

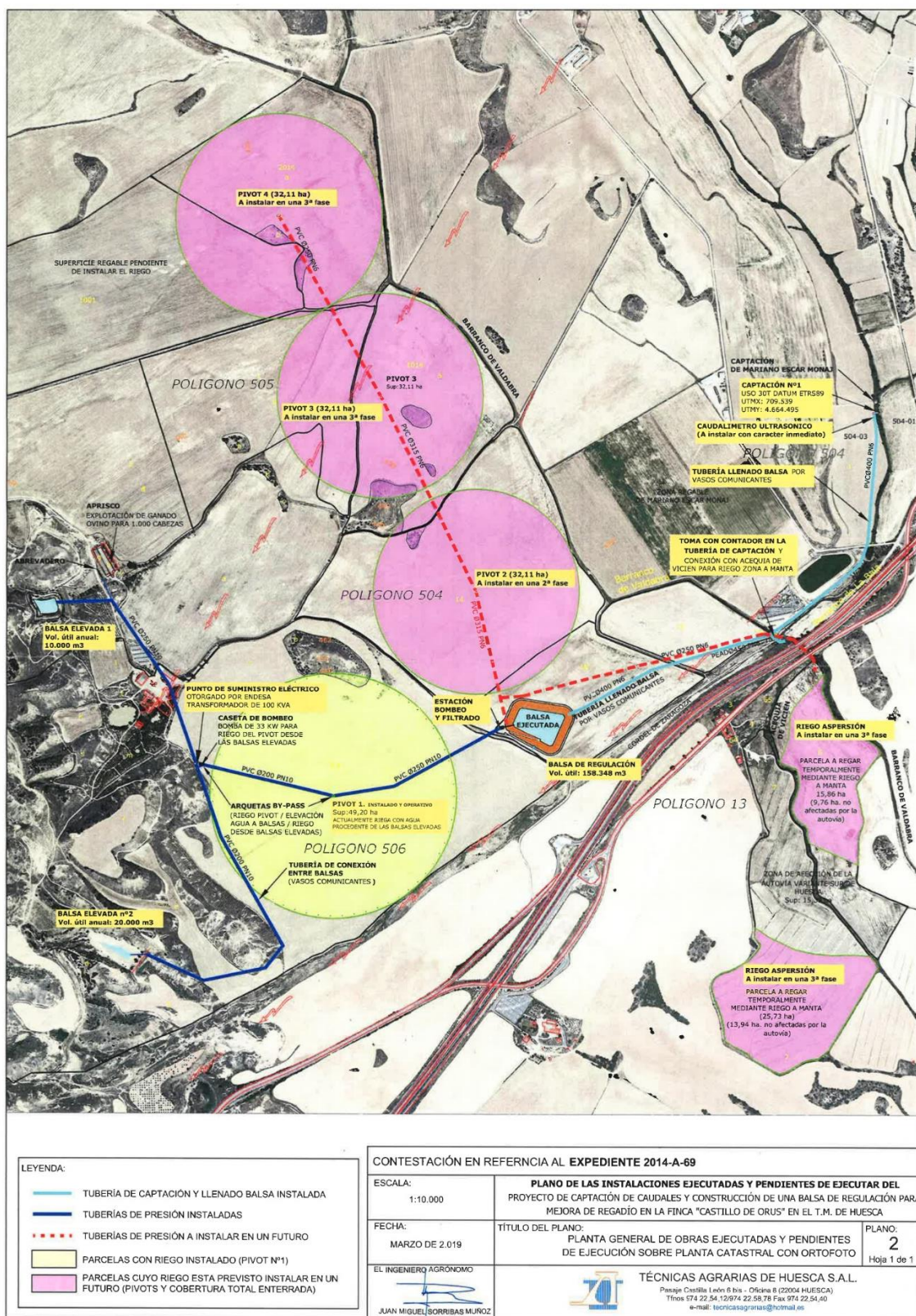


Figura 2.1 Planos de las instalaciones ejecutas y pendientes de ejecutar

El campo actual de regadío de 49,2ha se corresponde con la circunferencia amarilla donde se cultiva, actualmente, colza como se puede observar en la siguiente Figura 2.2.



Figura 2.2 Caseta y campo de regadío

El modelo de la bomba instalada es el VG-125 de 5 fases de la marca IDEAL, capaz de suministrar un caudal de 55l/s con una altura de 65m.c.a. y un rendimiento del 78% absorbiendo una potencia de 55kW a 1450r.p.m. y 400V. No obstante, la potencia instalada total es mayor debido a que hay tres equipos más instalados que consumen potencia: motor del cañón final del pivot (1,5kW), motores de las torres del pivot (6kW) y el filtrado y tomar de fuerza en la estación de bombeo (8,5kW), sumando un total de 70kW. La curva característica de la curva, que fue facilitada por Bombas Ideal, se muestra en la siguiente Figura 2.3.

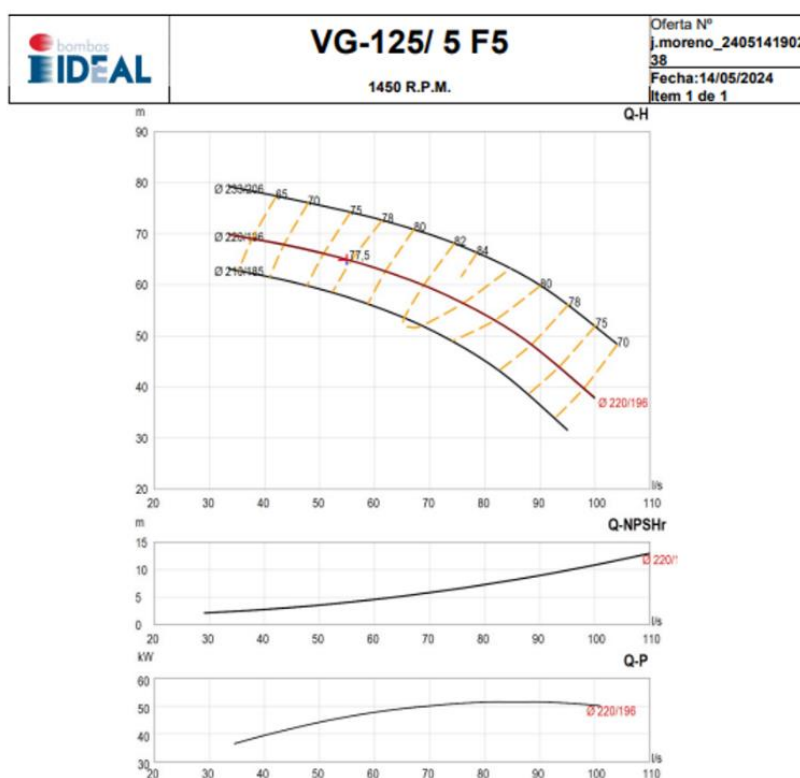


Figura 2.3 Curva característica de la bomba ideal

Además, existe otra bomba de 33kW que se utiliza, cuando se requiere, para el riego por gravedad desde los embalses superiores con el fin de llegar a los puntos más periféricos del área de cultivo. Dicha bomba se encuentra en la caseta de la Figura 2.2. Además, en dicha caseta se encuentra un T en derivación (o codo en Y) que distribuye el caudal de agua del embalse inferior a los dos embalses superiores.

El suministro eléctrico de todos los equipos mencionados anteriormente alterna entre la producción renovable del autoconsumo y de la red general cuando decae la generación. Es importante destacar también que cuando se riega por gravedad funciona (o no, dependiendo de las necesidades hídricas) la bomba de 33kW y cuando se riega desde la balsa ejecutada (el embalse inferior) se hace uso del equipo de 70kW, nunca funcionan a la vez.

Cabe resaltar que nunca se han utilizado los 800.000m³ y es por ello que se tiene pensado ampliar el campo de regadío y con ello aumentar el consumo hídrico y energético (añadiendo una nueva bomba). El nuevo cultivo sería de 32ha y se correspondería con la circunferencia morada colindante a la balsa ejecutada de la imagen Figura 2.1.

Adicionalmente se presenta en la Figura 2.4 datos más específicos de la conexión de balsa ejecutada y la bomba:

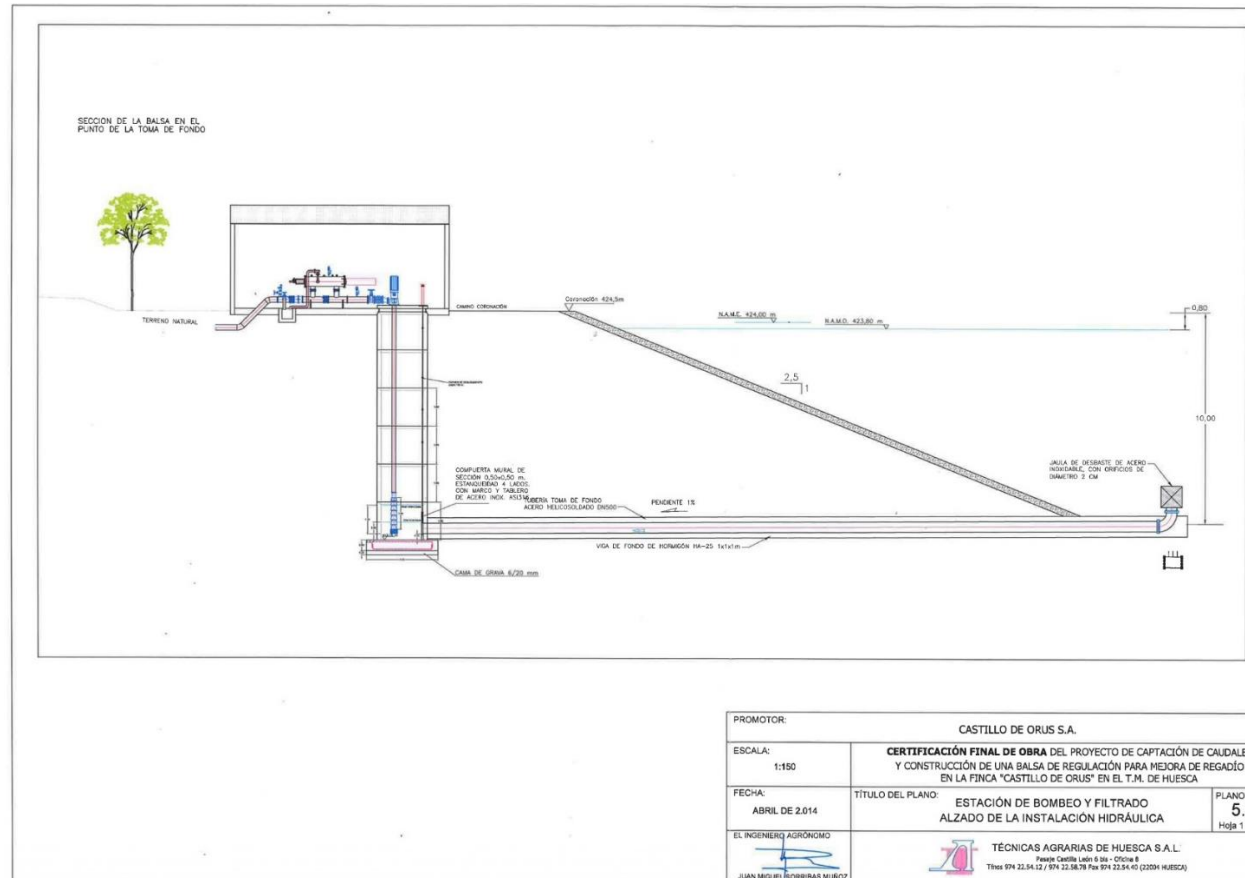


Figura 2.4 Conexión balsa reguladora con la bomba

A continuación, en la siguiente tabla Tabla 2.1, se muestran las características más relevantes del sistema de tuberías de PVC y embalses:

<i>Tabla 2.1 Características sistema de tuberías y embalses</i>			
Emplazamiento	Cota media (m)	Distancia (m)	Capacidad (m3)
Balsa de regulación/embalse inferior	419.9	-	160.000
Estación de bombeo	428.9	30 m a la balsa de regulación	-
Pívot 1		540 m a la estación de bombeo	-
Caseta de bombeo por gravedad	450	375 m al pívot	-
Balsa elevada 1 / La Paridera	475	675 m a la caseta de bombeo	25.000
Balsa elevada 2 / La Cabañera	470	900 m a la caseta de bombeo	25.000

Se ha considerado conveniente añadir la Figura 2.5 para una mejor visualización de la finca y sus partes.

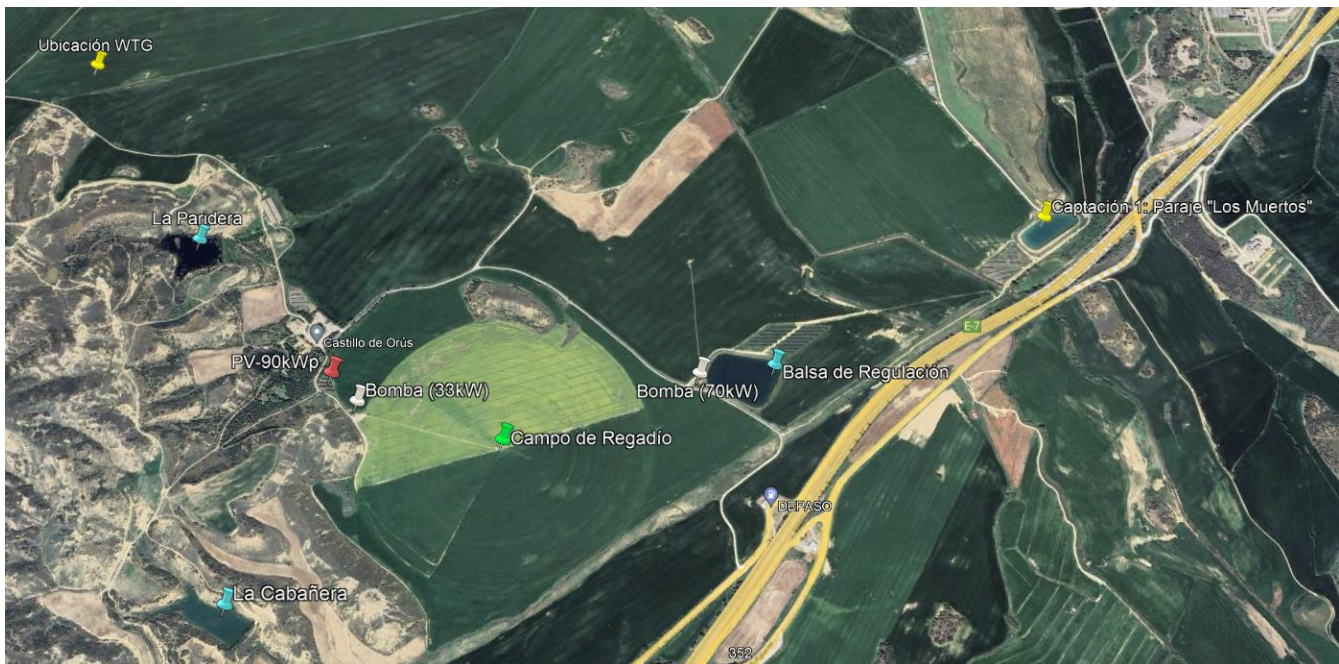


Figura 2.5 Referencias principales de la finca del Castillo de Orús

Véase el **Anexo I** para visualizar más fotos que se tomaron durante la visita a la finca.

2.2 Evolución del consumo eléctrico

Castillo de Orús Sociedad Limitada se rige, actualmente, por un contrato con Respira Energía Mediterránea S.A. de alta y media tensión según la tarifa 6.1TD con una tensión de acceso de 1,5 kV para poder consumir energía de la red. Dicha tarifa está regulada por la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia de acuerdo con la resolución del 21 de diciembre de 2023 publicada en el Boletín Oficial del Estado con el fin de estar vigente durante todo el año 2024 (se actualiza año tras año) [5].

En dicha resolución sólo se regulan los peajes por el transporte y distribución, sin embargo, de cara al pago a la comercializadora se deben tener en cuenta, además, los precios del mercado mayorista gestionado por OMIE, componentes de R.E.E. y el coste de gestión de Respira. Por lo tanto, el precio final no es constante durante todo el año, sino que depende del precio en el mercado eléctrico. Se calcula mediante una fórmula que facilita Respira en el contrato de comercialización de la energía eléctrica. Dicha fórmula es tremendamente compleja y se muestra en la Figura 2.6 por lo que se pidieron datos de

los precios del último año a Respira para poder utilizarlos en los estudios energéticos y económicos que se estudiarán más adelante, véase **Anexo III**.

$$\text{PrecioFinal} = \text{ATR} + (1 + \text{COEF}/100) * (\text{PPC} + \text{MD} + \text{PBF} + \text{RTR} + \text{RBS} + \text{SDSV} + \text{PO146} + \text{RINT} + \text{FUPG} + \text{RS} + \text{CI} + \text{IN} + \text{DSV} + \text{O} + \text{R} + \text{CO2} + \text{MRG} + \text{MAG})$$

ATR: Precio Tarifa ATR, ver término energía tabla anterior (1)
COEF: Coeficiente de pérdidas horarias (2)
PPC: Precio Pagos por Capacidad (1)
MD: Precio Mercado Diario (3)
PBF: Precio Restricciones PBF (2)
RTR: Precio Restricciones Banda Terciaria (2)
RBS: Precio Restricciones Banda Secundaria (2)
SDSV: Precio Saldo Desvíos (2)
PO146: Precio Saldo P. O. 14.6 (2)
RINT: Precio Restricciones Mercado Intradía (2)
FUPG: Precio Errores Unidad de Programación (2)
RS: Precio Reserva a Subir (2)
CI + IN: Precio Desvíos Unidades Programación + Precio Servicio Interrumpibilidad (2)
DSV: Precio Desvíos de la programación de las compras (2), (4)
O + R: Precio de Coste de Gestión de OMIE, REE i aportación Fondo Nacional Eficiencia (1)
CO2: Precio de Garantías de Origen de electricidad CO2 FREE (4)
MRG: Precio de Coste de Gestión de RESPIRA (4)
MAG: Mecanismo de ajuste del gas (MAJ+MAJ3+AJOS) (3,4)

(1) Valor regulado por BOE (2) Valor liberalizado y gestionado por REE (3) Valor liberalizado y gestionado por OMIE, (4) Valor liberalizado y gestionado por RESPIRA

Figura 2.6 Fórmula para el cálculo del precio de la electricidad según la tarifa 6.1TD

En esta tarifa [6] se hace una distinción del precio de la potencia contratada y de la energía consumida (con penalizaciones muy cuantiosas en caso de sobrepasar ciertos límites) en base a 6 períodos que se reparten según mes, día y hora con el fin de incentivar el consumo de la red en zonas horarias donde la población no demande energía, como se muestra en la siguiente Figura 2.7.

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Sábados, domingos y festivos
0:00 - 1:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
1:00 - 2:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
2:00 - 3:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
3:00 - 4:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
4:00 - 5:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
5:00 - 6:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
6:00 - 7:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
7:00 - 8:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
8:00 - 9:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
9:00 - 10:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
10:00 - 11:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
11:00 - 12:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
12:00 - 13:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
13:00 - 14:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
14:00 - 15:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
15:00 - 16:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
16:00 - 17:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
17:00 - 18:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
18:00 - 19:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
19:00 - 20:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
20:00 - 21:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
21:00 - 22:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
22:00 - 23:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
23:00 - 00:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6

Figura 2.7 Período de la tarifa 6.1TD según día y hora

La distribución del término de la potencia contratada según la tarifa 6.1TD, decretado en el BOE, se muestra en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2 Distribución del término de la potencia contratada - Tarifa 6.1TD (€/kW/año)

Período	Precio
P1	20,557850
P2	12,762884
P3	9,926251
P4	7,848380
P5	0,325141
P6	0,325141

El transporte y la distribución del término de la energía según la tarifa 6.1TD, decretado en el BOE, se muestra en la Tabla 2.3.

Tabla 2.3 Distribución del término de energía - Tarifa 6.1TD (€/kWh/año)

Período	Precio
P1	0,021899
P2	0,011675
P3	0,007394
P4	0,005376
P5	0,000406
P6	0,000212

Adicionalmente, el precio del exceso de potencia es de 0,117265(€/kW/día).

Por otro lado, se consideró el año base de estudio el 2022, es decir, se utilizaron los consumos eléctricos de ese año como base para compararlos con la producción del parque PV. Esto se debe a que no se tenían datos “limpios” del 2023 ni del 2024. En el 2023 no se tiene la producción fotovoltaica porque los datos se empezaron a tomar, a través de la app de Fimer, a mediados de diciembre a pesar de que se instalaron las placas en abril de ese mismo año y, además, no se instaló (y sigue sin estar instalado) un contador de doble dirección por parte de la comercializadora, por lo que es imposible conocer los excedentes vertidos a la red, en otras palabras, se están “regalando”. En 2024 ocurre lo mismo, aunque sí se tienen los datos de generación que se utilizaron para una comparación que se muestra en el **Anexo II**.

No obstante, estudiando el consumo del año 2022 se consideró ponderar dicho consumo por 1,2 consiguiendo, así, un consumo aproximado anual de 100.000kWh, cifra la cual se asemeja más al consumo previsto del año 2023.

Por otro lado, resulta que, en ese año, el 2022, se tuvo contratada a Endesa como comercializadora y se observó que la tarifa contratada era la misma, pero plana, es decir, el precio de la luz era constante a cualquier hora. Sin embargo, el propietario pensaba que dependía del período y por eso hacía uso de la bomba por las noches y los fines de semanas (al ser P6) con el fin de pagar precios de la energía más bajos. Su razonamiento era correcto hasta un cambio en el contrato en el 2022. El agricultor era consciente de los altos precios que pagaba y por eso se cambió de comercializadora a Respira en 2024, pero no sabía el por qué hasta ahora. Así que, aunque se utilicen los consumos del año 2022 se utilizarán los precios facilitados por Respira, véase en el **Anexo III**.

El problema radica en, que, en el año 2022, los consumos se realizaron los fines de semana y por la noche, sin embargo, esto no es realista trasladando los datos al 2024 ya que el agricultor quiere compensar dicho consumo con su generación renovable. Así que se decidió trasladar el consumo a las horas de producción fotovoltaica y si estos superaban el umbral máximo de consumo del equipo de bombeo de 70kWh se trasladaría a la noche al ser el período más barato, asemejándose así lo más posible a la realidad. Esto mismo, las decisiones de riego y utilización de los excedentes se explican en la siguiente Figura 2.8.

Mes	Demanda total mensual (kWh/mes)	Nº días	Período del grueso de generación PV	Horas	Potencia en kW	Horas Modificadas*	Consumo horario en kW	Consumo diario en kWh	Conclusión
Enero	43	31	de 9 a 15	6	0,23	1,00	1,39	1,39	El consumo se reparte en 1 hora
Febrero	8.771	28	De 9 a 16	8	39,16	8,00	39,16	313,26	Se reparte en 8 horas el consumo
Marzo	11.424	31	De 8 a 16	9	40,94	9,00	40,94	368,50	Se reparte en 9 horas el consumo
Abril	23.943	30	De 8 a 16	9	88,68	9,00	88,68	798,09	Se reparte en 9 horas el consumo 70kWh y los 28,68 entre als 0-7 horas y a las 23
Mayo	21.431	31	De 8 a 16	9	76,81	9,00	76,81	691,32	Se reparte en 9 horas el consumo 70kWh y los 16,81 entre als 0-7 horas y a las 23
Junio	3.681	30	De 8 a 16	9	13,63	4,00	30,67	122,69	Se reparte en 4 horas el consumo
Julio	8.839	31	De 8 a 16	9	31,68	7,00	40,73	285,14	Se reparte en 7 horas el consumo
Agosto	13.832	31	De 8 a 16	9	49,58	9,00	49,58	446,21	Se reparte en 9 horas el consumo
Septiembre	9.338	30	De 8 a 16	9	34,59	7,00	44,47	311,28	Se reparte en 7 horas el consumo
Octubre	41	31	De 8 a 15	8	0,16	1,00	1,32	1,32	Se reparte en 1 horas el consumo
Noviembre	910	30	De 8 a 15	8	3,79	1,00	30,32	30,32	Se reparte en 1 horas el consumo
Diciembre	42	31	De 9 a 16	7	0,19	1,00	1,35	1,35	Se reparte en 1 horas el consumo

Leyenda -->

	Con los excedentes se sube agua si estamos en P4, P5 o P6, si no se vende.
	Período de riego
	Venta de todos los excedentes a la red y bombeo para riego por gravedad sólo si hay turbinación
	Meses con consumos nocturnos

Figura 2.8 Distribución de la energía mensual y características del mes

*Horas modificadas: el número de horas en las cuales hay fotovoltaica y se reparte el consumo para no exceder la potencia total instalada en el equipo de bombeo (70kW), excepto en abril y mayo donde no es posible y se traspasa consumo a horas nocturnas.

A continuación, se analizó la demanda anual de energía del año base (el año 2022 ponderado por 1,2).

Se presenta en las siguientes imágenes la demanda mensual (Figura 2.9), la demanda diaria media añadiendo los valles y picos de cada mes (Figura 2.10) y la agrupación de dichos datos (Figura 2.11).

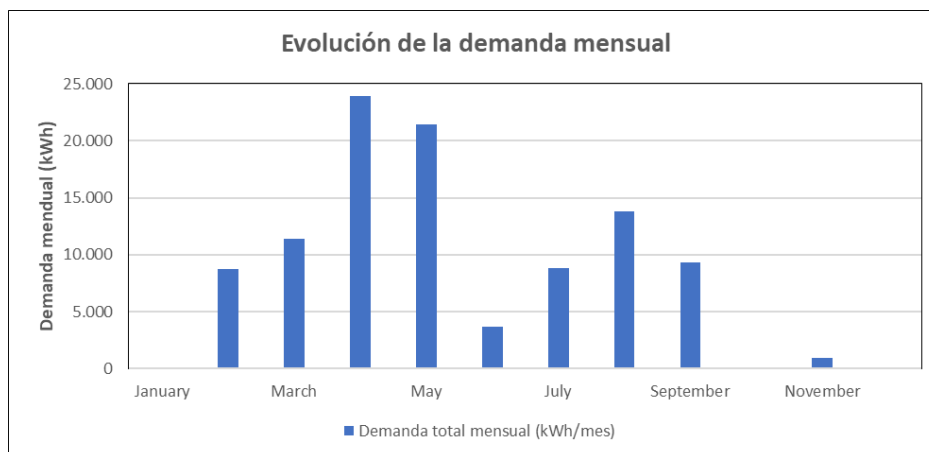


Figura 2.9 Evolución de la demanda mensual

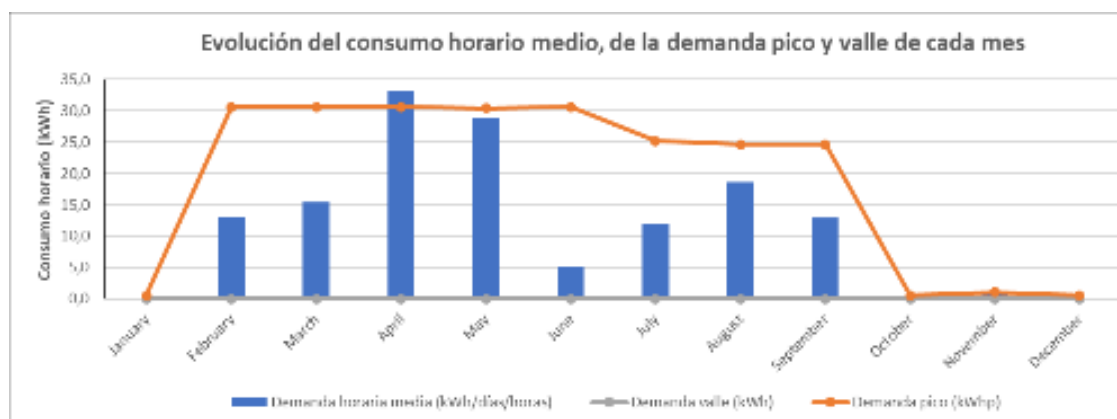


Figura 2.10 Evolución del consumo horario medio, de la demanda pico y valle de cada mes

Mes	Demanda total mensual (kWh/mes)	Pago mensual (IVA y potencia contratada incluidas) (€)	Demanda diaria media (kWh/días)	Demanda horaria media (kWh/días/horas)	Demanda pico (kWh _p)	Demanda valle (kWh)
Enero	43	525 €	1	0,1	1,2	0,0
Febrero	8.771	1.685 €	313	13,1	70,0	0,0
Marzo	11.424	1.969 €	369	15,4	70,0	0,0
Abril	23.943	3.636 €	798	33,3	70,0	0,0
Mayo	21.431	3.247 €	691	28,8	69,6	0,0
Junio	3.681	977 €	123	5,1	70,0	0,0
Julio	8.839	2.776 €	285	11,9	57,6	0,0
Agosto	13.832	2.342 €	446	18,6	56,4	0,0
Septiembre	9.338	1.708 €	311	13,0	56,4	0,0
Octubre	41	504 €	1	0,1	1,2	0,0
Noviembre	910	581 €	30	1,3	2,4	0,0
Diciembre	42	512 €	1	0,1	1,2	0,0
Total	102.295	20.463 €				

Figura 2.11 Datos mensuales de consumo energético

Como se puede observar en las imágenes el gasto total anual es de unos 20k€, los cuales se pretenden reducir gracias al autoconsumo y así no comprar energía de la red. Además, se muestra cómo en los meses de riego de marzo-abril-mayo el consumo es mayor. Por otro lado, en agosto hay un repunte debido a otro cultivo que se hizo, pero todos los demás meses la demanda energética se produce por subir agua a los embalses superiores.

Comentar que, para el estudio económico, se tendrá en cuenta como ingresos los generados por venta a la red y los ahorros generados por no tener que comprar energía de la red mediante el autoconsumo (destinada al riego y a subir m³ de agua).

2.3 Evolución del consumo hídrico

La evolución del consumo hídrico es un tema complejo del que se detalla en este apartado de forma superficial al no ser el objetivo principal del presente TFM. Sin embargo, sí que es necesario hacer una breve explicación para poder entender alguna de las decisiones tomadas durante el trabajo.

Es importante comprender que el mundo de la agricultura no existe un año tipo o nominal, todos los años varían. Esto se debe principalmente a dos razones:

- Razones meteorológicas: la cantidad de agua de lluvia que sirve para regar a las plantas de forma natural varía cada año, además, la temperatura y la humedad hacen que haya años más o menos secos, por lo que se tiene que adaptar el cultivo a las previsiones meteorológicas.

- Razones económicas: depende de la demanda de cada año es mejor plantar un cultivo u otro, incluso hacer dos en un año o sólo uno. El mercado es el que dicta qué va a ser más rentable.

Estas dos cuestiones explican la dificultad existente para seleccionar un año base y no otro, ya que cada año es realmente diferente del anterior.

Habitualmente, entre marzo, abril y mayo, que son los meses de mayor consumo energético, se riega desde el embalse inferior con la bomba de 70kW. Desde otoño hasta el comienzo de la primavera, se bombea agua desde el embalse inferior a los superiores

para almacenar agua. En verano se suele hacer otro cultivo (e.g. girasol) para regar por gravedad desde los embalses superiores haciendo uso, cuando sea pertinente, de la bomba de 33kW. Aunque también, si es necesario se puede utilizar el agua de estos embalses en la época de riego de marzo-mayo. Así que se realizó, como se ha detallado en la Figura 2.8, una separación de cada “época” del año según las necesidades hídricas.

Por último, añadir que es preferible regar por la noche ya que así no se evapora tan fácilmente el agua y es más difícil que comience un fuego por el efecto lupa de las gotas de agua (sic).

2.4 Planteamiento de diferentes alternativas

Actualmente, existe un parque PV para el autoconsumo de 90kWp, sin embargo, se pretende ampliar la potencia instalada del parque renovable como se ha comentado en apartados anteriores. Así que, se propusieron diferentes alternativas para solucionar esta problemática, además, también se ha evaluado la situación actual para poder hacer una comparación entre todas ellas.

Las diferentes alternativas son:

1. Autoconsumo con parque PV de 90kWp (ya existente).
2. Ampliación del parque PV hasta alcanzar los 190kWp.
3. Hibridación con energía eólica hasta alcanzar los 190kW de potencia instalada.
4. Sistema de bombeo reversible (como complemento y sólo para potencias de 190kW).

En todas las alternativas se realizó, en primer lugar, un análisis del recurso energético en cuestión, después se estudió su generación y, finalmente, se evaluó su viabilidad económica. Se utilizaron los mismos criterios de riegos, bombeos y excedentes para poder hacer una comparación lo más justa posible. Por otro lado, el sistema de bombeo se explica más detalladamente en el siguiente capítulo.

En cuanto al sistema de bombeo reversible o turbinación. Esta alternativa es complementaria a las demás y está enfocada para venta a la red, ya que no es capaz de suministrar la energía que absorbe el equipo de riego de 70kW, así que funcionará de soporte con respecto a las demás. Es un proyecto a medio plazo que tiene en mente el

propietario de la finca y se basa en Gorona del Viento, explicado anteriormente, con el fin de aprovechar el salto hidráulico ya presente en la finca.

A continuación, se plantean varios escenarios posibles en función del balance energético planteado:

1. Generación < Demanda: se suministra energía para el riego, pero se necesita comprar energía de la red. El precio del período de consumo se marca por Respira en función de la tarifa 6.1TD comentada anteriormente.
2. Generación > Demanda: se producen excedentes, que se utilizan para:
 - 2.1. Venta a la red en los períodos P1, P2 y P3 durante todo el año. Sin embargo, en junio, julio y agosto se vende en todo momento independientemente del período (excepto en el escenario donde hay turbinación). Además, si el embalse superior está lleno también se vende independientemente del período y mes.
 - 2.2. Bombear agua del embalse inferior a los superiores en todos los momentos donde no se venda a la red. La capacidad inicial de los embalses inferiores será de 2.500m³ (reserva ecológica) y el objetivo será llenarlos por completo, además no se contarán pérdidas por evaporación ni ganancias por las lluvias, ni se considerará que se riegue por gravedad en verano, ya que no se tienen datos para poder realizar estas estimaciones. No es creíble que en un año entero no se riegue por gravedad, pero este factor se compensa empezando el año con sólo 2.500m³ de agua, es decir, se considera que de un año a otro se baja por casi completo toda la capacidad de los embalses superiores.

Esta energía excedentaria, si se bombea agua, se valorará al precio marcado por Respira en función de la tarifa 6.1TD comentada anteriormente y, si se vende a la red, se valorará al precio del mercado mayorista gestionado por OMIE.

3. Turbinación: se turbinará en todo momento en que haya una capacidad de los embalses superiores mínima y además el precio de venta en el mercado mayorista gestionado por OMIE sea mayor que el precio de medio de venta a la red. Esto se debe a que el objetivo es intentar conseguir un beneficio gracias a bombear cuando el mercado esté bajo y turbinar cuando esté a un precio superior.

La siguiente Figura 2.12 muestra en un esquema lo mencionado anteriormente.

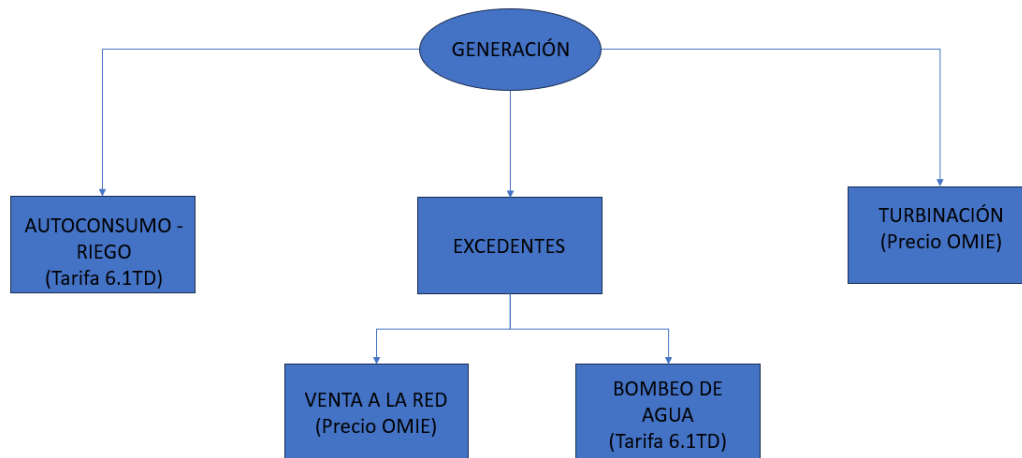


Figura 2.12 Esquema de la distribución energética del parque renovable y su precio de referencia

Debido a esta última idea el agricultor tiene pensado ampliar el embalse de la Paridera (Norte) o descolmar ambos embalses superiores hasta obtener un volumen total de agua entre los dos de 65.000/70.000m³, es decir, se podrían conseguir unos 15.000/20.000m³ de más. Este último añadido también se estudió en cada alternativa.

Por último, hay que tener muy en cuenta que se van a exceder los 100kW de potencia renovable instalada, por lo tanto, legalmente se deja de estar en régimen de autoconsumo para ser productor o generador de energía rigiéndose por otras normativas y leyes. No pertenece al alcance de este TFM el estudio de esta problemática, pero se explica en el **Anexo IV**.

2.5 Justificación de los excedentes

Como se irá detallando a lo largo de los siguientes capítulos, el parque renovable genera una gran cantidad de excedentes ya que es capaz de suministrar toda la energía demandada para el riego. Sin embargo, aunque pueda parecer que se generen demasiados, existen varias justificaciones para los mismos.

Justificaciones energéticas:

- Se necesita un mínimo de 60kW para arrancar la bomba, así que cuanto más potencia instalada más fácil es alcanzar esos 60kW con renovables y no usar energía de la red.
- Dichos excedentes se destinan en gran medida al bombeo, lo cual se podría considerar una demanda secundaria y no un excedente como tal.
- Al verter más energía renovable a la red se contribuye a la transición energética.
- Se podría vender más energía a la red eléctrica, siendo esta operación muy rentable.
- Se aumenta la autonomía y la independencia de la red, es decir, se obtiene un margen mayor de energía renovable. Las energías renovables son muy volátiles y aumentando la potencia instalada se cubre el agricultor frente a sus fluctuaciones.
- Se podría suministrar energía a la casa.

Justificaciones hídricas:

- Si se realiza finalmente la ampliación de la capacidad de los embalses superiores se necesitaría todavía más energía para subir m³ de agua del embalse inferior a los superiores.
- Se aumenta la versatilidad para plantar cultivos que demanden mucha agua y, por lo tanto, energía (el maíz por ejemplo requiere un consumo hídrico muy alto).
- Se podría regar durante más tiempo y realizar dos cosechas, aumentando la demanda anual de energía.
- Se tiene planificada la ampliación del campo de regadío para conseguir 32 ha de más. De hecho, se utilizaría otra bomba para poder regar este nuevo cultivo, así que se requeriría tanto más energía como más potencia instalada para poder hacer uso de las dos bombas a la vez.

CAPÍTULO 3. Sistema de Bombeo Reversible

A lo largo del capítulo 3 se detalla el sistema de redes de bombeo en la finca con todas las peculiaridades del mismo. Después, se expone el sistema de turbinación y, por último, se señalan ciertas consideraciones económicas.

3.1 Sistema de redes de bombeo

Una vez se ha explicado en el capítulo anterior cuáles son los datos de partida en la Tabla 2.1 y cuál es la evolución del consumo hídrico, se debe calcular cuál es la cantidad de energía necesaria para subir 1m³ de agua desde la balsa de regulación (embalse inferior) hasta los embalses superiores. Este dato es realmente importante si se pretende calcular cuánta agua se puede bombear mediante el uso de excedentes que proporciona la energía renovable [7].

Con el fin de poder hallar dicho dato se deben tener en cuentas ciertas características del sistema de redes aparte de las cotas, las distancias entre los diferentes elementos que la componen, los codos presentes, el material de las tuberías (PVC) y la T en derivación (o codo en Y) de la caseta de bombeo, datos comentados en apartados anteriores. Entre ellos, se deben calcular las pérdidas por fricción a través de la ecuación de Darcy-Weisbach y las modificaciones respectivas de la longitud equivalente a añadir en la ecuación debidas a los codos en cada tramo y el desnivel entre cada uno. Además, se debe tener en cuenta también el caudal considerado en cada caso. Todos estos valores se presentan en la siguiente Tabla 3.1.

Tabla 3.1 Pérdidas por fricción del sistema de tuberías

Tuberías	Caudal (m³/h)*	Diámetro (mm)	Codos en el tramo	Desnivel (m)	Pérdidas por fricción (m)	Pérdidas totales (m)	Pérdidas acumuladas (m)
Balsa de regulación – Estación bombeo	198 (=55l/s)	250	1 a 45° 2 a 90°	9	2.14	11.14	11.14
Estación de bombeo - Caseta de bombeo por gravedad (codo en Y)	198	200	T en derivación	21.1	4.19	25.29	36.43
Caseta de bombeo por gravedad (codo en Y) – La Paridera	118.8	250	1 a 45° 1 a 90°	25	1	26	62.43
Caseta de bombeo por gravedad (codo en Y) – La Cabañera	79.2	200	2 a 45° 1 a 90°	20	1.88	21.88	58.31

*Se supuso que el caudal se bifurcaba al circular por la derivación en T, pero no de manera perfecta (50%-50%) al tener diámetros de tubería diferentes. Por lo tanto, se estimó que, aproximadamente, un 60% del caudal total se dirigía por la tubería con mayor diámetro y el otro 40% por la de menor.

Recordar que la altura de la bomba es de 65 m.c.a. y las pérdidas máximas son 62.43m (11.14+25.29+26), por lo tanto, la bomba es capaz de contrarrestar las perdidas. Dicho lo cual, las pérdidas respecto al embalse de La Cabañera son menores, siendo un total de 58.31m (11.14+25.29+21.88) ya que desde la T en derivación hasta dicha balsa las pérdidas totales no son tan altas como en el tramo de tubería a La Paridera. Matemáticamente se puede comprobar mediante la ecuación de Bernoulli entre los dos embalses.

$$h_1 + \frac{v_1^2}{2g} + \frac{P_1}{\rho g} + h_{Bomba} = h_2 + \frac{v_2^2}{2g} + \frac{P_2}{\rho g} + h_{f1-2},$$

Siendo h_2-h_1 la diferencia entre cotas, v_1 y v_2 la velocidad del fluido (en reposo), P_1 y P_2 las presiones (presión atmosférica ambas) y h_f las pérdidas por fricción, por lo tanto, la expresión queda:

$$h_{Bomba} = h_2 - h_1 + h_{f1-2}$$

Mediante la altura de la bomba, se calculan las pérdidas energéticas asociadas a la misma mediante las siguientes fórmulas.

$$Energía \left(\frac{kWh}{m^3} \right) = \frac{\rho * m * g * h_{bomba}}{m^3 * \eta \text{ (rendimiento bomba)}}$$

$$\begin{aligned} Energía \left(\frac{kWh}{m^3} \right) &= 1000 \frac{L}{m^3} * 1 \frac{kg \text{ (H2O)}}{L} * 9.81 \frac{m}{s^2} * \frac{62.43m + 58.31m}{2} * \frac{1h}{3600s} * \frac{1kWh}{1000Wh} * \frac{1}{78\%} \\ &= 0.210908 \frac{kWh}{m^3} \end{aligned}$$

Es decir, se necesitan 0,21kWh para poder bombear 1m³ de agua desde la balsa de regulación hasta los embalses superiores de media.

Nota: para el cálculo del agua bombeada a los embalses superiores y su almacenamiento no tuvieron en cuenta ni las pérdidas por evaporación ni las ganancias que hubiera por lluvias ya que, según explicó el agricultor, dichas variaciones son prácticamente despreciables, aparte se contrarrestan.

3.2 Sistema de turbinación

Una vez se concluyeron los kWh necesarios para subir 1m³ de agua, se realizó el camino contrario con el fin de hallar cuántos kWh se generan por cada m³ de agua turbinado. Recordar que la turbinación sirve, exclusivamente, para poder ganar dinero de la red bombeando cuando el precio es barato y turbinando cuando el precio es superior, por lo tanto, no se utiliza para suministrar energía al equipo de bombeo.

En primer lugar, se consideró que el sistema de tuberías es el mismo para una primera aproximación. Después, se calculó el caudal de bajada desde cada embalse superior, pero al no haber caudalímetros disponibles se tuvo que hacer uso de la fórmula de Manning,

obteniendo un caudal de 29 l/s aproximadamente. Los respectivos cálculos se muestran en el **Anexo V**.

Además, el agricultor tenía en mente que aproximadamente, cuando se regaba por gravedad sin hacer uso de ningún sistema de bombeo, se conseguía un caudal en torno a unos 30-35 l/s, por lo tanto, se consideró un caudal final de 30 l/s, satisfaciendo, así, ambos criterios.

En base a este caudal se eligió la turbina que se observa en la siguiente Figura 3.1 [8].



FHsolar&led
 Soluciones energéticas renovables



Somos buena
energía

6KW



Water Turbine		Parámetros Principales		Boquilla Individual
No.	Artículos	Parámetros		Observaciones
1	Modelo	FHJ28-6.0DCT4/6-Z		
2	Caída	28 a 35	(Metros)	
3	Velocidad de circulación	30 a 38	(L / s)	
4	Salida	6000	(W)	
5	Eficiencia	70	(%)	
6	Diámetro de tubería	150-200	(Mm)	

Figura 3.1 Turbina de 6kW

Dicha turbina tiene una potencia de salida de 6kW y una eficiencia del 70%, por lo cual, se consigue una potencia neta de salida de unos 4,2kW

La potencia de salida teórica de la turbina se calcula con la siguiente expresión:

$$\begin{aligned}
 \text{Potencia (kW)} &= m * g * h(\text{caída neta}) * \eta_{\text{Total}} = 30kg * \frac{1L}{kg*s} * 9.81 \frac{m}{s^2} * \\
 &25.81m * \frac{1kW}{1000W} * 0.63 = 4.8kW,
 \end{aligned}$$

Siendo el rendimiento el producto del rendimiento de la turbina (0.7) multiplicado por el del generador eléctrico (0.95) y el de la electrónica (0.95).

Aunque la potencia de salida sea mayor con este procedimiento, se eligió la potencia de 4,2kW para ir de cara de la seguridad y la prudencia. Por lo tanto, para la energía que genera turbinar 1 m³ de agua es de 0,039kWh/m³. Es decir, se necesita 5 veces más energía para bombear 1m³ de agua que la que se genera turbinándola.

3.3 Consideraciones económicas

En primer lugar, recalcar que sólo se turbinará cuando el precio de la energía en el mercado mayorista sea mayor que el precio medio de venta a la red durante el año, es decir, cuando sea mayor de 80€/MWh.

Por lo tanto, se genera un coste de oportunidad derivado de la no venta de energía a la red para ser está destinada al bombeo. Así que, dicha energía a precio de venta al mercado libre se tendrá que restar al flujo total de caja como concepto “coste de oportunidad” con el fin de realizar una comparación rigurosa entre el mix de renovables con y sin turbinación. Con el sistema de bombeo reversible se pretende conseguir que el coste de oportunidad sea menor a los ingresos obtenidos mediante la turbinación para obtener unos mayores ingresos.

En resumen, si se añade la mini-central de bombeo reversible, sólo se contabilizará como ingresos por bombeo la energía destinada para rellenar una sola vez los embalses superiores, es decir, 9.850kWh al precio medio de bombeo y el resto de bombeo no se añadirá a los flujos de caja.

Por último, la inversión inicial de la turbina se considerará de 12.000€. Esta cifra surge de la suma entre el precio al cual se paga el kW hidráulico en el mercado ($1.000\text{€/kW} \cdot 6\text{kW} = 6.000\text{€}$) y otros gastos relacionados (6.000€) debidos a la mano de obra, logística, tramitaciones

CAPÍTULO 4. Autoconsumo con Parque PV

En el presente capítulo se detalla el estudio del recurso fotovoltaico de la localización del Castillo de Orús. Después, se expone la generación y el consumo fotovoltaico ya existente en la finca para el autoconsumo. Finalmente, se realiza un estudio de viabilidad económica del propio parque.

4.1 Análisis del del recurso fotovoltaico

Primeramente, se analizó el recurso fotovoltaico en la zona, no sólo para poder proyectar la generación futura de la actual sino para estudiar con exactitud la producción y rentabilidad de su posible ampliación, ya que este análisis es independiente de la potencia instalada.

El estudio del recurso de la zona sureste de Huesca, se hizo uso a través de PVGIS [9]. PVGIS es un software gratuito de la comisión europea *Joint Research Center* que facilita el estudio del recurso solar y el potencial fotovoltaico en Europa.

Dicho software se actualizó con nuevas bases de datos el 1 de marzo de 2022. Se muestra en la siguiente Figura 4.1 cómo se distribuyen cada una de ellas [10].

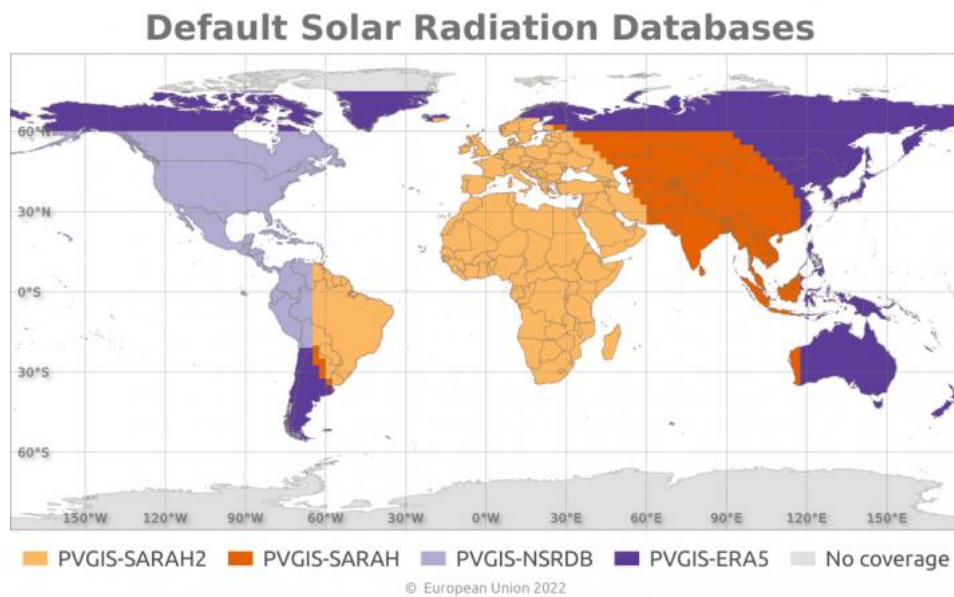


Figura 4.1 Bases de datos de la radiación solar en PVGIS 5.2

El emplazamiento seleccionado tiene las siguientes coordenadas mostradas en la Tabla 4.1 (se eligió la misma localización de las placas de PV ya existentes):

Tabla 4.1 Coordenadas y altitud del parque PV

Latitud	Longitud	Altitud
42.096°	-0.493°	461m

Además, se modeló con una inclinación de 37°, un azimut de -5° y con placas compuestas de silicio cristalino, al igual que las placas ya instaladas. Se muestra en la siguiente Figura 4.2 el uso del PVGIS.

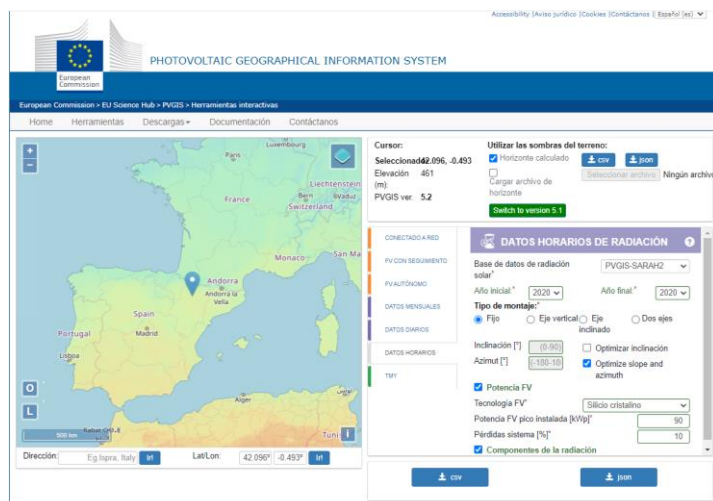


Figura 4.2 Datos PVGIS

Una vez comentado lo anterior, se muestra en la siguiente Figura 4.3 los datos de irradiación obtenidos.

Mes	Irradiancia mensual (W/m^2)	Maxima irradiancia (W/m^2)
Enero	92,197.2	965
Febrero	169,256.7	1,020
Marzo	161,040.4	1,158
Abril	160,491.8	1,124
Mayo	203,774.3	1,083
Junio	196,162.2	1,009
Julio	226,955.6	1,025
Agosto	215,025.5	1,027
Septiembre	193,080.5	1,085
Octubre	160,087.6	1,060
Noviembre	118,365.1	965
Diciembre	113,956.4	945
Total (W/m^2)	2010393.19	

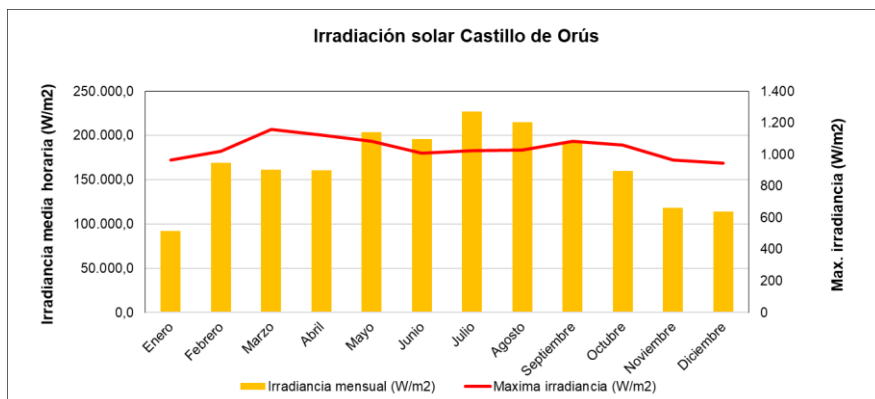


Figura 4.3 Datos de radiación solar obtenidos

Mediante la obtención de datos horarios también se construyó una gráfica horaria de la irradiación como se presenta en la Figura 4.4.

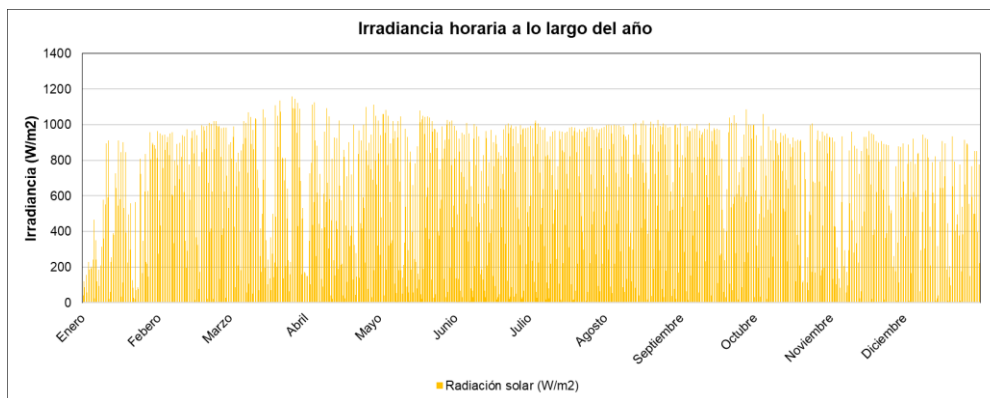


Figura 4.4 Evolución de la irradiancia a lo largo del año

Por otro lado, la irradiancia solar es la intensidad de la radiación solar que mide la unidad de potencia por unidad de superficie.

La irradiancia total es la intensidad de la de radiación solar (radiación directa más difusa y reflejada) que mide la unidad de potencia por unidad de superficie y ofrece PVGIS. Los tipos de irradiancia y sus definiciones se muestran en el **Anexo VI**.

En base a este estudio se procedió a evaluar la producción de energía PV producida por el parque.

4.2 Evaluación del suministro de energía

Mediante PVGIS también se calculó la producción energética de la planta. Se establecieron unas pérdidas del 10% (siendo estas cifras conservadoras), aunque es habitual incrementar un poco este valor, debido a un estudio comparativo entre PVGIS y FIMER (aplicación que facilita datos de la producción energética de la planta instalada en el Castillo de Orús). Véase en el **Anexo II**.

La producción mensual y su valor máximo se muestran en la siguiente Figura 4.5.

Mes	Generación Mensual (kWh)	Maxima generación (kWh)
Enero	7.098,2	74
Febrero	12.913,8	79
Marzo	12.234,3	88
Abril	11.891,7	84
Mayo	14.532,7	78
Junio	13.993,7	76
Julio	15.732,3	74
Agosto	15.018,3	74
Septiembre	13.828,0	84
Octubre	12.076,8	79
Noviembre	8.920,7	74
Diciembre	8.740,4	77
Total (kWh)	146981,00	

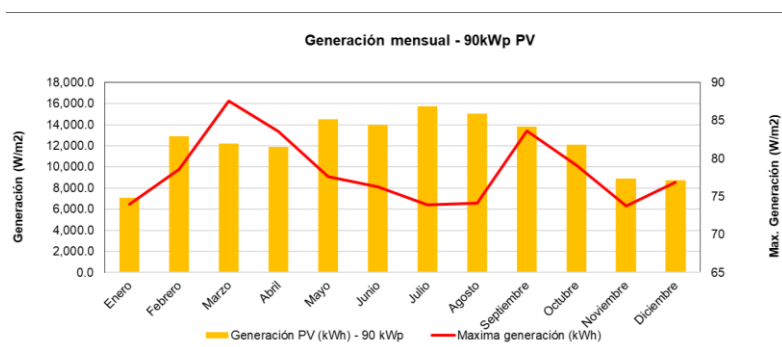


Figura 4.5 Evolución de la generación mensual y su máximo durante el año

Asimismo, la generación horaria se presenta en la siguiente Figura 4.6.

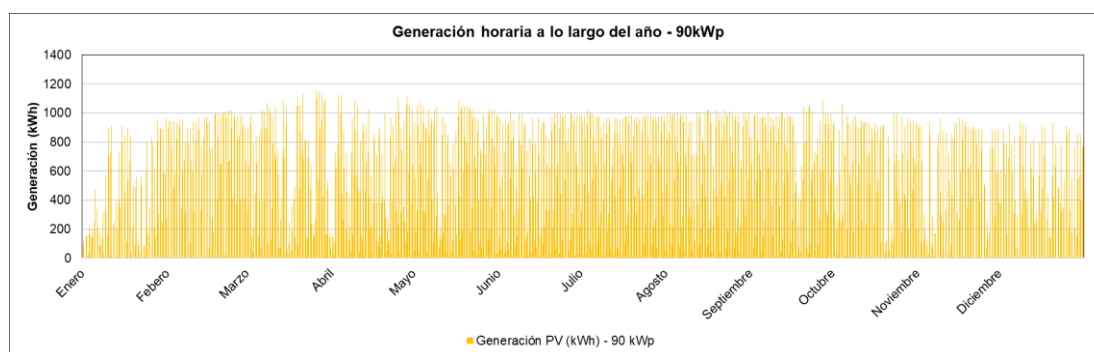


Figura 4.6 Evolución de la generación horaria a lo largo del año del parque PV-90kWp

4.3 Evaluación del balance energético

En base a la generación PV se realizó un estudio horario del balance energético (generación menos demanda) del sistema y se comparó la energía demandada, o consumida, frente a la producida por el parque, es decir, restando la primera menos la segunda. Los resultados se muestran en las siguiente Figura 4.8 (ver en detalle las unidades), más concretamente en la Figura 4.7. Los escenarios posibles que resultan de dicho balance se han detallado anteriormente en el apartado 2.4.

Mes	Balance total mensual (kWh/mes)	Balance medio diario (kWh/días)	Balance medio horario (kWh/días/horas)	Balance pico (kWhp)	Balance valle (kWh)
Enero	7,055	228	9.5	72.6	0.0
Febrero	3,837	137	5.7	39.4	-35.2
Marzo	1,037	33	1.4	46.6	-39.1
Abril	-12,489	-416	-17.3	13.6	-66.2
Mayo	-6,891	-222	-9.3	19.6	-67.2
Junio	10,351	345	14.4	62.8	-24.9
Julio	6,853	221	9.2	49.4	-32.7
Agosto	1,150	37	1.5	24.6	-45.4
Septiembre	4,521	151	6.3	45.2	-41.5
Octubre	12,108	391	16.3	77.8	-1.3
Noviembre	8,076	269	11.2	73.4	-23.7
Diciembre	9,077	293	12.2	75.5	0.0
Total (kWh/año)	44,686				

Figura 4.7 Agrupación de datos energéticos del parque PV-90kWp

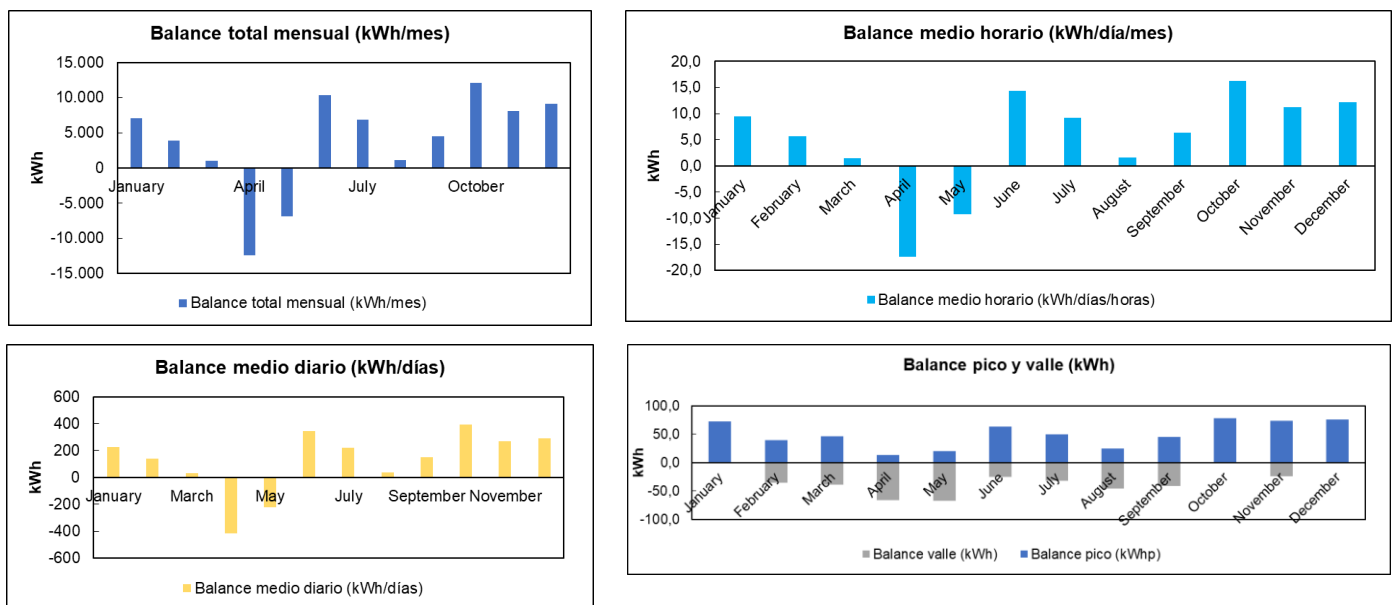


Figura 4.8 Evolución mensual de datos energéticos del parque PV-90kWp

Tanto en abril como en mayo hay un faltante de energía considerable, sin embargo, el resto de los meses hay excedentes que lo compensan con creces obteniendo casi 45MWh extras a lo largo del año. Esto implica que los excedentes alcanzan el 40%.

Adicionalmente, se presentan los distintos sumandos para el cálculo del balance energético medio horario en la siguiente Figura 4.9.

Hora	Generación PV (kWh)	Generación eólica (kWh)	Turbinación (kWh)	Demanda energética (kWh)	Generación total (kWh)
0	0	0	0	772	0
1	0	0	0	772	0
2	0	0	0	772	0
3	0	0	0	772	0
4	0	0	0	772	0
5	77	0	0	772	77
6	768	0	0	772	768
7	4141	0	0	772	4141
8	10030	0	0	8339	10030
9	14850	0	0	10769	14850
10	18387	0	0	11690	18387
11	20642	0	0	11690	20642
12	20864	0	0	12725	20864
13	19438	0	0	11690	19438
14	16571	0	0	10769	16571
15	12519	0	0	9507	12519
16	6388	0	0	8173	6388
17	1930	0	0	0	1930
18	358	0	0	0	358
19	18	0	0	0	18
20	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0
23	0	0	0	772	0
Suma (kWh)	146981	0	0	102295	146981

Figura 4.9 Balance energético medio horario

Estos datos se muestran gráficamente en la imagen Figura 4.10.

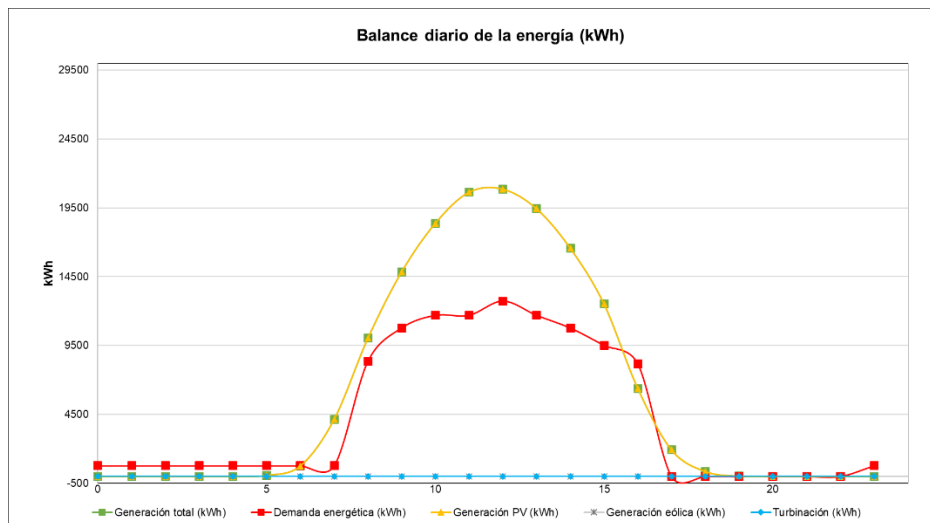


Figura 4.10 Evolución del balance energético medio horario

Se plantean dos opciones en función de si se realiza la ampliación de los embalses superiores o no. De nuevo, recordar que se considera que los embalses superiores empiezan el año con una capacidad de 2.500m³ como reserva ecológica.

- a) Sin ampliación de la capacidad (50.000m³), la evolución de la capacidad de los embalses es la siguiente Figura 4.11.

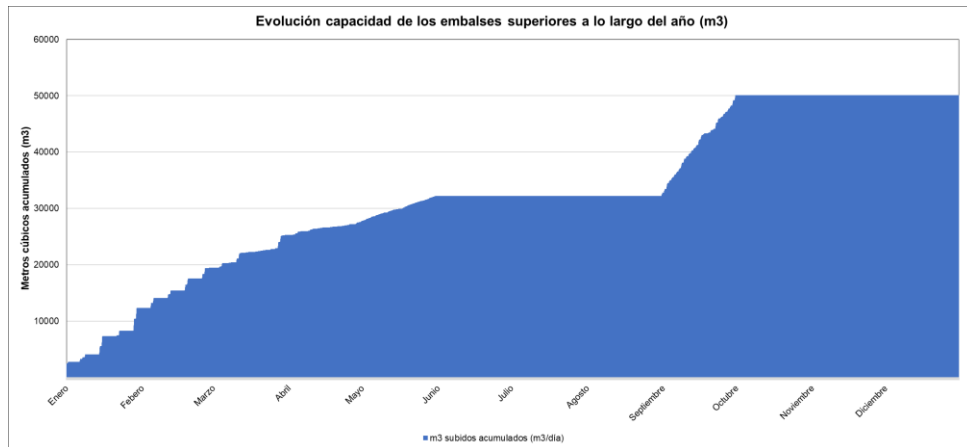


Figura 4.11 Evolución de la capacidad de los embalses superiores con una capacidad de 50.000m³

- b) Con ampliación de la capacidad (70.000m³), la evolución de la capacidad de los embalses es la siguiente Figura 4.12.

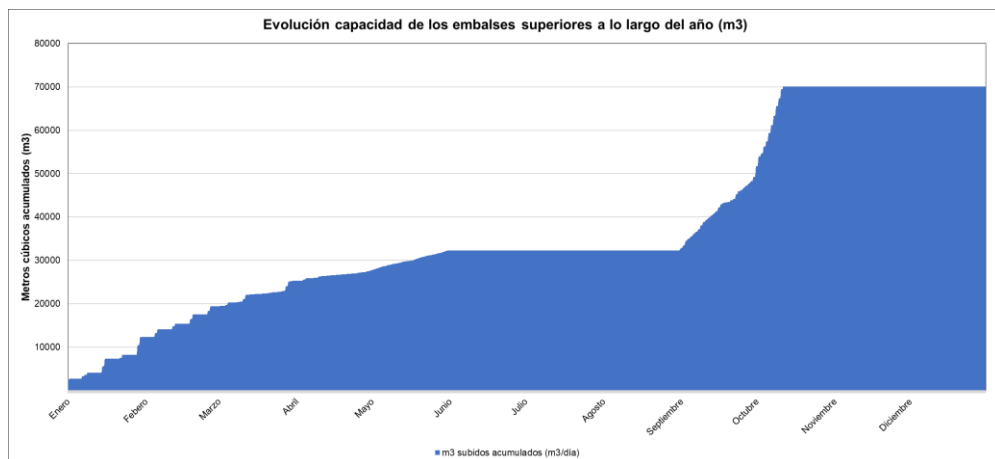


Figura 4.12 Evolución de la capacidad de los embalses superiores con una capacidad de 70.000m³

En ambas opciones se cubre con creces la demanda y, además, se es capaz de llenar por completo los embalses superiores antes del mes de noviembre en ambos casos. Sin embargo, se compra demasiada energía de la red como se explica en el siguiente apartado.

Nota: no se añadió la turbinación a esta alternativa porque la generación no es suficiente para poder hacer un uso eficiente del bombeo reversible.

4.4 Estudio económico

En base a la generación energética se pudieron calcular los flujos de caja generados por las distintas partidas. En función del destino final de la energía se utilizará como precio de referencia el del mercado mayorista gestionado por OMIE o el de Respira según la tarifa 6.1 TD, según los criterios mencionados en el final del apartado 2.4. En resumen:

1. Compra a la red: precio gestionado por Respira en función de la tarifa 6.1TD comentada anteriormente. Resulta ser un FC de pagos, por lo tanto, negativo.
2. Energía destinada al riego: precio gestionado por Respira en función de la tarifa 6.1TD. Es un FC de ahorro, por lo tanto, es positivo al ser una cifra que, mediante las renovables, no haría falta comprar de la red, así que, es dinero que se ahorra.
3. Venta a la red por excedentes: se rige por el precio de venta en el mercado mayorista gestionado por OMIE. Resulta un FC de ingresos, por lo tanto, positivo.
4. Energía consumida para el bombeo: Esta energía excedentaria se valorará al precio marcado en base al precio del período de consumo marcado por Respira en función de la tarifa 6.1TD. Al igual que con la energía destinada al riego, es un FC de ahorro, por lo tanto, es positivo.
5. Turbinación: se rige por el precio de venta en el mercado mayorista gestionado por OMIE. Resulta un FC de ingresos, por lo tanto, positivo. Debe ser mayor el precio de venta que el precio de medio de compra a la red. Esto se debe a que el objetivo se basa en obtener mayores ingresos gracias a bombear cuando el mercado esté bajo y turbinar cuando esté a un precio mayor.

Añadir que, se considera que de un año a otro toda el agua de los embalses superiores se vacía para poder replicar ese mismo con el fin de realizar el cálculo económico.

Se muestra en las siguientes Figura 4.13y Figura 4.14 varios aspectos de las distintas partidas, entre ellos, la energía requerida, el ingreso o gasto asociado y el precio del MWh de la misma, todo ello según la capacidad total de los embalses superiores.

	COMPRA DE LA RED		RIEGO	
	Energía comprada a la red (kWh)	Gasto del Término de la energía (sin descuentos ni pot. Contratada) (€)	Energía disponible para riego por autoconsumo (kWh)	Ahorro generado por regar con autoconsumo y no con compra a la red (€)
Volumen superior				
50.000m3	27362 kWh	2,640.88 €	74933 kWh	8,109.15 €
70.000m3	27362 kWh	2,640.88 €	74933 kWh	8,109.15 €
50.000m3	96.5 €/MWh		108.2 €/MWh	
70.000m3	96.5 €/MWh		108.2 €/MWh	

Figura 4.13 Flujos de caja de compra de la red y del riego

	VENTA A LA RED		BOMBEO		
	Energía vendida a la red (kWh)	Ingresos venta a la red(€)	Energía disponible para bombeo (kWh)	Ahorro por subir m3 con autoconsumo sin comprar a la red (€)	m3 de agua embalse superior (m3)
Volumen superior					
50.000m3	62198 kWh	3.915,70 €	9850 kWh	952,91 €	47645 m3
70.000m3	58077 kWh	3.552,89 €	13971 kWh	1.361,92 €	67576 m3
50.000m3	63,0 €/MWh		96,7 €/MWh		
70.000m3	61,2 €/MWh		97,5 €/MWh		

Figura 4.14 Flujos de caja de venta a la red y de bombeo

Por un lado, el flujo de caja de ingresos, que se obtiene de la suma del riego más la venta a la red más el bombeo, es de 12.977,76€ con una capacidad de los embalses superiores de 50.000m3 y de 13.023,97€ con una de 70.000m3.

Por otro lado, el flujo de caja de los pagos debido a la compra de energía de la red es de 2.640,88€. Recordar que sólo se contabilizó el precio de la energía, por lo tanto, la potencia contratada, los impuestos, los posibles excesos de potencia y el consumo de reactiva no se tuvo en cuenta (partidas bastante cuantiosas).

Se extrae de los resultados que se debe comprar de la red casi 30MWh. Debido a que el objetivo es comprar lo mínimo posible de la red, ser lo más autosuficiente posible y fomentar las renovables, aparte de otras justificaciones que se han comentado en el apartado 2.5, se considera oportuno ampliar la potencia instalada del parque y seguir con el estudio de las demás alternativas.

En base a los flujos de caja se realizó un cálculo del VAN (Valor Actual Neto), teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- WACC: se estimó la tasa de descuento mediante el método WACC y aplicando la ecuación de Fisher de la inflación, véase **Anexo VII**.
- La degradación de los módulos se consideró del 0,3%, es decir, la producción disminuye esa cantidad con respecto al año anterior cada año.
- El precio futuro de la energía se estimó mediante el estudio realizado por ACOGEN detallado en el capítulo 7.
- Se consideraron los siguientes gastos fijos:
 - Seguro de explotación: el 12 por mil del EBITDA.
 - Limpieza.
 - Contingencias.

Véase **Anexo IX** para profundizar en la creación del análisis VAN y sus flujos de caja.

- No se pagó impuestos por la generación de energía al estar en régimen de autoconsumo.
- Se estimó una vida del proyecto de 25 años. La eólica suele tener un ciclo de vida de 20-25 años y en PV de 25-30.
- No se percibió ninguna subvención.
- La inversión inicial se pagó al contado (no se pide deuda).
- Los embalses superiores tenían 50.000m³ de capacidad.
- No se turbinó.

Tomando todos estos criterios de partida, se obtuvieron los siguientes resultados expuestos en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2 Resultados económicos parque PV-90kWp

Inversión Inicial (I_0)	90.000€
Deuda	-
WACC + inflación	10,67%
TIR	12,08%
VAN	8.418,69€
Payback	8 años
Precio medio del MWh (LCOE)	26,97€/MWh
VAN/I_0	0,09
Energía total producida (25 años)	3,54GWh

La variación del VAN con respecto a la tasa de descuento seleccionada se muestra en la siguiente Figura 4.15.

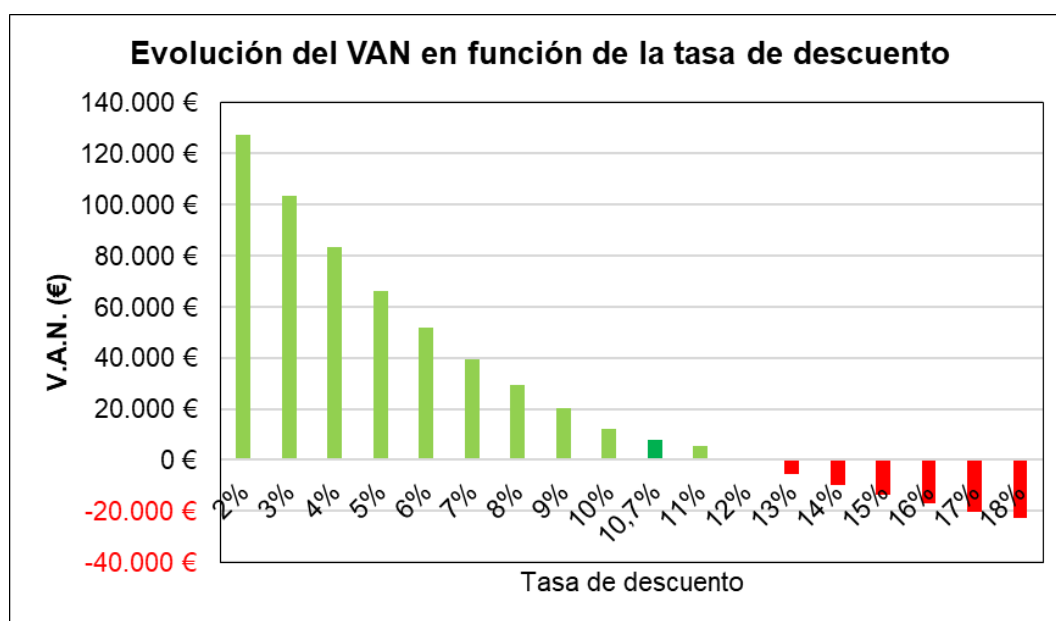


Figura 4.15 Evolución del VAN en función de la tasa de descuento

Como se observa en la imagen anterior, se obtuvo un VAN escaso, principalmente, por la alta tasa de descuento para actualizar los flujos de caja. Esto se debe a que el coste de capital es más caro que el coste de la deuda, derivando en un valor de TIR relativamente bajo. Además, el período de años en el cual se recupera la inversión, también llamado *payback*, es de 8 años.

En cuanto a la inversión inicial, habitualmente el precio del MW instalado en PV es de 500.000€, sin embargo, este parque se construyó en una época donde el precio del watio pico era muy superior al actual, por lo que el precio fue el doble en el momento de compra (abril 2023).

Con respecto al LCOE. Este se calcula dividiendo el valor actual de los gastos operativos más la inversión inicial llevada a cabo entre la energía total producida durante el ciclo de vida del parque y dicho valor es menor que el precio futuro de la energía de 50€/MWh, tal y como se explica en el capítulo 7. Dicha cifra entra dentro de los valores estudiados por LAZARD e IRENA [11], [12]

En resumen, el VAN es reducido, pero positivo y el precio del MWh es más bajo que lo estimado para el futuro. Además, se cumplen en gran medida los objetivos del proyecto: consumir energía limpia de origen renovable evitando el uso de energías contaminantes y cubrirse frente a futuras fluctuaciones de la demanda causadas por factores externos.

Por último, es importante aclarar que, en régimen de autoconsumo, que es el régimen de esta alternativa, se puede compensar, es decir, se puede reducir la factura del mes siguiente como máximo lo que has auto consumido. Por ejemplo, si se auto consumen 100kWh y se producen 210kWh, sólo se puede compensar 100kWh y los 10kWh restantes se vierten gratis a la red. En este caso se auto consumen unos 75MWh y se venden a la red más o menos unos 60MWh, así que no se vertería gratis la energía generada a la red. Si se quiere más información al respecto véase el **Anexo IV**.

CAPÍTULO 5. Ampliación del Parque PV

En este capítulo se detalla una de las alternativas propuestas, la ampliación del parque PV hasta los 190kWp. En primer lugar, se describe el análisis del recurso fotovoltaico en la localización, seguidamente, se evalúa su producción energética y, finalmente, se realiza un estudio económico detallado.

5.1 Análisis del recurso fotovoltaico

Al ser una ampliación del parque fotovoltaico ya existente, el análisis del recurso fotovoltaico coincide con el expuesto en el apartado 4.1.

5.2 Evaluación del suministro de energía

Al igual que en el apartado 4.2, mediante PVGIS se calculó la producción energética de la planta con unas pérdidas del 10%.

La producción mensual y su valor máximo se muestran en la Figura 5.1.

Mes	Generación mensual (kWh)	Máxima generación (kWh)
Enero	15.120,3	156
Febrero	27.193,4	166
Marzo	25.823,1	185
Abril	25.093,5	176
Mayo	30.683,8	164
Junio	29.552,3	161
Julio	33.214,3	156
Agosto	31.707,4	157
Septiembre	29.188,3	177
Octubre	25.489,1	167
Noviembre	18.827,9	156
Diciembre	19.021,2	162
Total (kWh)	310914,67	

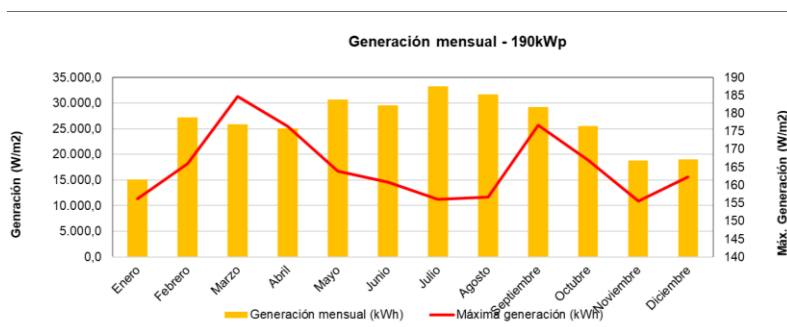


Figura 5.1 Evolución de la producción mensual y su máximo de un parque PV-190kWp

Además, la generación horaria se presenta en la siguiente Figura 5.2.

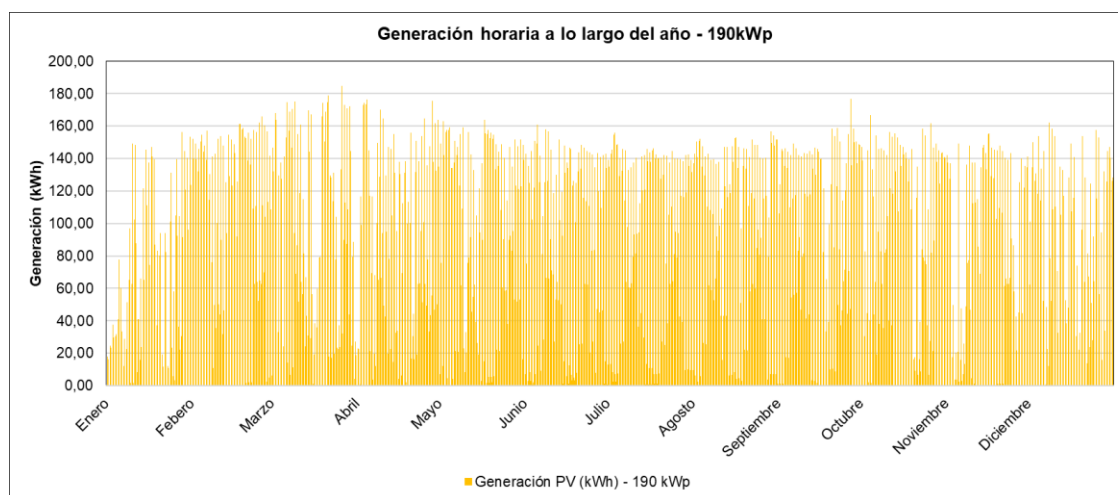


Figura 5.2 Evolución horaria de la generación de un parque PV-190kWp

5.3 Evaluación del balance energético

En base al suministro de energía, se realizó un estudio horario del balance energético. Los resultados se muestran en las siguiente Figura 5.4 (ver en detalle las unidades), más concretamente en la Figura 5.4.

Los escenarios posibles que resultan de dicho balance se han detallado anteriormente en el apartado 2.4.

Mes	Balance total mensual (kWh/mes)	Balance medio diario (kWh/días)	Balance medio horario (kWh/días/horas)	Balance pico (kWhp)	Balance valle (kWh)
Enero	15.077	486	20,3	154,7	0,0
Febrero	17.779	635	26,5	126,8	-30,7
Marzo	14.877	480	20,0	143,8	-37,0
Abril	227	8	0,3	106,4	-61,9
Mayo	9.266	299	12,5	93,8	-64,1
Junio	25.955	865	36,0	132,3	-18,4
Julio	24.290	784	32,6	115,3	-23,7
Agosto	17.798	574	23,9	107,0	-40,9
Septiembre	19.916	664	27,7	132,2	-38,2
Octubre	25.601	826	34,4	165,5	-1,3
Noviembre	18.056	602	25,1	154,9	-16,4
Diciembre	19.208	620	25,8	160,9	0,0
Total (kWh/año)	208.050				

Figura 5.3 Agrupación de datos energéticos del parque PV-190kWp

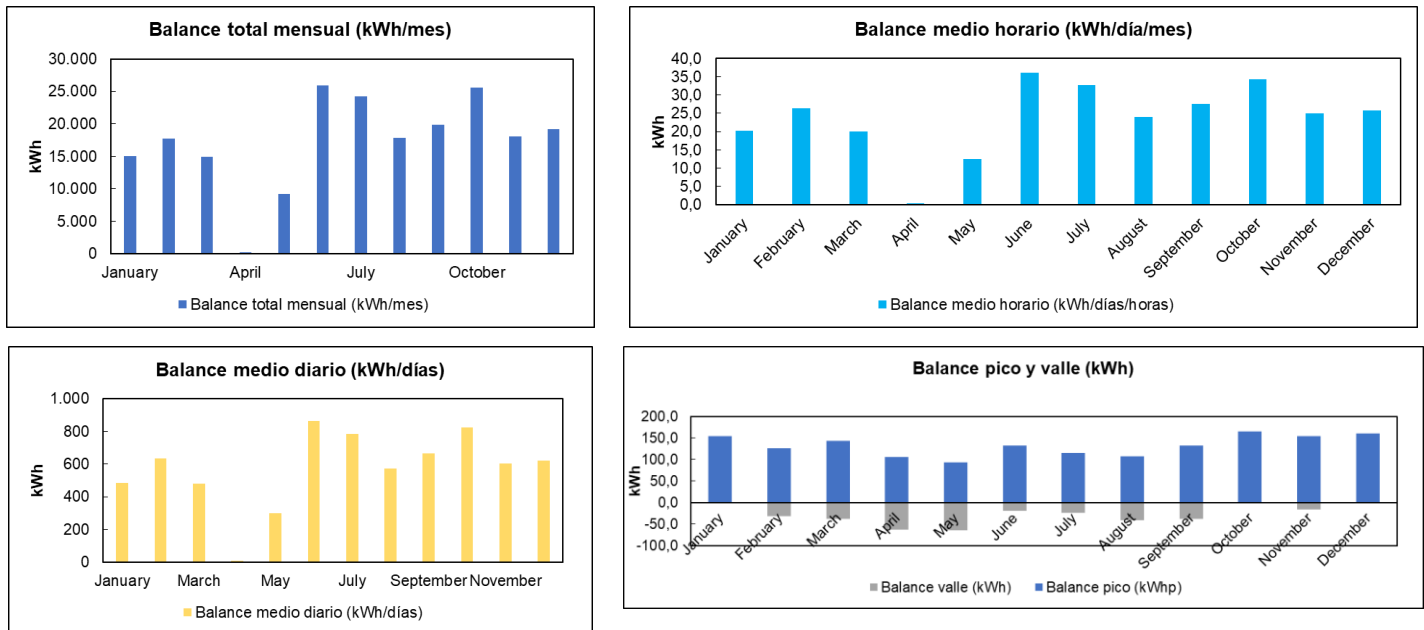


Figura 5.4 Evolución mensual de datos energéticos del parque PV-190kWp

Abril es el único mes en donde el balance de energía es nulo, es decir, a final de mes la energía generada es igual a la demanda de consumo. Todos los demás meses presentan excedentes que se utilizarán para bombear agua o para la venta a la red.

Adicionalmente, se muestran los distintos sumandos para el cálculo del balance energético medio horario en la siguiente Figura 5.5.

Hora	Generación PV (kWh)	Generación eólica (kWh)	Turbinación (kWh)	Demanda energética (kWh)	Generación total (kWh)
0	0	0	0	772	0
1	0	0	0	772	0
2	0	0	0	772	0
3	0	0	0	772	0
4	0	0	0	772	0
5	162	0	0	772	162
6	1654	0	0	772	1654
7	8829	0	0	772	8829
8	21283	0	0	8339	21283
9	31438	0	0	10769	31438
10	38876	0	0	11690	38876
11	43601	0	0	11690	43601
12	44034	0	0	12725	44034
13	40987	0	0	11690	40987
14	34901	0	0	10769	34901
15	26318	0	0	9507	26318
16	13520	0	0	8173	13520
17	3948	0	0	0	3948
18	756	0	0	0	756
19	38	0	0	0	38
20	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0
23	0	0	0	772	0
Suma	310345	0	0	102295	310345

Figura 5.5 Balance energético medio horario

Estos datos se muestran gráficamente en la Figura 5.6.

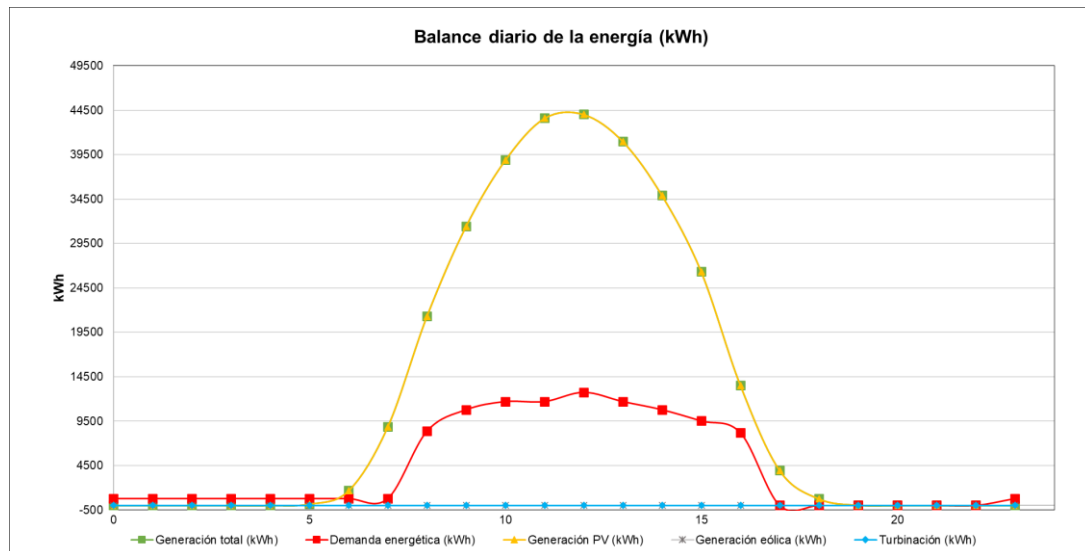


Figura 5.6 Evolución del balance energético medio horario

A continuación, se plantean dos opciones: sin ampliación y con ampliación. Nuevamente, recordar que se considera que los embalses superiores empiezan el año con una capacidad de 2.500m³ como reserva ecológica.

- a) Sin ampliación de la capacidad (50.000m³), la evolución de la capacidad de los embalses se presenta en la siguiente Figura 5.7.

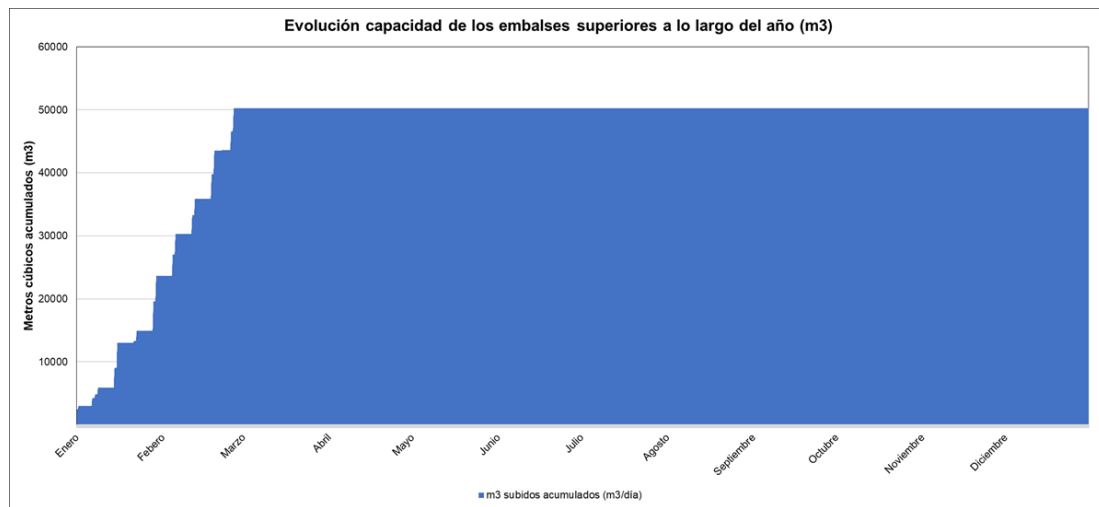


Figura 5.7 Evolución de la capacidad de los embalses superiores con una capacidad de 50.000m³

- b) Con ampliación de la capacidad (70.000m³), la evolución de la capacidad de los embalses se observa en la siguiente Figura 5.8.

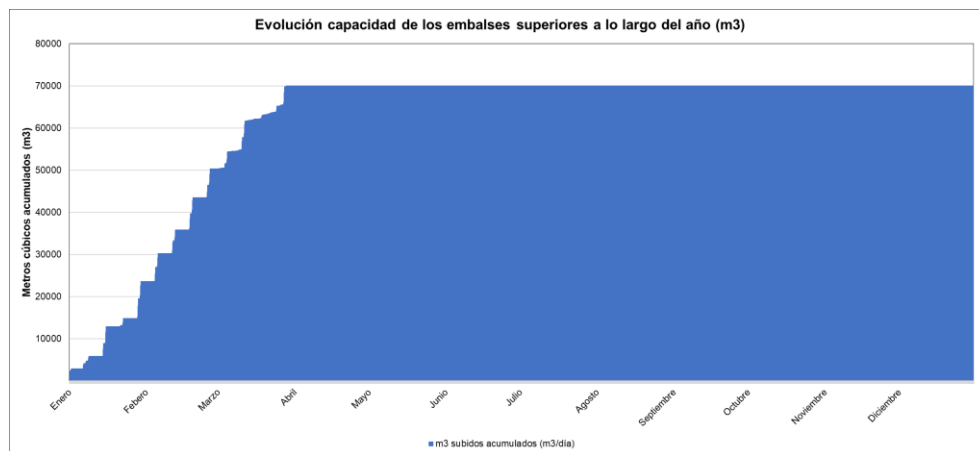


Figura 5.8 Evolución de la capacidad de los embalses superiores con una capacidad de 70.000m³

En ambas opciones se cubre con creces la demanda y, además, se es capaz de llenar por completo los embalses superiores antes del mes de abril.

Si se añade la turbinación, la generación de energía fotovoltaica es la misma, sin embargo, se añade la energía generada gracias a la turbina como se puede ver en la siguiente Figura 5.9.

Hora	Generación PV (kWh)	Generación eólica (kWh)	Turbinación (kWh)	Demanda energética (kWh)	Generación total (kWh)
0	0	0	911	772	911
1	0	0	857	772	857
2	0	0	802	772	802
3	0	0	769	772	769
4	0	0	777	772	777
5	162	0	844	772	1007
6	1654	0	932	772	2587
7	8829	0	995	772	9824
8	21283	0	928	8339	22211
9	31438	0	727	10769	32165
10	38876	0	601	11690	39477
11	43601	0	546	11690	44147
12	44034	0	496	12725	44530
13	40987	0	428	11690	41415
14	34901	0	412	10769	35313
15	26318	0	437	9507	26754
16	13520	0	559	8173	14079
17	3948	0	748	0	4696
18	756	0	945	0	1701
19	38	0	1105	0	1142
20	0	0	1138	0	1138
21	0	0	1113	0	1113
22	0	0	1058	0	1058
23	0	0	970	772	970
Suma	310345	0	19097	102295	329442

Figura 5.9 Balance energético medio horario con turbinación y PV-190kWp

Estos datos se muestran gráficamente en la Figura 5.10.

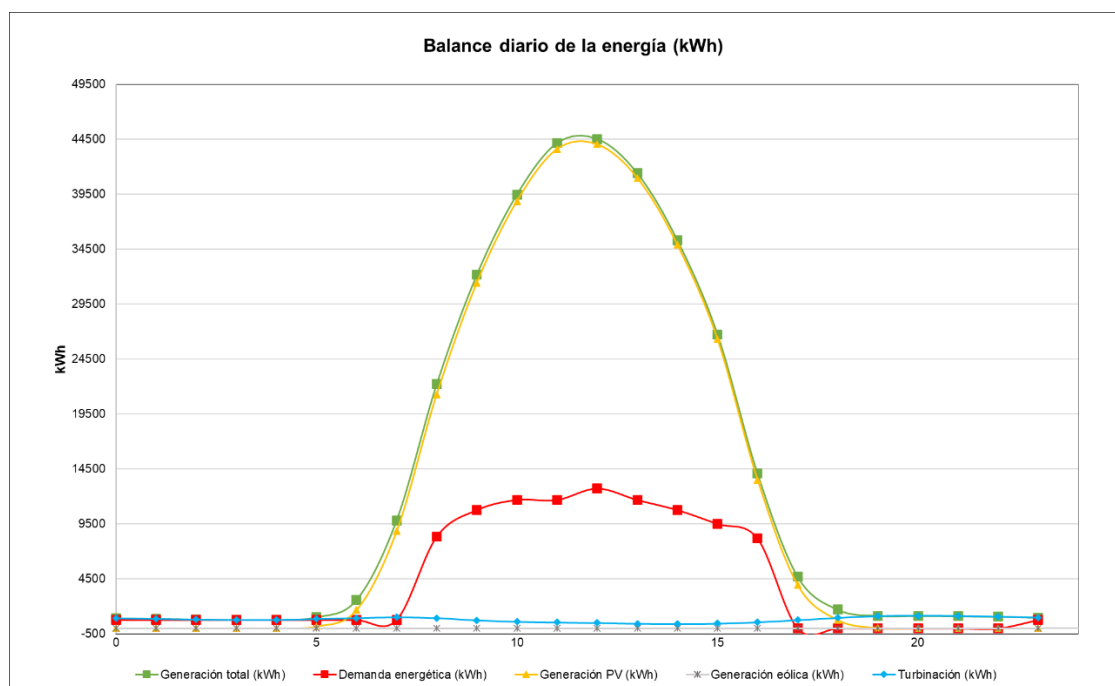


Figura 5.10 Evolución del balance energético medio horario con turbinación

Los datos mensuales del *mix* energético renovable se presentan en la siguiente Figura 5.11.

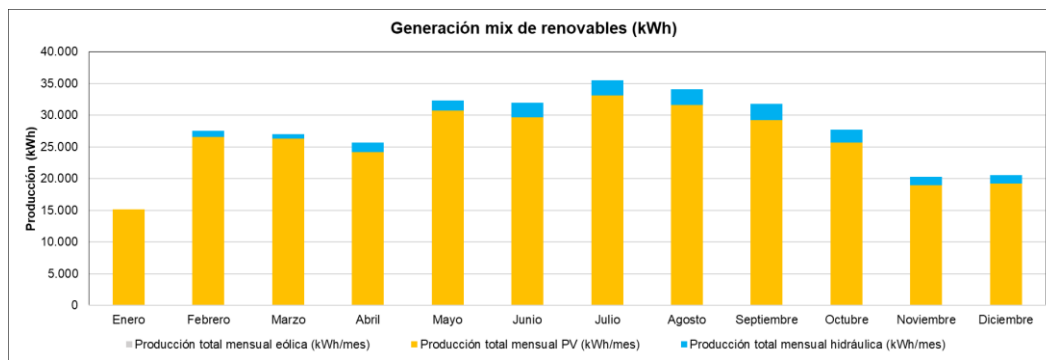


Figura 5.11 Generación del mix renovable

La evolución del embalse superior tiene modificaciones con respecto a su capacidad muy notables debido a la turbinación existiendo un límite inferior (una vez alcanzado) de 25.000m³ y, además, prescindiendo de la restricción correspondiente a no bombear en época de riego, ya que así se puede turbinar durante la misma y obtener unos mayores ingresos. Dicha evolución se muestra en la Figura 5.12 presente.



Figura 5.12 Evolución de la capacidad de los embalses superiores con una capacidad de 50.000m³ con turbinación

Es importante recordar que se turbinan sólo si el precio del mercado mayorista marcado por OMIE es mayor o igual al precio medio de venta a la red.

Si se amplía la capacidad superior a 70.000m³, simplemente, se bombea más agua en vez de vender energía a la red llegando a final de año a esos 70.000m³. Además, la energía generada por turbinación es la misma independientemente de la capacidad de los embalses.

5.4 Estudio económico

En primer lugar, debido al sistema de bombeo reversible se van a considerar dos posibles escenarios: con y sin turbinación, ya que al ampliar el parque renovable se generan más excedentes. La ampliación del embalse superior, desde una perspectiva económica-energética, no genera ni mayores beneficios, ni mayores flujos de caja, aunque sí es cierto que, a la hora de cultivar, al tener más agua almacenada, se podría cosechar más y obtener mayores rendimientos. Como esto mismo no pertenece al alcance del presente TFM no se valoró y, por lo tanto, realizar la ampliación conllevó una reducción notable en la rentabilidad del proyecto al tener que aportar una mayor inversión inicial.

Una vez comentado el punto anterior, se presentan los flujos de caja generados por las distintas partidas. En función del destino final de la energía se utilizó como precio base el del mercado mayorista gestionado por OMIE o el de Respira según la tarifa 6.1 TD, como se ha explicado anteriormente en el apartado 4.4.

- Sin turbinación:

Se muestra en las siguientes Figura 5.13 y Figura 5.14 varios aspectos de las distintas partidas, entre ellos, la energía requerida, el ingreso o gasto asociado y el precio del MWh de la misma, todo ello según la capacidad total de los embalses superiores.

	COMPRA DE LA RED		RIEGO	
	Energía comprada a la red (kWh)	Gasto del Término de la energía (sin descuentos ni pot. Contratada) (€)	Energía disponible para riego por autoconsumo (kWh)	Ahorro generado por regar con autoconsumo y no con compra a la red (€)
Volumen superior				
50.000m3	13598 kWh	1.290,84 €	88697 kWh	9.459,18 €
70.000m3	13598 kWh	1.290,84 €	88697 kWh	9.459,18 €
50.000m3	94,9 €/MWh		106,6 €/MWh	
70.000m3	94,9 €/MWh		106,6 €/MWh	

Figura 5.13 Flujos de caja de compra de la red y del riego

	VENTA A LA RED		BOMBEO		
	Energía vendida a la red (kWh)	Ingresos venta a la red(€)	Energía disponible para bombeo (kWh)	Ahorro por subir m3 con autoconsumo sin comprar a la red (€)	m3 de agua embalse superior (m3)
Volumen superior					
50.000m3	211775 kWh	15.884,51 €	9873 kWh	929,44 €	47753 m3
70.000m3	207685 kWh	15.576,60 €	13963 kWh	1.314,49 €	67537 m3
50.000m3	75,0 €/MWh		94,1 €/MWh		
70.000m3	75,0 €/MWh		94,1 €/MWh		

Figura 5.14 Flujos de caja de venta a la red y de bombeo

Por un lado, el flujo de caja de ingresos, que se obtiene de la suma del riego más la venta a la red más el bombeo, es de 26.273,13€ con una capacidad de los embalses superiores de 50.000m³ y de 26.350,27€ con una de 70.000m³.

Por otro lado, el flujo de caja de los pagos debido a la compra de energía de la red es de 1.290,84€, la mitad que con el parque de 90kWp. De nuevo, añadir que sólo se contabilizó el precio de la energía, por lo tanto, la potencia contratada, los impuestos, los posibles excesos de potencia y el consumo de reactiva no se tuvieron en cuenta.

- Con turbinación:

Se presenta en las siguientes Figura 5.15 y Figura 5.16 varios aspectos de las distintas partidas, entre ellos, la energía requerida, el ingreso o gasto asociado y el precio del MWh de la misma, todo ello según la capacidad total de los embalses superiores.

	COMPRA DE LA RED		RIEGO	
	Energía comprada a la red (kWh)	Gasto del Término de la energía (sin descuentos ni pot. Contratada) (€)	Energía disponible para riego por autoconsumo (kWh)	Ahorro generado por regar con autoconsumo y no con compra a la red (€)
Volumen superior				
50.000m ³	13598 kWh	1.290,84 €	88697 kWh	9.459,18 €
70.000m ³	13598 kWh	1.290,84 €	88697 kWh	9.459,18 €
50.000m ³	94,9 €/MWh		106,6 €/MWh	
70.000m ³	94,9 €/MWh		106,6 €/MWh	

Figura 5.15 Flujos de caja de compra de la red y del riego con turbinación

	VENTA A LA RED		BOMBEO			TURBINACIÓN			
	Energía vendida a la red (kWh)	Ingresos venta a la red (€)	Energía disponible para bombeo (kWh)	Ahorro por subir m3 con autoconsumo sin comprar a la red (€)	m3 de agua embalse superior (m3)	Ingresos por energía vendida a la red por turbinación (€)	m3 de agua turbinados (m3)	m3 subidos acumulados (m3)	Energía generada (kWh)
Volumen superior									
50.000m ³	81808 kWh	6.529,59 €	139840 kWh	14.671,44 €	520812 m3	2.081,17 €	477981	45332	19097
70.000m ³	80851 kWh	6.463,50 €	140797 kWh	14.753,03 €	541012 m3	2.081,17 €	477981	65531	19097
50.000m ³	79,8 €/MWh		104,9 €/MWh			109,0 €/MWh			
70.000m ³	79,9 €/MWh		104,8 €/MWh			109,0 €/MWh			

Figura 5.16 Flujos de caja de venta a la red y de bombeo con turbinación

Como se ha comentado en el apartado 3.3, turbinar genera un coste de oportunidad el cual se muestra en la siguiente imagen Figura 5.17.

FC bombear una vez	1.033,42 €
Coste de oportunidad bombeo	13.638,02 €

Figura 5.17 Flujo de caja por bombear para rellenar una vez los embalses y coste de oportunidad del bombeo

Obteniéndose un flujo de caja final que se conforma por la suma del riego más la venta a la red más el bombeo más la turbinación, pero se le resta el coste de oportunidad que esta genera, es decir, $32.741,39€ - 13.289,12€ = 19.103,37€$ con una capacidad de los embalses superiores de 50.000m³ y unos 400€ más con una capacidad de 70.000m³.

Por otro lado, el flujo de caja de los pagos es el mismo, 1.290,84€.

En base a los flujos de caja de cada escenario se realizó un cálculo del VAN (Valor Actual Neto), teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- WACC: se estimó la tasa de descuento mediante el método WACC y aplicando la ecuación de Fisher de la inflación, véase **Anexo VII**.
- La degradación de los módulos se consideró del 0,30%, es decir, la producción disminuye esa cantidad con respecto al año anterior cada año.
- El precio futuro de la energía se estimó mediante el estudio realizado por ACOGEN detallado en el capítulo 7 [13].
- Se consideraron los siguientes gastos fijos:
 - Seguro de explotación: el 12 por mil del EBITDA de ese año.
 - Limpieza.
 - Contingencias.

Véase **Anexo IX** para profundizar en la creación del análisis VAN y sus flujos de caja.

- El único gasto variable se correspondió al pago de impuestos que corresponde al 7% de los ingresos por la energía vertida a la red (al superar los 100kW instalados ya no hay compensaciones por el autoconsumo)[14].
- Se estimó una vida del proyecto de 25 años.
- No se percibió ninguna subvención.
- La inversión inicial de 90k€ se pagó al contado.

- Se pide un préstamo de 50k€ para construir la ampliación.
- En el caso de turbinar:
 - La deuda aumenta el 12k€ para hacer frente al pago a los costes de la puesta en montaje de la turbina.
 - Se genera un coste de oportunidad como se comentó en el apartado 3.3 que provoca una disminución de los flujos de caja, aunque se obtengan ingresos por la turbinación.

Tomando todos estos criterios de partida y sin hacer uso del bombeo reversible, se obtuvieron los resultados presentes en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1 Resultados económicos parque PV-190kWp

Inversión Inicial (Io)	90.000€
Deuda	50.000€
WACC + inflación	9,21%
TIR	17,79%
VAN	57.877,52€
Payback	6 años
Precio medio del MWh (LCOE)	19,15€/MWh
VAN/Io	0,81
Energía total producida (25 años)	7,49GWh

La variación del VAN con respecto a la tasa de descuento seleccionada se muestra en la siguiente Figura 5.18.

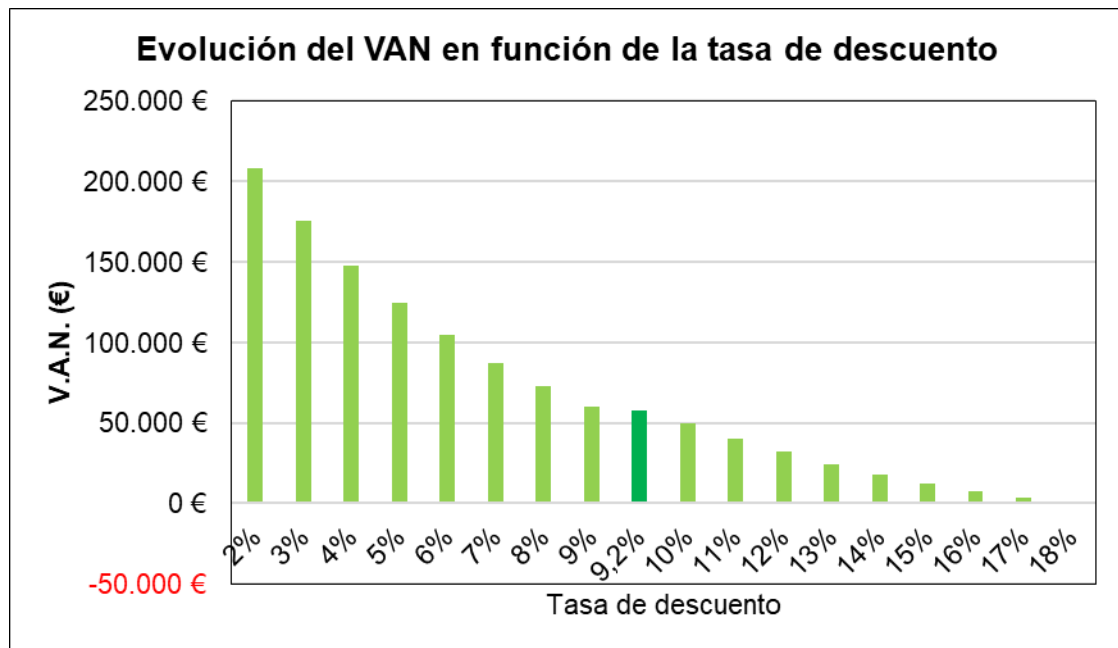


Figura 5.18 Evolución del VAN en función de la tasa de descuento

Como se muestra en la Tabla 5.1, el VAN es de 60k€, la TIR del 18,27% y el *payback*, es de 6 años. Mayores valores que los calculados anteriormente que podrían justificar realizar la inversión.

La inversión inicial asciende hasta los 90k€ del parque de 90kWp y el resto se pide en forma de préstamo. El nuevo parque PV de 100kW se rige por la regla del precio del kW instalado de PV de 0,5M€/1MW [11].

El LCOE, 18,59€/MWh, entra dentro de los valores estudiados por LAZARD e IRENA [11], [12]. De hecho, es menor que el precio futuro de la energía que es de 50€/MWh tal y como se explica en el capítulo 7.

En resumen, el VAN asciende hasta casi los 60k€, y el precio del MWh es más bajo que lo estimado para el futuro. Sin embargo, si se cometiera la ampliación del embalse superior el VAN se vería disminuido el precio de ejecución de la ampliación, es decir, unos 60.000€, obteniéndose valores cercanos a cero o negativos. Independientemente de esto último, se cumplen los objetivos del proyecto: consumir energía limpia de origen renovable evitando el uso de energías contaminantes cubriéndose frente a futuras fluctuaciones de la demanda causadas por factores externos.

En cuanto al coste de oportunidad de la turbinación es mayor a los ingresos que esta genera, por lo tanto, los resultados económicos no son tan satisfactorios como se observan en la siguiente Tabla 5.2.

Tabla 5.2 Resultados económicos parque PV-190kWp y turbinación

Inversión Inicial (Io)	90.000€
Deuda	62.000€
WACC + inflación	9,01%
TIR	10,98%
VAN	13.055,45€
Payback	8 años
Precio medio del MWh (LCOE)	17,80€/MWh
VAN/Io	0,24
Energía total producida (25 años)	84,11GWh

La variación del VAN con respecto a la tasa de descuento seleccionada se muestra en la siguiente Figura 5.19.

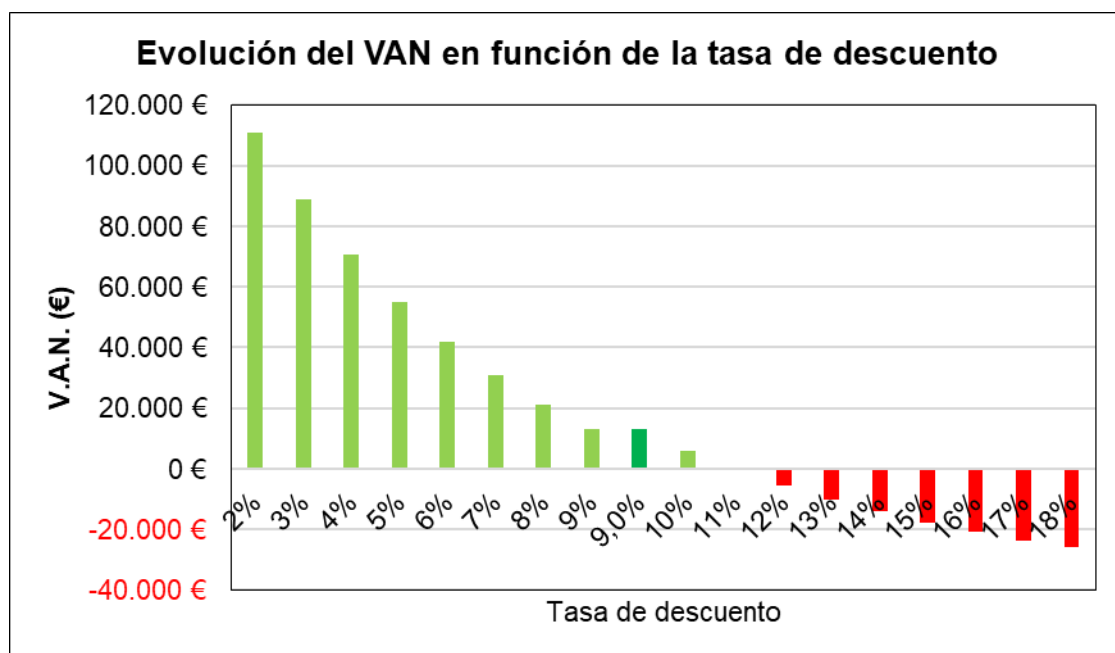


Figura 5.19 Evolución del VAN en función de la tasa de descuento con turbinación

CAPÍTULO 6. Hibridación con Energía Eólica

En este capítulo se expone la hibridación de un parque PV de 90kWp con un aerogenerador de 100kW por lo que este capítulo se plantea como una extensión del capítulo 4. En primer lugar, se describe el análisis del recurso eólico en el emplazamiento, después, se evalúa su producción energética y, finalmente, se realiza un estudio económico detallado.

6.1 Análisis del recurso eólico

Con el fin de ahondar en la viabilidad del mini-parque eólico se necesita, previamente, realizar un estudio del recurso eólico de la zona donde se ubica el Castillo de Orús, situado al sur de Huesca en la carretera que conecta dicha ciudad con Almodóvar.

El emplazamiento en el que se ubica la parcela, más específicamente, donde se encuentran las zonas agrícolas de cultivo, tanto de regadío como de secano, y el pequeño núcleo urbano, el cual da nombre a la parcela, está a una altura entre los 420 y los 450 metros de altitud.

La ubicación del WTG elegida fue la que se muestra en la Tabla 6.1.

Tabla 6.1 Coordenadas y altitud del emplazamiento del WTG

Latitud	Longitud	Altitud
42.105543 °	-0.502200 °	455m

Concretamente, se seleccionó dicha localización debido a que hubo un proyecto anterior para construir un modelo de la marca Gamesa de 850kW con un rotor de 58 metros, pero al final no se pudo realizar. Además, el fin de este WTG era exclusivamente la venta a la red, no el autoconsumo.

Prácticamente, toda la finca está expuesta a terreno agrícola u otras fincan colindantes como se puede ver en la Figura 6.1, sin embargo, al suroeste del mismo, se alza una pequeña sierra cuya cota más elevada no supera los 575 metros de altitud y cuyo

perfil de elevación se muestra en la Figura 6.1. Además, se puede observar la ubicación del WTG y el emplazamiento de un parque eólico situado al otro lado de la sierra (marcado con un polígono de azul celesta).

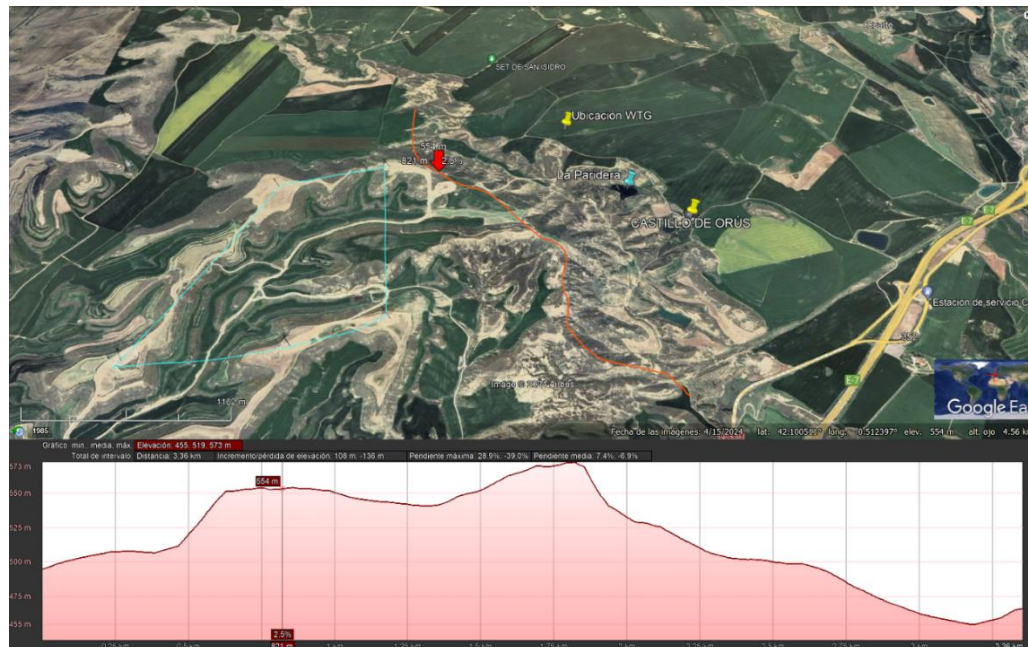


Figura 6.1 Sierra colindante a la fina y su perfil de elevación

Para la realización de cualquier estudio de recurso eólico es imprescindible contar con datos registrados en torres meteorológicas instaladas en el emplazamiento. Sin embargo, en este caso no existen en la actualidad, así que se hizo uso de la tecnología de Vortex. Dicha tecnología se basa en el modelo atmosférico no lineal WRF (Weather Research and Forecasting)[15] que ha sido desarrollado mediante el esfuerzo conjunto de varios centros de investigación atmosférica y cuenta con el apoyo de la comunidad de científicos que lo utilizan, ya que este modelo incorpora las parametrizaciones físicas más avanzadas.

Concretamente, los resultados incluidos en este estudio están basados en un mapa de recurso eólico a altura de buje de 100 metros generado por la empresa Vortex denominado SERIES, que incluye las características del viento cada hora durante los últimos 6 meses en un área determinada y con una resolución horizontal de 100 m, sin embargo, se pidieron los datos del último año a la empresa y fueron facilitados por la misma. El mapa de la Figura 6.2 es el resultado de una modelización de mesoescala

basada en el modelo numérico WRF comentado en el párrafo anterior. Vortex aplica su experiencia en el uso optimizado y automatizado de WRF para adaptarlo a la industria eólica con una configuración del modelo estable y robusta. Los datos de entrada del modelo incluyen datos topográficos de la NASA (base de datos SRTM), datos de ocupación del terreno del organismo ESA (GlobCover Land Cover1) y la última versión de datos meteorológicos de reanálisis de macroescala del National Centers for Environmental Prediction (NCEP).

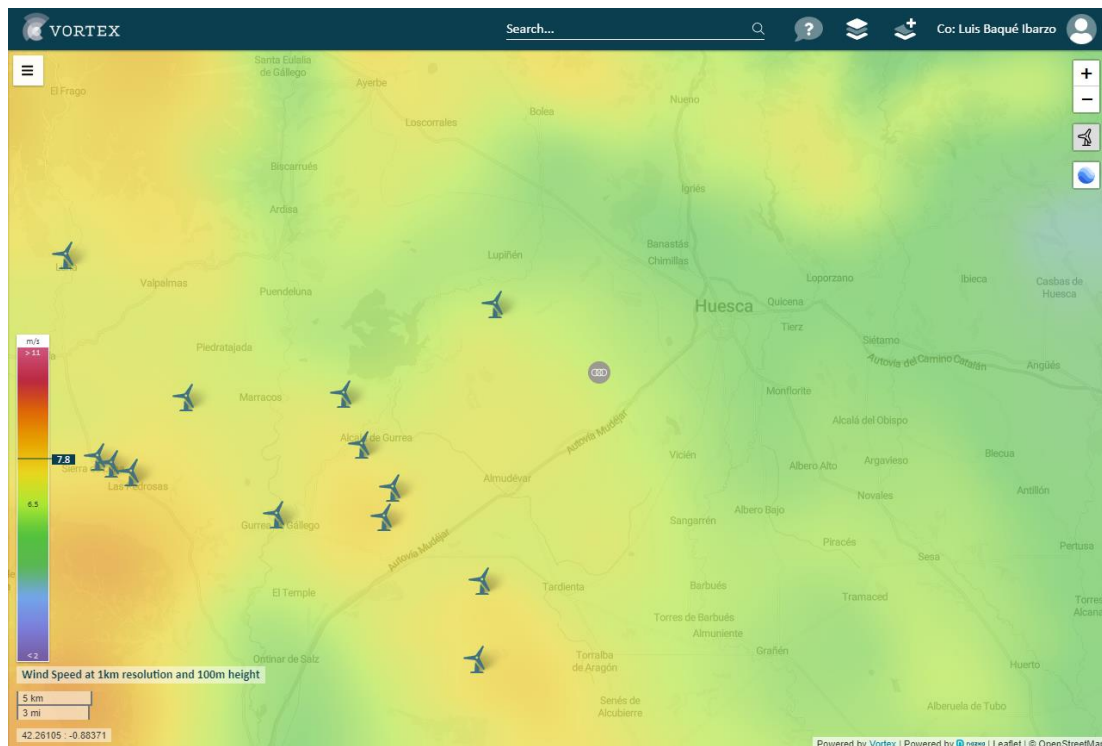


Figura 6.2 Mapa Vortex de la velocidad del viento en la finca y alrededores

La altura de buje del aerogenerador escogido se eleva hasta los 36 metros, por lo tanto, se utilizó la fórmula de la ley exponencial de Hellmann (Figura 6.3) [16] con el fin de calcular la velocidad real a dicha altura, cuya expresión matemática es la siguiente:

$$v(h) = v_o * \left(\frac{h}{h_o}\right)^\alpha,$$

siendo “v(h)” la velocidad del viento a la altura “h” (altura real de buje), “vo” la velocidad del viento, dato conocido por Vortex, a la altura “ho”, que son 100 metros, y *alpha* la constante de Hellman que define la rugosidad del terreno y se consideró de 0,2 al tratarse de una localización rústica (Figura 6.4).

La rugosidad [17] en la superficie terrestre afecta a la calidad del recurso eólico en la zona, de hecho, su intensidad se ve disminuida y fluye de manera turbulenta al circundar la superficie terrestre y al encontrar a su paso obstáculos, como árboles, construcciones, etc. Dicha rugosidad afecta a la velocidad del viento según la altura de buje del aerogenerador y, como hemos explicado anteriormente, se modeló mediante la ley exponencial de Hellmann.

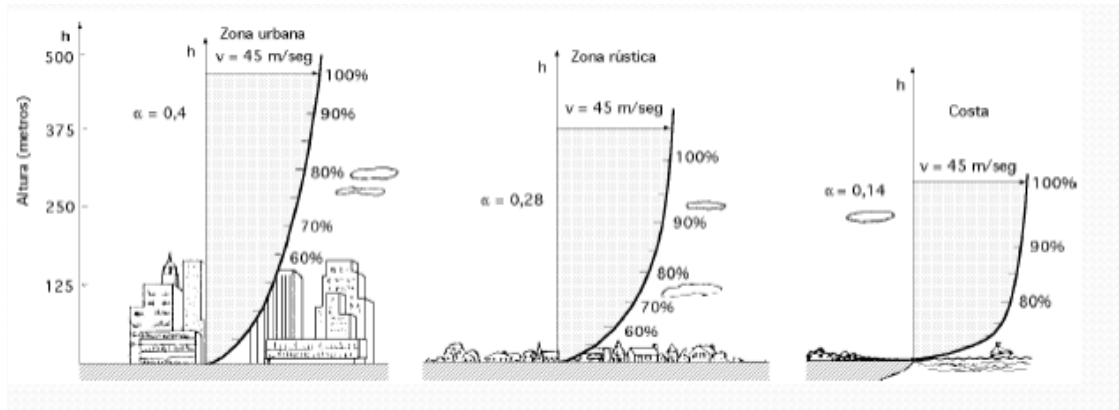


Figura 6.3 Ley exponencial de Hellman

Lugares llanos con hielo o hierba	$\alpha = 0,08 \div 0,12$
Lugares llanos (mar, costa)	$\alpha = 0,14$
Terrenos poco accidentados	$\alpha = 0,13 \div 0,16$
Zonas rústicas	$\alpha = 0,2$
Terrenos accidentados o bosques	$\alpha = 0,2 \div 0,26$
Terrenos muy accidentados y ciudades	$\alpha = 0,25 \div 0,4$

Figura 6.4 Coeficiente alpha según la rugosidad del terreno

Como se puede observar en la Figura 6.3 [16], [18], la velocidad del viento disminuye conforme nos acercamos al suelo debido al cizallamiento del mismo.

Los resultados obtenidos, una vez se aplicó la ley de Hellman, se muestran en las gráficas siguientes Figura 6.5.

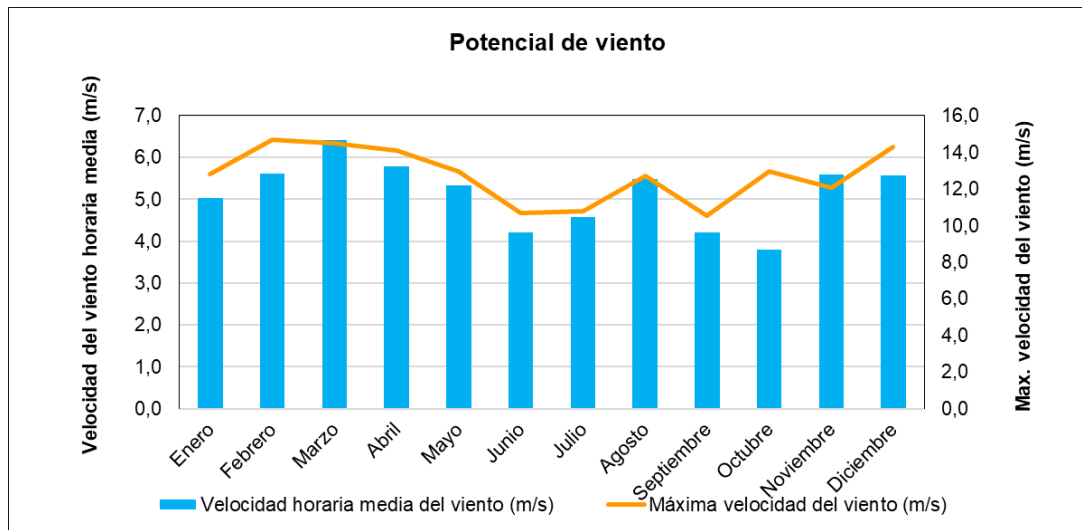


Figura 6.5 Evolución mensual de la velocidad del viento

La evolución de la velocidad horaria del viento a lo largo del año se presenta en la siguiente Figura 6.6.

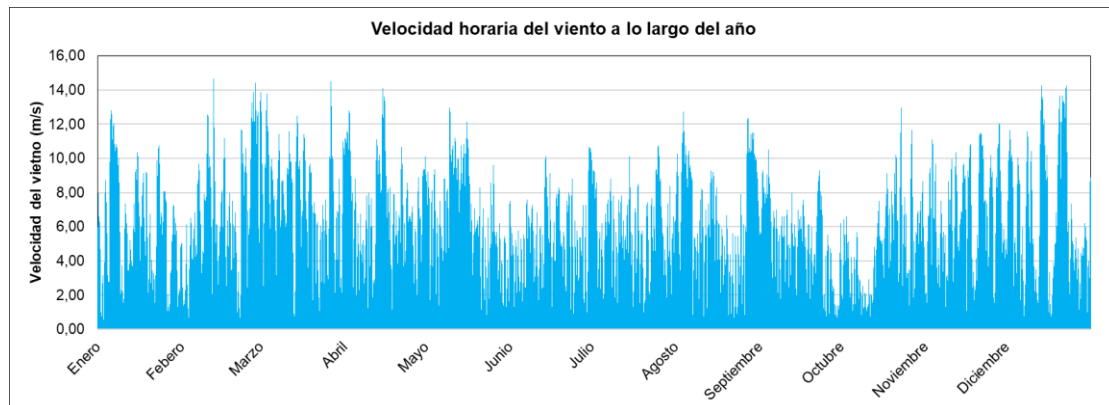


Figura 6.6 Evolución de la velocidad horaria del viento a lo largo del año

Para ver los datos de manera más simplificada, se muestra la siguiente Figura 6.7.

Mes	Velocidad horaria media del viento (m/s)	Máxima velocidad del viento (m/s)
Enero	5,0	12,8
Febrero	5,6	14,7
Marzo	6,4	14,5
Abril	5,8	14,1
Mayo	5,3	13,0
Junio	4,2	10,7
Julio	4,6	10,8
Agosto	5,5	12,7
Septiembre	4,2	10,5
Octubre	3,8	13,0
Noviembre	5,6	12,1
Diciembre	5,6	14,3
Velocidad media (m/s)	5,14	

Figura 6.7 Velocidades medias mensuales del viento

Además, se muestra la distribución del viento en función de la velocidad en intervalos de 1m/s en la Figura 6.8.

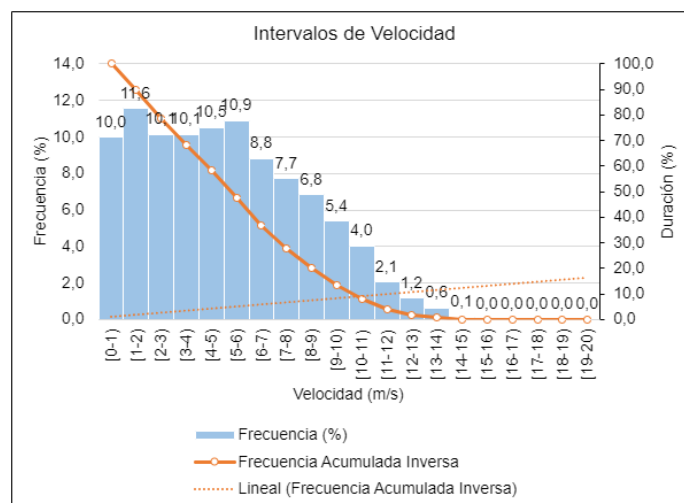


Figura 6.8 Distribución de la velocidad del viento en intervalos de 1m/s

Mediante una rosa de los vientos se muestra la dirección de soplado del viento en un diagrama polar, la proporcionada por VORTEX segmentada por intervalos de velocidad de viento y de tres bases de datos diferentes se muestra a continuación en la Figura 6.9.

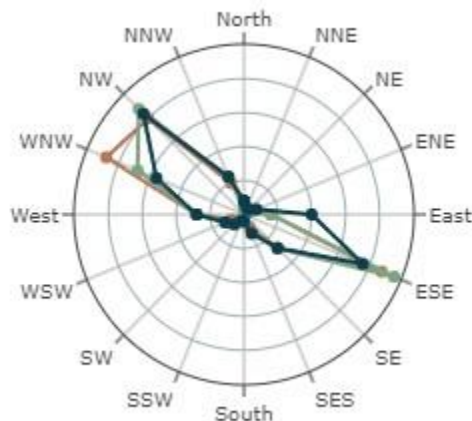


Figura 6.9 Rosa de vientos del Castillo de Orús

La sierra colindante al Castillo de Orús provoca que el aire provenga del NO o del SE.

6.2 Evaluación del suministro de energía

Una vez realizado el estudio del recurso eólico, el siguiente objetivo consiste en estimar la producción anual de energía.

La potencia eólica que se puede sustraer del viento sigue la siguiente formula:

$$P_{viento} = \frac{1}{2} * \rho * A * v^3,$$

Siendo rho, la densidad del aire; A, el área de barrido del aerogenerador; v, la velocidad del viento.

Sin embargo, no es posible obtener toda la potencia disponible, existe un límite a la misma, el límite de betz [18], cuya fórmula es:

$$P_{m\acute{a}x} = \frac{16}{27} * P_{viento}$$

Las tres componentes del viento determinantes son: la velocidad y dirección del viento, sus características y, en menor grado, la densidad del aire y el área de barrido (que depende del aerogenerador elegido).

Los dos primeros factores ya se han estudiado en apartados anteriores y, considerando condiciones de presión atmosférica de 1 atm y a 15 [°C], la densidad del aire es 1,15 [Kg/m³]. Dichas condiciones se basan en los datos aportados por VORTEX, que se muestran en las siguientes Figura 6.10 y Figura 6.11.

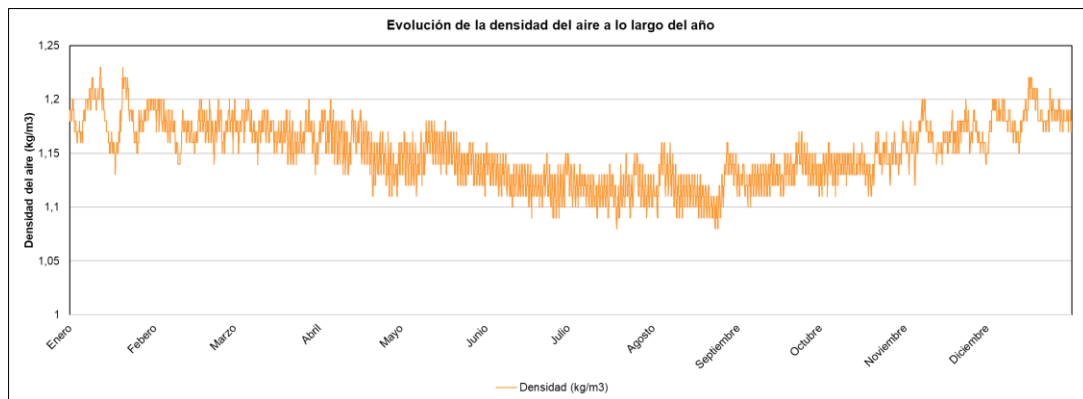


Figura 6.10 Evolución de la densidad del aire a lo largo del año

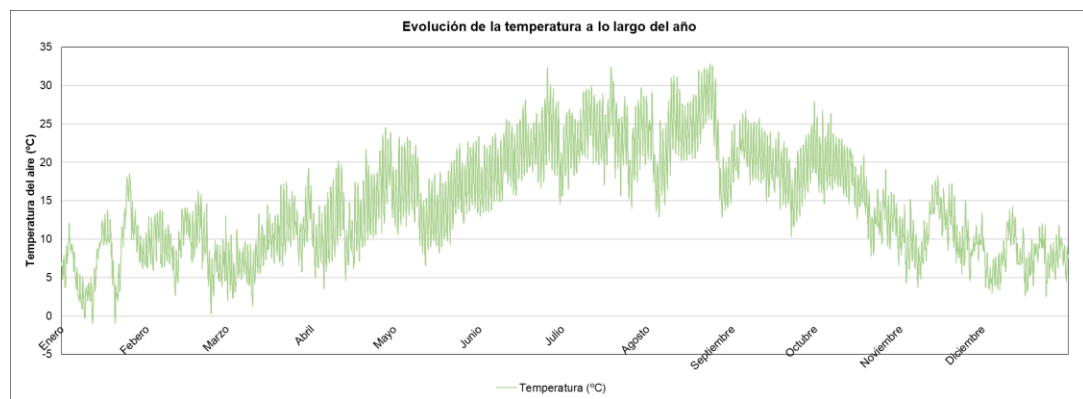


Figura 6.11 Evolución de la temperatura a lo largo del año

Adicionalmente, con respecto a la última componente, las características del viento, se han de tomar en cuenta varios factores, entre ellos: efectos orográficos, pérdidas, clasificación del viento y su rugosidad (esta última explicada anteriormente).

En primer lugar, los efectos orográficos, como se muestran en la Figura 6.12, son completamente descartables al establecerse el aerogenerador en un campo que es básicamente plano.

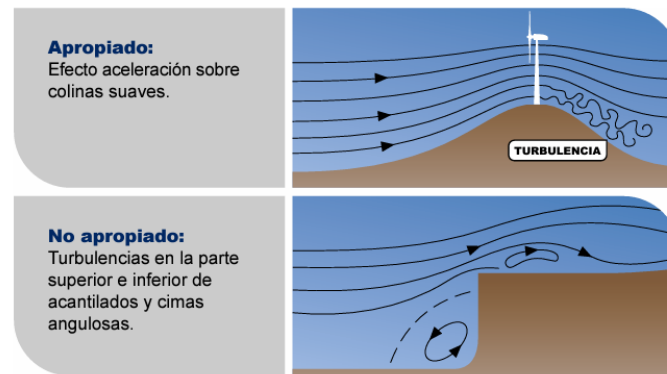


Figura 6.12 Efectos orográficos

En segundo lugar, existen varios tipos de eficiencias o pérdidas que hay que tener en cuenta para estimar la producción de energía, todos ellos se muestran en la siguiente Figura 6.13:

Eficiencias del mini parque eólico		
Pérdidas	por efecto estela	1
Pérdidas	efecto estela de parques vecinos	1
Pérdidas	ajustes en la curva de potencia	0,99
Pérdidas	por disponibilidad del P.E.	0,97
Pérdidas	por disponibilidad de la red de servicios	1
Pérdidas	por restricciones	1
Pérdidas	por reinicio de la ted	0,997
Pérdidas	por dispoibilidad de la subestación	0,995
Pérdidas	por desgaste de las palas	0,995
Pérdidas	por el sistema eléctrico	0,965
Eficiencia	total	0,9147

Figura 6.13 Pérdidas del parque eólico

Las pérdidas por efectos de estela son las más típicas y significativas en los P.E. Surgen cuando una turbina genera una estela turbulenta detrás de la misma provocando interferencias, que derivan en pérdidas aerodinámicas, en el viento que le llega a otra, como se muestra en la figura Figura 6.14

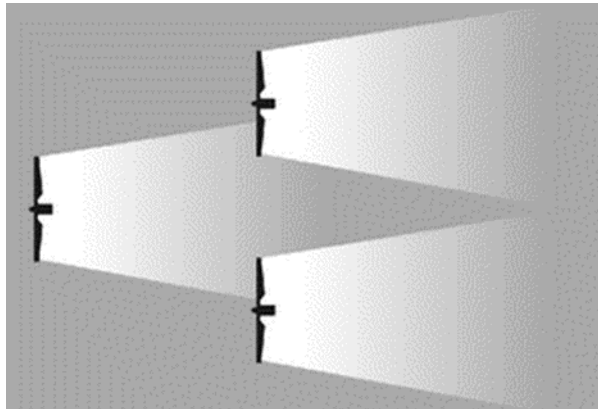


Figura 6.14 Efecto estela

Aunque el parque eólico de San Isidro de 48MW, compuesto por 5 WTGs Siemens Gamesa con modelo SG170 de potencia nominal unitaria de 5,33 MW y rotor de 170 metros, esté al otro lado de la sierra como se muestra en la Figura 6.15, no se generan efectos de estela debido a la distancia que existe de 1,31km (más de 18 veces el diámetro del rotor) entre dicho parque y el aerogenerador de la finca. Además, la sierra mitiga este tipo de efectos.

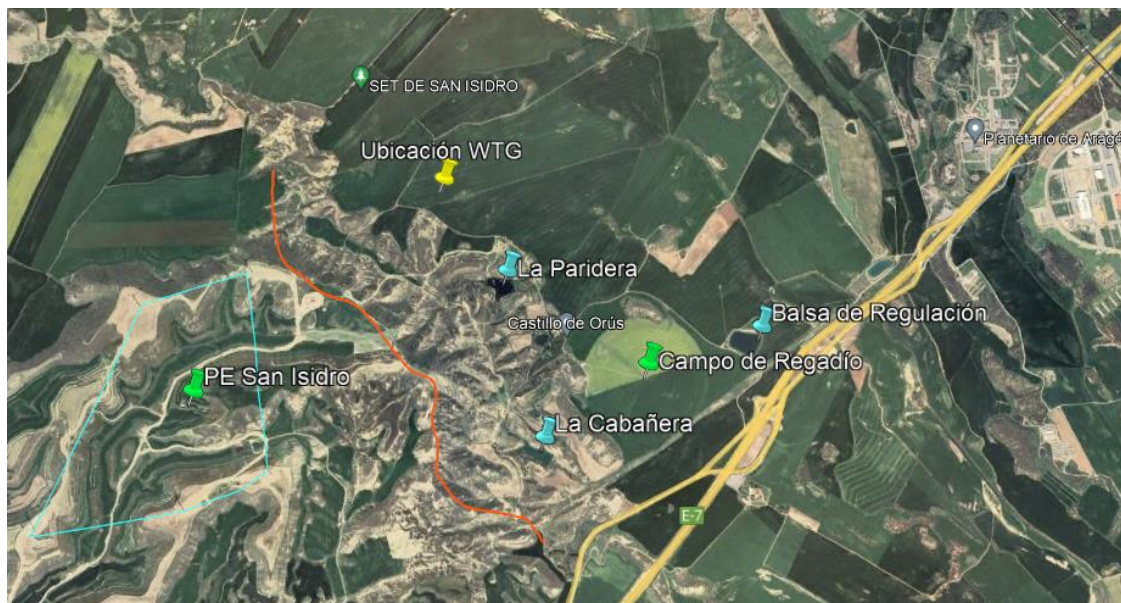


Figura 6.15 Ubicación PE San Isidro y demás ubicaciones

Las demás pérdidas son menos relevantes, sin embargo, son valores estándar que se manejan en la industria y en el sector. Consiguiendo, así, una eficiencia del 91,5%.

Por otro lado, se debe tener en cuenta ciertos parámetros del viento para la elección de la turbina según su clase en la Normativa IEC 64100-1(UNE-EN 61400-1) [19] en la cual se ofrece un rango de robustez definido en términos de dichos parámetros. Se presenta en la siguiente Figura 6.16 la clase del aerogenerador.

Clases de aerogeneradores	I	II	III	S
V_{ref} (m/s)	50	42,5	37,5	Valores especificados por el diseñador
A I_{ref} (-)	0,16			
B I_{ref} (-)	0,14			
C I_{ref} (-)	0,12			

Figura 6.16 Parámetros clásicos para las clases de los aerogeneradores

Siendo la v_{ref} la velocidad de referencia a la que una turbina puede sobrevivir en condiciones climáticas adversas donde dicha velocidad es el valor extremo del promedio de 10 minutos. El valor medio de la velocidad del viento en un año es: $v_{ave} = 0.2 \cdot v_{ref}$, siendo la velocidad media de 10m/s, 8,5m/s y 7,5m/s la velocidad media para las clases I, II y III, respectivamente.

A designa la categoría para las características de las turbulencias más altas, B para las más bajas, I_{15} es el valor característico de la intensidad de la turbulencia a 15m/s y α es un parámetro de la pendiente a utilizar en cierta ecuación de la norma.

En último lugar, se define una clase S para su utilización en condiciones especiales de viento u otras condiciones externas o para una clase de seguridad especial.

En base a todo lo explicado anteriormente y tras una búsqueda profunda en el mercado, se consideró seleccionar un aerogenerador de mini-eólica de la marca Norvento, el modelo nED100. Esta decisión se fundamenta en muchos motivos que se irán comentando a continuación.

Primeramente, Norvento [20] es una empresa española de la industria de las energías renovables que actúa en toda la cadena de valor, desde el diseño y fabricación de equipamientos, a la construcción y explotación de sus plantas e instalaciones. Fundada en 1981, desarrolla, fabrica y comercializa tecnología como sus aerogeneradores de media potencia, convertidores electrónicos de potencia o sus sistemas de gestión de energía

En segundo lugar, Norvento tiene sobrada experiencia en la instalación y el mantenimiento del único modelo de WTG que fabrica, el nED100 [21], en la siguiente Figura 6.17 se muestran todos los que han sido puestos en funcionamiento.



Figura 6.17 Ubicación de los aerogeneradores nED100 en Europa

En tercer lugar, nED100 no requiere atención por parte del comprador ya que la empresa es la que se ocupa de todo tipo de gestiones de operación y mantenimiento, cumpliendo además normativa de seguridad ISO, como se presenta en la Figura 6.18.



Figura 6.18 Sistema de verificación ISO de Norvento

En cuarto lugar, dicho WTG se adapta a las necesidades del cliente con distintos diámetros de pala y alturas de torre, sus características más relevantes se observan en la siguiente Tabla 6.2.

Tabla 6.2 Características nED100

Norvento	nED100	
Potencia nominal	100kW	
Velocidad nominal	10m/s	
Velocidad de arranque	3m/s	
Velocidad de corte	20m/s	
Clase de viento	IEC IIA	IEC IIIA
Ráfaga máxima	59.5m/s	52.5m/s
Diámetros de rotor disponibles	22m	24m
Alturas disponibles	24.5m	29.5/36m

Como se ha mostrado anteriormente, la velocidad media del viento no sobrepasa los 7.5m/s por lo que se optó por un diámetro de rotor de 24 metros y una altura de 36 metros (la velocidad del viento aumenta con la altura, es por ello que se eligió 36 metros de altura en vez de 29.5 metros, para aumentar la producción energética).

En cuarto lugar, el nED100 cumple con toda la normativa de calidad y seguridad y se puede estudiar el catálogo en el **Anexo VIII**.

En último lugar, la curva de potencia del aerogenerador en función de la velocidad del viento es la siguiente Figura 6.19 y el aerogenerador en sí en la Figura 6.20.

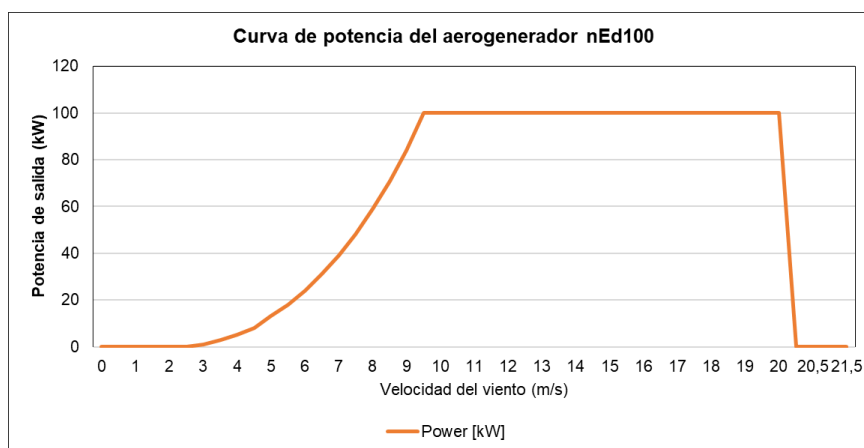


Figura 6.19 Curva de potencia del aerogenerador nED100



Figura 6.20 Modelo nED100

A continuación, para analizar la producción de energía anual se utiliza la siguiente expresión.

$$\text{Energía (kWh)} = \text{Potencia de salida (kW)} * \text{Velocidad media viento durante una hora (h)}$$

Es decir, mediante la curva de potencia se puede relacionar cierta velocidad media del viento durante una hora con la potencia que es capaz de suministrar el aerogenerador durante la misma, obteniéndose así un término energético.

Las producciones mensuales se detallan en las Figura 6.22 y entran dentro de los rangos de producción facilitados por Norvento.

En la Figura 6.21 se muestra la generación horaria media, la máxima generación y la generación total mensual.

Mes	Generación horaria media (kWh)	Máxima generación (kWh)	Generación mensual (kWh)
Enero	28,2	100,0	20.959,3
Febrero	33,6	100,0	23.414,0
Marzo	43,5	100,0	32.330,7
Abril	35,2	100,0	25.352,7
Mayo	31,4	100,0	23.360,8
Junio	16,8	100,0	12.095,2
Julio	19,7	100,0	14.635,3
Agosto	34,5	100,0	25.674,9
Septiembre	16,3	100,0	11.765,9
Octubre	14,6	100,0	10.848,4
Noviembre	33,6	100,0	24.160,0
Diciembre	34,5	100,0	25.691,2
Total (kWh)	341,87		20857,37

Figura 6.21 Producción eólica mensual

De forma gráfica se muestra en la Figura 6.22.

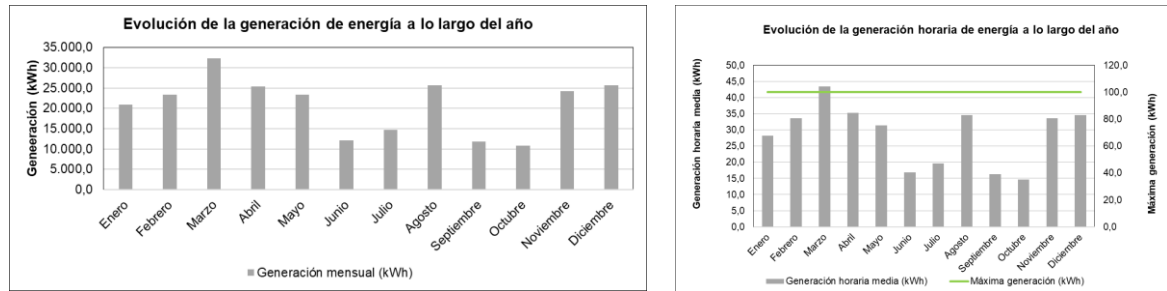


Figura 6.22 Evolución de la generación de energía eólica a lo largo del año

Asimismo, también se presenta la generación horaria a lo largo del año en la Figura 6.23.

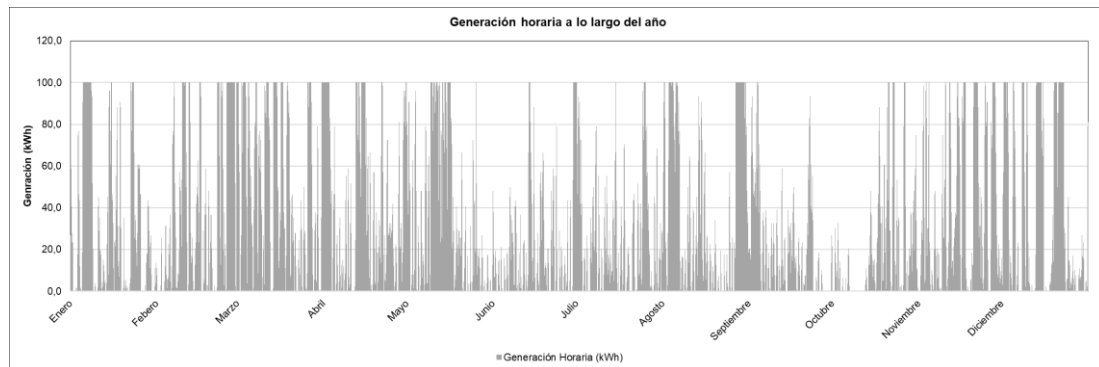


Figura 6.23 Evolución de la generación eólica horaria a lo largo del año

La energía total producida bruta asciende hasta los 250.288kWh

Con el fin de visualizar el rendimiento del parque se calculan dos parámetros, las horas equivalentes, que son las horas a las que el aerogenerador tendría que funcionar a su potencia nominal para suministrar la misma cantidad de energía, y el factor de carga, con las fórmulas:

$$\text{Horas equivalentes (h)} = \frac{\text{Energía total producida (kWh)}}{\text{Potencia instalada /kW}}$$

$$\text{Factor de carga (\%)} = \frac{\text{Horas equivalente}}{8760 \text{ horas}} * 100$$

Adicionalmente, teniendo en cuenta que en la Tabla 6.3 se detallan las pérdidas consideradas, también se pueden sacar los dos parámetros anteriores netos.

Tabla 6.3 Producción bruta, neta y rendimientos

Producción bruta total	250.288kWh
Producción neta total	228.937kWh
Horas equivalentes brutas	2503
Horas equivalentes netas	2289
Factor de carga bruto	29%
Factor de carga neto	26%

Las horas equivalentes brutas dan un valor medio razonable en la industria [22] y se consigue abastecer con creces la demanda y se generan excedentes. De hecho, la producción según Norvento se asemeja mucho al cálculo realizado ya que a 5,14m/s con un diámetro de 24m se deberían obtener unos 220MWh y se obtuvieron 228MWh, como se muestra en la siguiente Figura 6.24.

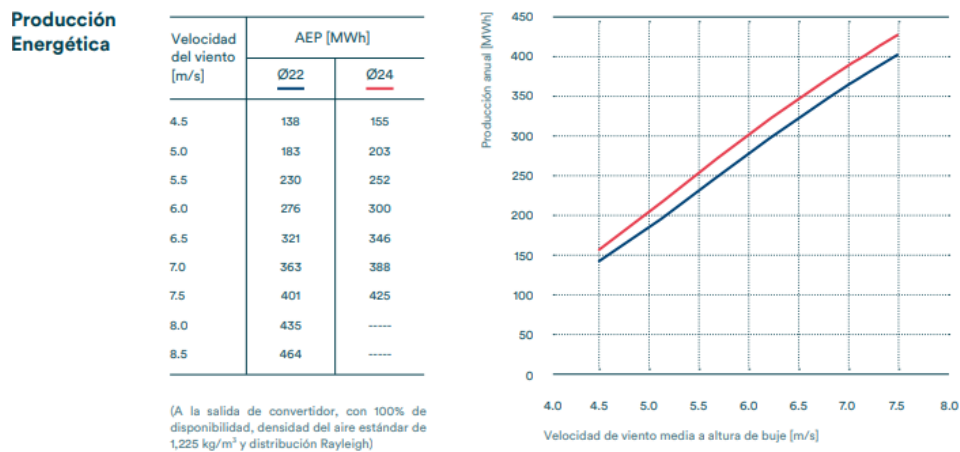


Figura 6.24 Producción energética según Norvento

6.3 Evaluación del balance energético

Con el fin de realizar un estudio del balance energético, se le debe añadir a la producción eólica (100kW) la fotovoltaica de (90kWp) explicada en el capítulo 4.

Los resultados se muestran en la siguiente Figura 6.26 (ver en detalle las unidades), más concretamente en la Figura 6.25.

Los escenarios posibles que resultan de dicho balance se han detallado anteriormente en el apartado 2.4.

Mes	Balance total mensual (kWh/mes)	Balance medio diario (kWh/días)	Balance medio horario (kWh/días/horas)	Balance pico (kWhp)	Balance valle (kWh)
Enero	28.014	904	37,7	136,9	0,0
Febrero	26.162	934	38,9	136,8	-34,4
Marzo	32.646	1.053	43,9	140,9	-35,6
Abril	12.624	421	17,5	110,1	-65,5
Mayo	18.326	591	24,6	116,8	-57,1
Junio	20.328	678	28,2	115,6	-24,9
Julio	23.482	757	31,6	145,1	-24,0
Agosto	26.296	848	35,3	124,6	-39,9
Septiembre	16.996	567	23,6	112,5	-41,5
Octubre	22.767	734	30,6	135,8	-1,3
Noviembre	32.397	1.080	45,0	167,5	-20,5
Diciembre	34.412	1.110	46,3	171,7	0,0
Total (kWh/año)	294.452				

Figura 6.25 Agrupación de datos energéticos del parque hibridado de 190kW

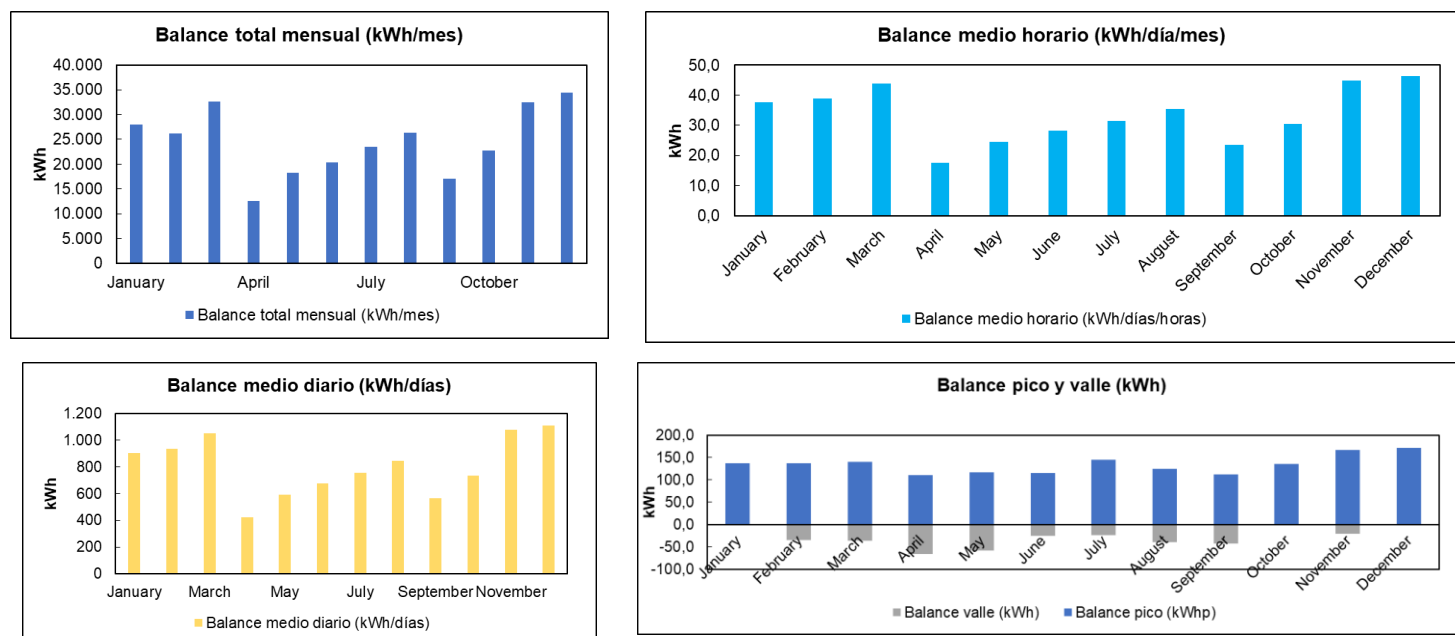


Figura 6.26 Evolución mensual de datos energéticos del parque hibridado de 190kW

Bajo esta alternativa todos los meses se consigue producir más energía de la que se consume, es decir, se producen excedentes destinados a la venta a la red y al bombeo.

Adicionalmente, se muestran los distintos sumandos para el cálculo del balance energético medio horario en la siguiente Figura 6.27.

Hora	Generación PV (kWh)	Generación eólica (kWh)	Turbinación (kWh)	Demanda energética (kWh)	Generación total (kWh)
0	0	11410	0	772	11410
1	0	11368	0	772	11368
2	0	10858	0	772	10858
3	0	10668	0	772	10668
4	0	10338	0	772	10338
5	77	10008	0	772	10085
6	768	9908	0	772	10676
7	4141	9731	0	772	13872
8	10030	9238	0	8339	19268
9	14850	8289	0	10769	23139
10	18387	7525	0	11690	25912
11	20642	7325	0	11690	27967
12	20864	7612	0	12725	28476
13	19438	8491	0	11690	27929
14	16571	9457	0	10769	26028
15	12519	10549	0	9507	23068
16	6388	11475	0	8173	17863
17	1930	12172	0	0	14103
18	358	12596	0	0	12954
19	18	12581	0	0	12599
20	0	12429	0	0	12429
21	0	12183	0	0	12183
22	0	11961	0	0	11961
23	0	11594	0	772	11594
Suma	146981	249765	0	102295	396747

Figura 6.27 Balance energético medio horario

Estos datos se muestran gráficamente en la Figura 6.28.

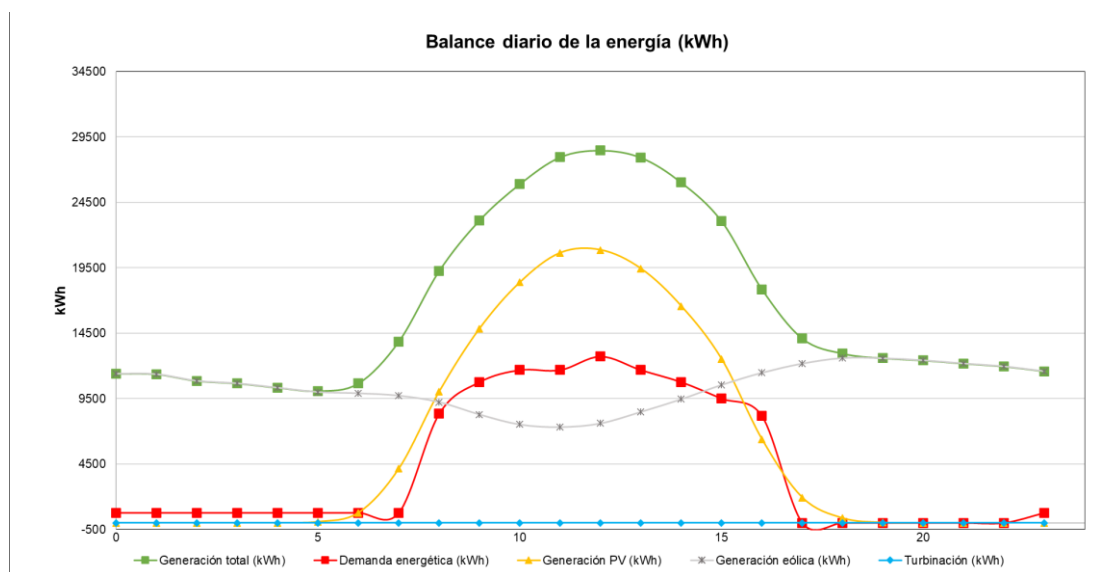


Figura 6.28 Evolución del balance energético medio horario

A continuación, se plantean dos opciones: sin ampliación y con ampliación de los embalses superiores. Recordar que se considera que los embalses superiores empiezan el año con una capacidad de 2.500m³ como reserva ecológica.

- a) Sin ampliación de la capacidad (50.000m³), la evolución de la capacidad de los embalses se observa en la siguiente Figura 6.29.

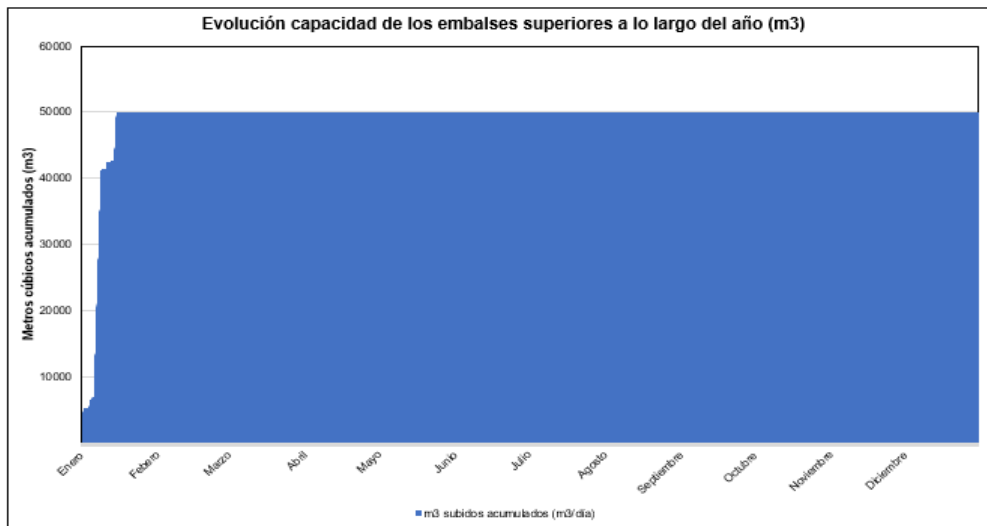


Figura 6.29 Evolución de la capacidad de los embalses superiores con una capacidad de 50.000m³

- b) Con ampliación de la capacidad (70.000m³), la evolución de la capacidad de los embalses se presenta en la siguiente Figura 6.30.

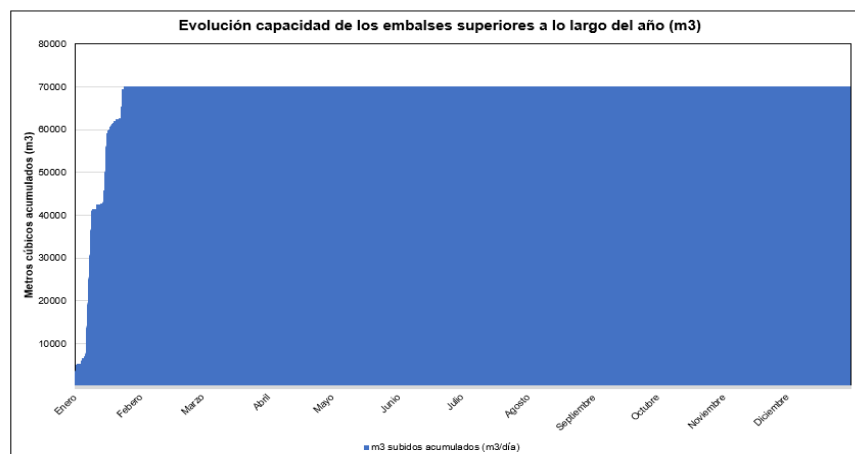


Figura 6.30 Evolución de la capacidad de los embalses superiores con una capacidad de 70.000m³

En ambas opciones se cubre con creces la demanda y, además, se es capaz de llenar por completo los embalses superiores antes del mes de abril.

Al emplear el sistema de bombeo reversible se añade la energía generada gracias a la turbina como se puede ver en la siguiente Figura 6.31.

Hora	Generación PV (kWh)	Generación eólica (kWh)	Turbinación (kWh)	Demanda energética (kWh)	Generación total (kWh)
0	0	11410	1063	772	12473
1	0	11368	1008	772	12376
2	0	10858	945	772	11803
3	0	10668	907	772	11575
4	0	10338	916	772	11253
5	77	10008	987	772	11072
6	768	9908	1084	772	11759
7	4141	9731	1117	772	14989
8	10030	9238	1096	8339	20364
9	14850	8289	895	10769	24033
10	18387	7525	748	11690	26660
11	20642	7325	680	11690	28647
12	20864	7612	634	12725	29111
13	19438	8491	550	11690	28479
14	16571	9457	529	10769	26557
15	12519	10549	546	9507	23614
16	6388	11475	689	8173	18552
17	1930	12172	899	0	15001
18	358	12596	1109	0	14063
19	18	12581	1302	0	13901
20	0	12429	1344	0	13773
21	0	12183	1310	0	13493
22	0	11961	1231	0	13191
23	0	11594	1138	772	12732
Suma	146981	249765	22726	102295	419473

Figura 6.31 Balance energético medio horario con turbinación y 190kW

Estos datos se muestran gráficamente en la Figura 6.32.

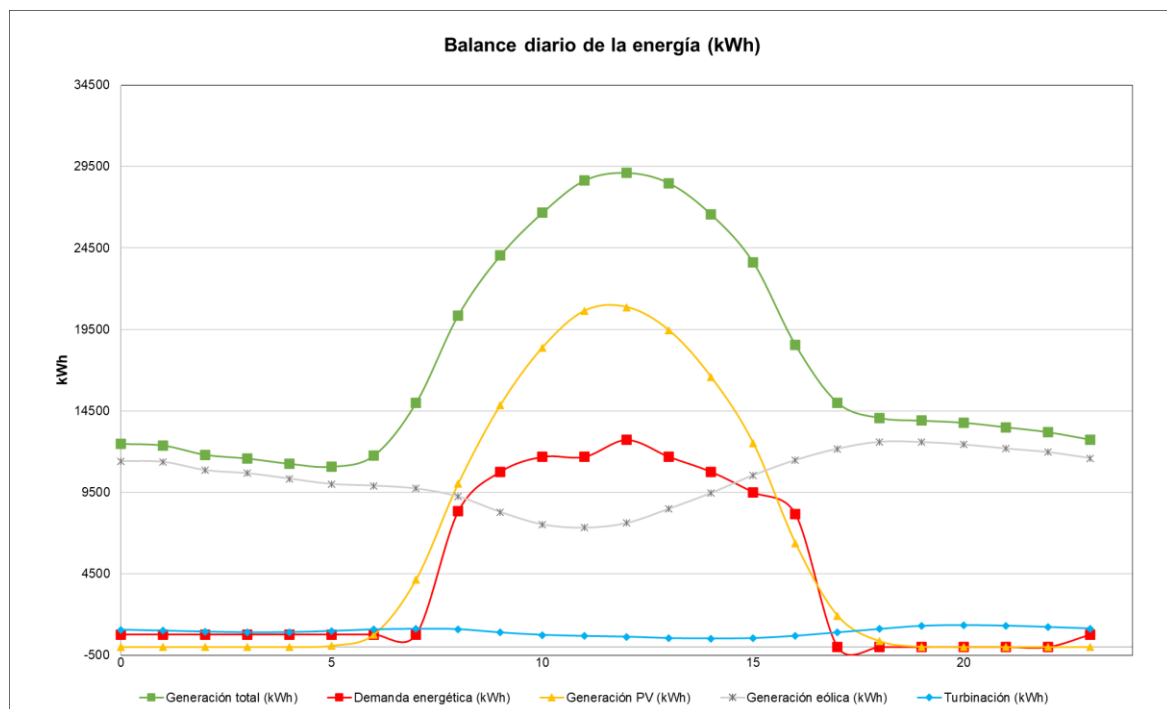


Figura 6.32 Evolución del balance energético medio horario con turbinación y 190kW

Los datos mensuales del *mix* energético renovable en la siguiente Figura 6.33.

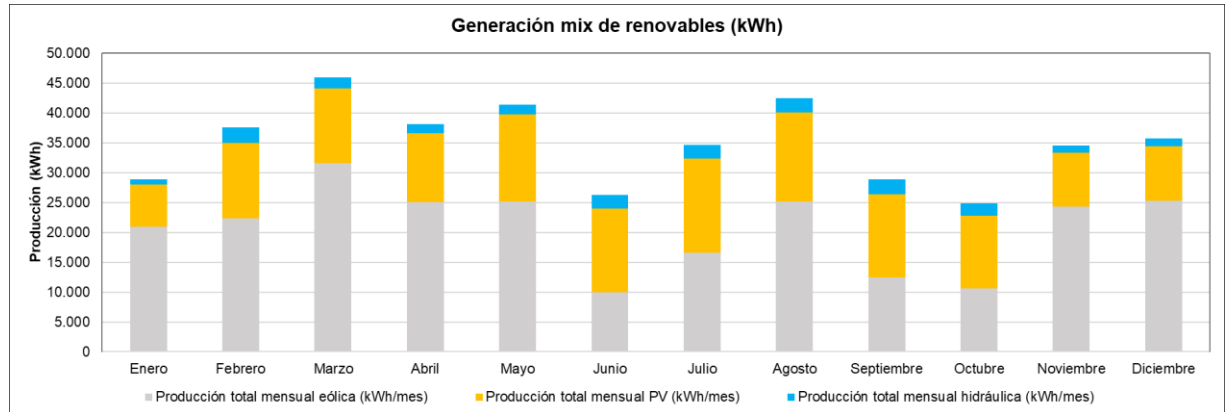


Figura 6.33 Generación del mix renovable

La evolución del embalse superior tiene modificaciones con respecto a su capacidad muy notables existiendo un límite inferior (una vez alcanzado) de 25.000m³ y, además, se prescinde de la restricción correspondiente a no bombear en época de riego, ya que así se puede turbinar durante la misma y obtener unos mayores ingresos. Dicha evolución se muestra en la presente Figura 6.34.



Figura 6.34 Evolución de la capacidad de los embalses superiores con una capacidad de 50.000m³ y con turbinación

Si se amplía la capacidad superior a 70.000m³, simplemente, se bombea más agua en vez de vender energía a la red llegando a final de año a esos 70.000m³. Además, la

energía generada por turbinación es la misma independientemente de la capacidad de los embalses.

6.4 Estudio económico

En este estudio se va a seguir el mismo procedimiento comentado al principio del apartado 5.4.

Se procedió a calcular los flujos de caja generados por las distintas partidas. En función del destino final de la energía se utilizará como precio base el del mercado mayorista gestionado por OMIE o el de Respira según la tarifa 6.1 TD, como se ha comentado anteriormente en el apartado 4.4.

- Sin turbinación:

Se muestra en las siguientes Figura 6.35 y Figura 6.36 varios aspectos de las distintas partidas, entre ellos, la energía requerida, el ingreso o gasto asociado y el precio del MWh de la misma, todo ello según la capacidad total de los embalses superiores.

	COMPRA DE LA RED		RIEGO	
	Energía comprada a la red (kWh)	Gasto del Término de la energía (sin descuentos ni pot. Contratada) (€)	Energía disponible para riego por autoconsumo (kWh)	Ahorro generado por regar con autoconsumo y no con compra a la red (€)
Volumen superior				
50.000m3	12354 kWh	1.207,73 €	89941 kWh	9.542,30 €
70.000m3	12354 kWh	1.207,73 €	89941 kWh	9.542,30 €
50.000m3	97,8 €/MWh		106,1 €/MWh	
70.000m3	97,8 €/MWh		106,1 €/MWh	

Figura 6.35 Flujos de caja de compra de la red y del riego

	VENTA A LA RED		BOMBEO		
	Energía vendida a la red (kWh)	Ingresos venta a la red(€)	Energía disponible para bombeo (kWh)	Ahorro por subir m3 con autoconsumo sin comprar a la red (€)	m3 de agua embalse superior (m3)
Volumen superior					
50.000m3	296984 kWh	25.068,86 €	9822 kWh	924,70 €	47510 m3
70.000m3	292846 kWh	24.936,81 €	13960 kWh	1.314,19 €	67522 m3
50.000m3	84,4 €/MWh		94,1 €/MWh		
70.000m3	85,2 €/MWh		94,1 €/MWh		

Figura 6.36 Flujos de caja de venta a la red y bombeo

Por un lado, el flujo de caja de ingresos, que se obtiene de la suma del riego más la venta a la red más el bombeo, es de 35.535,86€ con una capacidad de los embalses superiores de 50.000m³ y de 35.793,31€ con una de 70.000m³.

Por otro lado, el flujo de caja de los pagos debido a la compra de energía de la red es de 1.207,73€, algo menos que en la alternativa de los 190kWp de PV. De nuevo, añadir que sólo se contabilizó el precio de la energía, por lo tanto, la potencia contratada, los impuestos, los posibles excesos de potencia y el consumo de reactiva no se tuvieron en cuenta.

- Con turbinación:

Se muestra en las siguientes Figura 6.37 y Figura 6.38 varios aspectos de las distintas partidas, entre ellos, la energía requerida, el ingreso o gasto asociado y el precio del MWh de la misma, todo ello según la capacidad total de los embalses superiores.

	COMPRA DE LA RED		RIEGO	
	Energía comprada a la red (kWh)	Gasto del Término de la energía (sin descuentos ni pot. Contratada) (€)	Energía disponible para riego por autoconsumo (kWh)	Ahorro generado por regar con autoconsumo y no con compra a la red (€)
Volumen superior				
50.000m ³	12354 kWh	1.207,73 €	89941 kWh	9.542,30 €
70.000m ³	12354 kWh	1.207,73 €	89941 kWh	9.542,30 €
50.000m ³	97,8 €/MWh		106,1 €/MWh	
70.000m ³	97,8 €/MWh		106,1 €/MWh	

Figura 6.37 Flujos de caja de compra de la red y del riego con turbinación

	VENTA A LA RED		BOMBEO			TURBINACIÓN			
	Energía vendida a la red (kWh)	Ingresos venta a la red(€)	Energía disponible para bombeo (kWh)	Ahorro por subir m3 con autoconsumo sin comprar a la red (€)	m3 de agua embalse superior (m3)	Ingresos por energía vendida a la red por turbinación (€)	m3 de agua turbinados (m3)	m3 subidos acumulados (m3)	Energía generada (kWh)
Volumen superior									
50.000m ³	146496 kWh	11.335,95 €	160310 kWh	16.238,67 €	613883 m3	2.556,18 €	568804 m3	47579 m3	22726
70.000m ³	141911 kWh	11.121,99 €	164895 kWh	16.665,95 €	636090	2.569,09 €	571012 m3	67578 m3	22814
50.000m ³	77,4 €/MWh		101,3 €/MWh			112,5 €/MWh			
70.000m ³	78,4 €/MWh		101,1 €/MWh			112,6 €/MWh			

Figura 6.38 Flujos de caja de venta a la red y bombeo con turbinación

Como se ha comentado en el apartado 3.3, turbinar genera un coste de oportunidad el cual se muestra en la siguiente imagen Figura 6.39.

FC bombear una vez	997,76 €
Coste de oportunidad bombeo	15.240,91 €

Figura 6.39 Flujo de caja por bombear para rellenar una vez los embalses y coste de oportunidad del bombeo

Obteniéndose un flujo de caja final que se conforma por la suma del riego más la venta a la red más el bombeo más la turbinación menos el coste de oportunidad que esta genera, es decir, $39.673,10\text{€} - 15.240,91\text{€} = 24.432,19\text{€}$ con una capacidad de los embalses superiores de 50.000m³ y unos 400€ más con una de 70.000m³.

Por otro lado, el flujo de caja de los pagos es el mismo, (1.207,73€).

En base a los flujos de caja de cada escenario se realizó un cálculo del VAN (Valor Actual Neto), teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- WACC: se estimó la tasa de descuento mediante el método WACC y aplicando la ecuación de Fisher de la inflación, véase **Anexo VII**.
- La degradación de los módulos se consideró del 0.30% y la del aerogenerador del 0,5%, es decir, la producción disminuye esa cantidad con respecto al año anterior cada año.
- El precio futuro de la energía se estimó mediante el estudio realizado por ACOGEN detallado en el capítulo 7.
- Se consideraron los siguientes gastos fijos:
 - Seguro de explotación: el 12 por mil del EBITDA de ese año.
 - Limpieza.
 - Contingencias.

Véase **Anexo IX** para profundizar en la creación del análisis VAN y sus flujos de caja.

- El único gasto variable se correspondió al pago de impuestos que corresponde al 7% de los ingresos por la energía vertida a la red (al superar los 100kW instalados ya no hay compensaciones por el autoconsumo) [14].
- Se estimó una vida del proyecto de 25 años.
- No se percibió ninguna subvención.

- La inversión inicial de 90k€ se pagó al contado.
- Se pidió un préstamo de 100k€ para la construcción del parque eólico.
- En el caso de turbinar:
 - La deuda aumenta el 12k€ para hacer frente al pago a los costes de la puesta en montaje de la turbina.
 - Se genera un coste de oportunidad como se comentó en el capítulo 3.3 que provoca una disminución de los flujos de caja, aunque se obtengan ingresos por la turbinación.

Tomando todos estos criterios de partida y sin utilizar el sistema de bombeo reversible, se presentan los resultados en la siguiente Tabla 6.4.

Tabla 6.4 Resultados económicos parque hibridado de 190kW

Inversión Inicial (Io)	90.000€
Deuda	100.000€
WACC + inflación	8,52%
TIR	18,73%
VAN	69.370,18€
Payback	6 años
Precio medio del MWh (LCOE)	20,10€/MWh
VAN/Io	0,85
Energía total producida (25 años)	94,51GWh

La variación del VAN con respecto a la tasa de descuento seleccionada se muestra en la siguiente Figura 6.40.

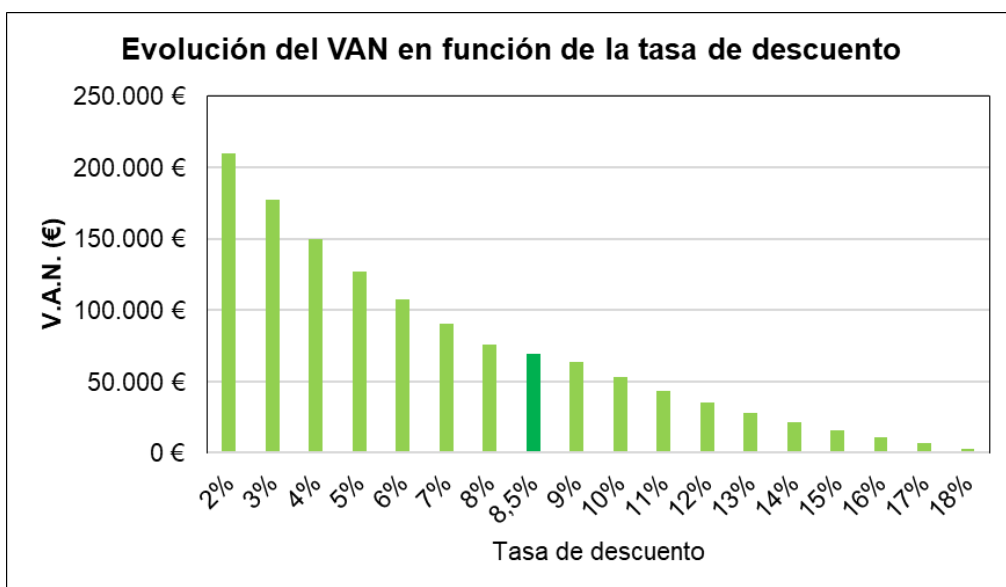


Figura 6.40 Evolución del VAN en función de la tasa de descuento

Como se muestra en la tabla XXX, el VAN es de 70k€, la TIR del 18,73% y el *payback*, es de 6 años. Dichos valores podrían justificar realizar la inversión.

La inversión inicial es de 90k€ y se pide lo demás en forma de préstamo. Se sigue la regla de 1M€/1MW en la parte eólica [11].

El LCOE entra dentro de los valores estudiados por LAZARD e IRENA. De hecho, es menor que el precio futuro de la energía que es de 50€/MWh tal y como se explica en el capítulo 7.

En resumen, el VAN asciende hasta casi los 70k€, y el precio del MWh es más bajo que lo estimado para el futuro. Sin embargo, si se cometiera la ampliación del embalse el VAN se vería disminuido el precio de ejecución de la ampliación, es decir, unos 60.000€, obteniéndose valores cercanos a cero. Independientemente de esto último, se cumplen los objetivos del proyecto: consumir energía limpia de origen renovable evitando el uso de energías contaminantes cubriéndose frente a futuras fluctuaciones de la demanda causadas por factores externos.

El coste de oportunidad de la turbinación es mayor a los ingresos que esta genera, por lo tanto, los resultados económicos no son tan fructíferos, como se observa en los resultados de la siguiente Tabla 6.5.

Tabla 6.5 Resultados económicos parque hibridado de 190kW con turbinación

Inversión Inicial (I₀)	90.000€
Deuda	112.000€
WACC + inflación	8,41%
TIR	10,48%
VAN	13.885,41€
Payback	9 años
Precio medio del MWh (LCOE)	19,58€/MWh
VAN/I₀	0,15
Energía total producida (25 años)	100,19GWh

La variación del VAN con respecto a la tasa de descuento seleccionada se muestra en la siguiente Figura 6.41.

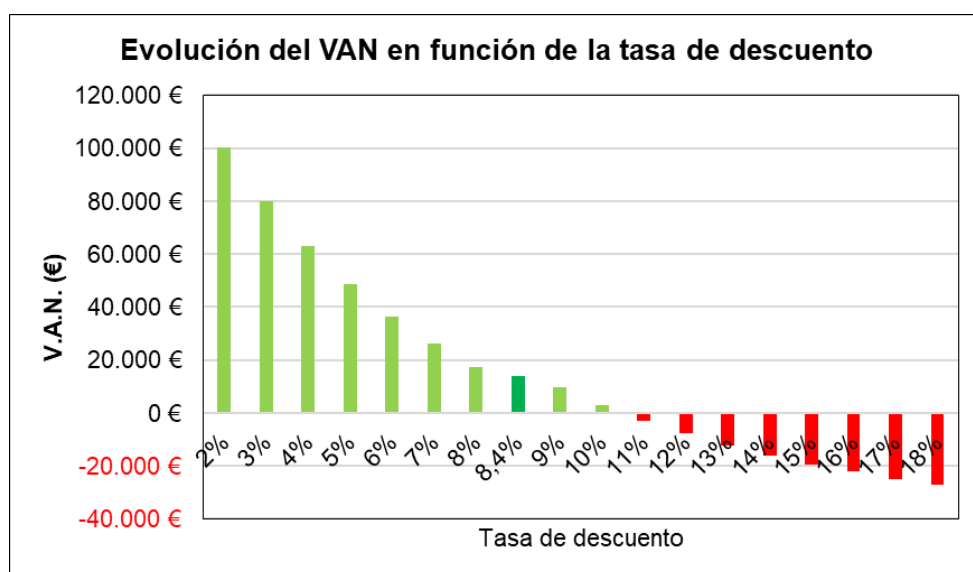


Figura 6.41 Evolución del VAN en función de la tasa de descuento con turbinación

CAPÍTULO 7. Evolución Futura del Precio en el Mercado Mayorista de la Electricidad y Precio de la Energía Renovable Generada

En este séptimo capítulo se estudia la evolución del precio de la electricidad en el mercado español tanto en un momento pasado y presente como en un momento futuro. Adicionalmente, se compara el precio medio futuro del mercado contra el precio de cada alternativa renovable.

7.1 Evaluación del precio a lo largo del tiempo y en el futuro

Uno de los principales inconvenientes, mencionados en el primer capítulo del presente TFM, era la dependencia del precio de la electricidad en la red eléctrica y sus fluctuaciones. En la siguiente Figura 7.1 se observa la evolución del precio de la electricidad en el mercado mayorista español en la última década [2], [23].

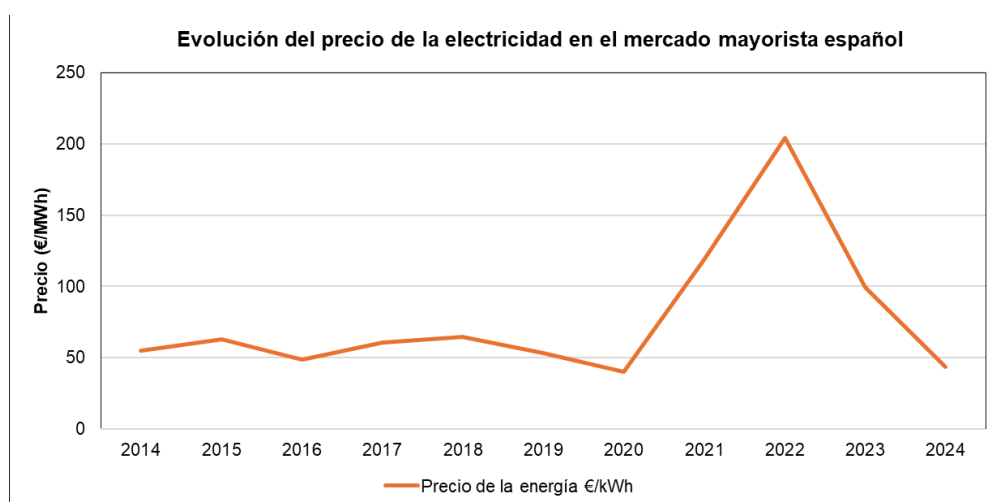


Figura 7.1 Evaluación del precio de la electricidad en el mercado mayorista español

Más concretamente, en se muestra en la Figura 7.2 su evolución detallada desde inicios de 2019 [2].

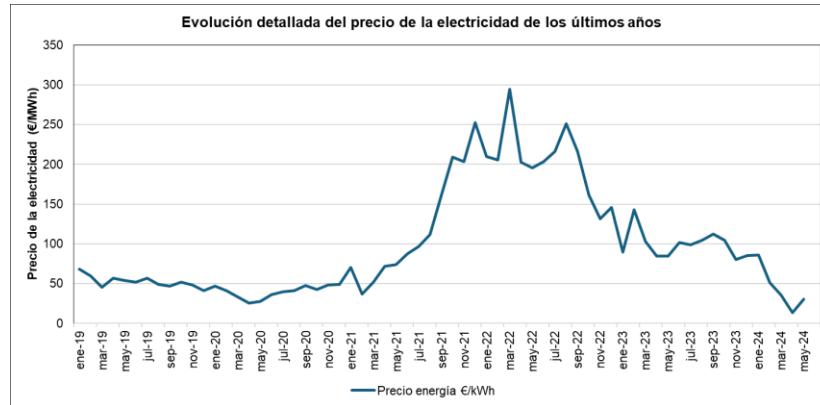


Figura 7.2 Evolución detallada del precio de la electricidad en los últimos 5 años

Como se muestra el precio ha sido muy volátil en los últimos años. Concretamente, el pico en el precio se debe al COVID-19 y la guerra en Ucrania. Asimismo, la guerra entre Israel y Hamás, aparte de todos los conflictos futuros que se puedan generar a partir de este, no ha hecho más que incrementar las incertidumbres sobre el precio de la electricidad. Esto se debe a la enorme dependencia que tiene el estado español de *commodities* vitales como puede ser el gas natural y el petróleo para generar energía en nuestro país [24].

Estos aumentos tan repentinos e inesperados del precio de la electricidad han derivado en la quiebra y el cierre de muchos negocios, algo que atañe, más aún si cabe debido al alto consumo energético, al sector agropecuario. Es por ello que depender lo mínimo posible del precio marcado por la red es una prioridad absoluta para poder realizar el cálculo de la rentabilidad del negocio.

Es cierto que a lo largo de este año el precio de la electricidad ha disminuido hasta alcanzar los 43,3€/MWh, pero es muy difícil asegurar que así siga. No se prevé que los conflictos bélicos ya presentes vayan a concluir a corto plazo y cualquier otro problema de distinta índole podría modificar esta tendencia. Por eso es tan importante alcanzar la independencia energética. La evolución del precio de la electricidad en 2024 se muestra en la siguiente Figura 7.3.

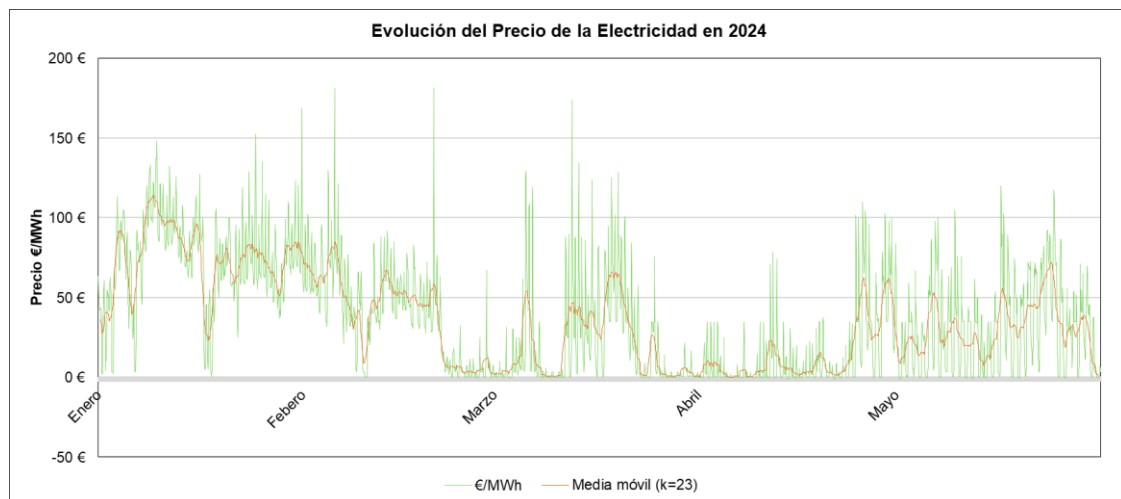


Figura 7.3 Evolución del precio de la electricidad en 2024

Además, se detalla en el **Anexo X** la evolución horaria del precio de la electricidad en 2022 y en 2023.

En cuanto al precio futuro, ACOGEN [13] realiza estimaciones sobre cómo se va a comportar el mercado eléctrico español y su tendencia, como se muestra en la siguiente Figura 7.4.

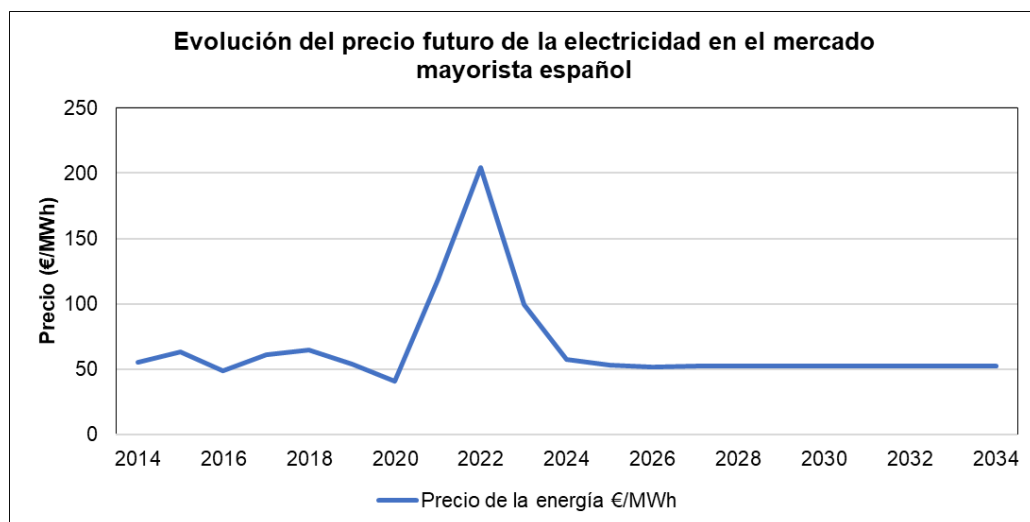


Figura 7.4 Evolución del precio futuro de la electricidad en el mercado español según ACOGEN

Se puede comprobar que, según ACOGEN, el mercado se estabilizará en los próximos años en torno a los 50€/MWh.

Nota: es muy importante recalcar que los precios mostrados en las imágenes anteriores pertenecen al precio del mercado mayorista español gestionado por OMIE, que no engloba los importes de transporte, distribución ni todos los beneficios que se van generando desde el precio en origen hasta la factura que pagan las empresas o los particulares.

7.2 Precio de la energía generada por cada alternativa durante su ciclo de vida

La comparativa entre el LCOE de cada alternativa frente al precio futuro de la electricidad comentado en el apartado anterior se muestra en la siguiente Tabla 7.1.

Tabla 7.1 Comparativa en términos LCOE de cada alternativa

		LCOE (€/MWh)
Sin turbinación	PV-90kWp	27,10
	PV-190kWp	18,60
	PV-90kWp + Eólica-100kWp	20,10
Con turbinación	PV-90kWp	-
	PV-190kWp	17,3
	PV-90kWp + Eólica-100kWp	19,6€
Precio futuro de la energía		50

Como se puede observar en todas las alternativas el precio del MWh es, prácticamente, la mitad al ofrecido por el mercado en un futuro, de hecho, si se añade la turbina se consiguen obtener precios del MWh menores. Por lo tanto, en base a este criterio todas las posibilidades son favorables, sin embargo, se estudia en el siguiente capítulo la rentabilidad económica de cada proyecto.

CAPÍTULO 8. Comparativa Económica

En el octavo capítulo se realiza una comparación de la rentabilidad económica de las distintas alternativas propuestas.

8.1 Comparativa de la rentabilidad económica

Se ha demostrado que en términos del LCOE todas las alternativas son viables, pero se requirió realizar una comparación más exhaustiva utilizando varios de los parámetros calculados en apartados anteriores. En la Tabla 8.1 se muestran los datos sin turbinación y en la Tabla 8.2 con turbinación.

Tabla 8.1 Comparativa económica sin turbina

	PV-90kWp	PV-190kWp	PV90kwp+Eólica 100kW
Io	90k€	90k€	90k€
Deuda	0€	50k€	100k€
Payback	8 años	6 años	6 años
VAN	7,7k€€	57,8k€	69,3k€
LCOE	27€/MWh	19,2€/MWh	20,1€/MWh
Energía total producida	3,5GWh	7,5GWh	9,45GWh
Compra de la red	2,6k€	1,3k€	1,2k€

Tabla 8.2 Comparativa económica con turbina

	PV-190kWp	PV90kwp+Eólica 100kW
Io	90k€	90k€
Deuda	62k€	112k€
Payback	8 años	9 años
VAN	13,0k€	13,88k€
LCOE	17,8€/MWh	19,6€/MWh
Energía total producida	8,4GWh	10GWh
Compra de la red	1,3k€	1,2k€

Como se puede observar el añadir la turbina genera un decremento considerable en la rentabilidad del proyecto al tener un coste de oportunidad demasiado alto, sin embargo, se consigue generar más energía renovable. En contraposición, las alternativas sin sistema de bombeo reversible son mucho más rentables. La PV ya existente genera beneficios de un orden de magnitud más pequeño con respecto a la ampliación de PV y la hibridación. De hecho, la hibridación es la que más beneficios genera alcanzando un VAN de 70k€. Adicionalmente, esta alternativa es la que más energía produce y el precio del MWh es muy similar con respecto a la ampliación de la fotovoltaica. Por todo esto se propone la hibridación como la opción más favorable, además la tendencia actual y futura del mercado eléctrico hará que cada año más rentable la eólica al poder vender energía a la red en períodos donde no genere energía la fotovoltaica debido a la curva de pato de la energía que provoca la PV como se muestra en la Figura 8.1.

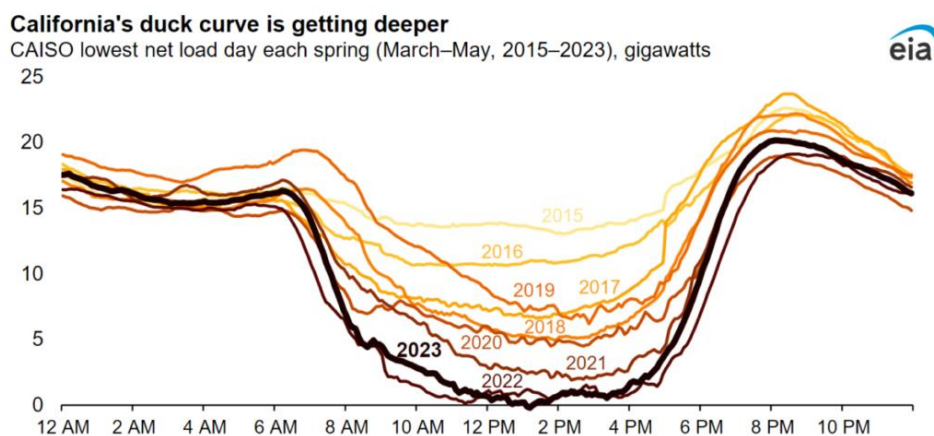


Figura 8.1 Curva de pato del mercado eléctrico

Esta tendencia presente en California se da de igual manera en España. Consiste en que la producción fotovoltaica genera tal cantidad de energía que desploma los precios de la electricidad en sus horas de producción, provocando que la rentabilidad de los parques PV disminuya con el tiempo [17].

Mediante el uso de la hibridación se cumple el primero de los objetivos del TFM: ser independiente de la red eléctrica. Además, se consigue rebajar el dinero en comprar energía de la red hasta los 1,2k€, siendo que se pagó el año 2022 20k€. En cuanto al segundo objetivo, el cual es luchar contra la contaminación, se cumple también debido a que se suple prácticamente toda la demanda eléctrica con energía limpia y renovable, generando beneficios medioambientales gracias a contener las emisiones de CO₂ a la atmósfera. Desde otro punto de vista, se genera la energía suficiente como para abastecer casi 2.900 casas durante todo el año [25].

CAPÍTULO 9. Conclusiones y Trabajo Futuro

Una vez realizado el TFM, se pudieron extraer varias conclusiones relevantes.

- La generación para todas las alternativas supera con creces la demanda, sobre todo cuando hay 190kW instalados, y se consigue alcanzar los dos objetivos propuestos del trabajo: independencia de la red y reducción de la contaminación.
- Se recomienda pedir un préstamo para favorecerse del *tax shield* y conseguir una tasa de descuento menor, ya que es más barato el coste de la deuda que del capital propio.
- Se propone la hibridación con eólica sin turbinación como la alternativa más favorable.
- El bombeo reversible genera una cantidad energía residual, por lo tanto, se recomienda conseguir un mayor caudal con un sistema de tuberías nuevo para utilizar una turbina con más potencia y, por lo tanto, generar unos mayores ingresos.

Como conclusión final, se ve viable la ampliación del parque renovable mediante la hibridación, ya que los resultados son realmente prometedores. Aun así, se podría hacer un estudio más profundo con el fin de abarcar más aspectos relevantes para la producción de energía renovable. Es por ello que para ampliar los horizontes de este TFM se plantean los siguientes trabajos futuros:

- Realizar una campaña de viento para precisar con una mayor exactitud la producción de energía eólica.
- Estudiar la ingeniería involucrada en el proceso de ampliación del parque (viales, zanjas, drenajes, red de media tensión, cimentaciones, requisitos medioambientales...)
- Aumentar el salto hidráulico o el caudal para conseguir una mayor producción energética a través de la turbinación.

- Analizar la legislación impositiva al respecto.
- Estudiar las consecuencias de pasar de régimen de autoconsumo a generador/productor.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] “El comercio de derechos de emisión.” Accessed: Jun. 19, 2024. [Online]. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/comercio-de-derechos-de-emision/que-es-el-comercio-de-derechos-de-emision.html>
- [2] “OMIE.” Accessed: Jun. 19, 2024. [Online]. Available: <https://www.omie.es/>
- [3] “REData - Generación | Red Eléctrica.” Accessed: Jun. 19, 2024. [Online]. Available: <https://www.ree.es/es/datos/generacion>
- [4] “Gorona del Viento - Gorona del Viento El Hierro, S.A.” Accessed: Jun. 19, 2024. [Online]. Available: <https://www.goronadelviento.es/>
- [5] “BOE-A-2023-26251 Resolución de 21 de diciembre de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de enero de 2024.” Accessed: Jun. 19, 2024. [Online]. Available: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2023-26251
- [6] “Tarifa 6.1TD - EnergiGreen.” Accessed: Jun. 19, 2024. [Online]. Available: <https://www.enerigreen.com/tarifas-electricidad/tarifa-6-1td/>
- [7] “How to increase the world’s use of pumped hydro energy storage | Arup.” Accessed: Jun. 19, 2024. [Online]. Available: <https://www.arup.com/insights/how-to-increase-the-worlds-use-of-pumped-hydro-energy-storage/>
- [8] “Water Turbine Parámetros Principales Boquilla Individual.” [Online]. Available: www.fhsolarled.com

- [9] “JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission.” Accessed: Jun. 19, 2024. [Online]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/
- [10] “PVGIS 5.2 - European Commission.” Accessed: Jun. 19, 2024. [Online]. Available: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis/pvgis-releases/pvgis-52_en
- [11] I. Renewable Energy Agency, *RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2022* 2 R E N E W A B L E P O W E R G E N E R A T I O N C O S T S I N 202 2. 2023. [Online]. Available: www.irena.org
- [12] “Table of Contents EXECUTIVE SUMMARY LAZARD’S LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS-VERSION 17.0 LAZARD’S LEVELIZED COST OF STORAGE ANALYSIS-VERSION 9.0 LAZARD’S LEVELIZED COST OF HYDROGEN ANALYSIS-VERSION 4.0 APPENDIX LCOE v17.0,” 2024.
- [13] “Precios gas y electricidad – ACOGEN.” Accessed: Jun. 19, 2024. [Online]. Available: <https://www.acogen.es/precios-electricidad-gas-y-co2/>
- [14] “IVPEE: Impuesto sobre Valor de la Producción de Energía Eléctrica - Ayming España.” Accessed: Jun. 19, 2024. [Online]. Available: <https://www.ayming.es/insights-y-noticias/noticias/ivpee/>
- [15] “Wind Resource Data for Wind Farm Developments | Vortex FDC.” Accessed: Jun. 19, 2024. [Online]. Available: <https://vortexfdc.com/>
- [16] “Corrección Velocidad viento Altura”.
- [17] “documentos_11227_e4_atlas_eolico_a_9b90ff10”.
- [18] “Energía del viento.”
- [19] “UNE-EN 61400-1: Sistemas de generación de energía eólica. Parte 1: Requisitos de diseño.”.
- [20] “Norvento Enerxía - Norvento.” Accessed: Jun. 19, 2024. [Online]. Available: <https://www.norvento.com/>

-
- [21] “Norvento: Tu camino hacia la independencia energética nED100.”
- [22] L. Arribas De Paz, C. García Barquero, I. Cruz, and C. F. A. Aranda, “EL MERCADO DE LOS AEROGENERADORES DE PEQUEÑA POTENCIA EN ESPAÑA.” [Online]. Available: <http://swtomp.ciemat.es/>
- [23] “REData - Generación | Red Eléctrica.” Accessed: Jun. 19, 2024. [Online]. Available: <https://www.ree.es/es/datos/generacion>
- [24] I. Balteanu and F. Viani, “La dependencia energética de la Unión Europea y de España,” *Boletín Económico*, no. 2023/T3, Jun. 2023, doi: 10.53479/30252.
- [25] “Descubre por qué el CO2 disminuye con la energía eólica.” Accessed: Jun. 19, 2024. [Online]. Available: <https://mintforpeople.com/noticias/por-que-el-co2-disminuye-con-la-energia-eolica/>
- [26] “Preguntas frecuentes sobre autoconsumo.” Accessed: Jun. 19, 2024. [Online]. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/energia/energia-electrica/electricidad/autoconsumo-electrico/preguntas-frecuentes-autoconsumo.html>
- [27] “¿Cómo vender excedente de energía eléctrica? - Audinfor.” Accessed: Jun. 19, 2024. [Online]. Available: <https://www.audinfosystem.es/todo-energia/como-vender-excedente-de-energia-electrica/>
- [28] “Legislación fotovoltaica en España (2021) – Censolar.” Accessed: Jun. 19, 2024. [Online]. Available: <https://www.censolar.org/legislacion-fotovoltaica-2021/>
- [29] “Fórmula de Manning - Wikipedia, la enciclopedia libre.” Accessed: Jun. 19, 2024. [Online]. Available: https://es.wikipedia.org/wiki/F%C3%B3rmula_de_Manning
- [30] “Mecánica de Fluidos del grado de Tecnologías Industriales: Capítulo5”.
- [31] “DIFERENCIAS ENTRE RADIACIÓN, IRRADIANCIA E IRRADIACIÓN SOLAR - ilumin | Cursos de Energía Solar.” Accessed:
-

- Jun. 19, 2024. [Online]. Available: <https://ilumin.online/diferencias-entre-radiacion-irradiancia-e-irradiacion-solar/>
- [32] “Todo lo que necesitas saber sobre la Energía Fotovoltaica.” Borja Pérez
- [33] “Qué es el WACC y cómo se calcula - Infoautonomos.” Accessed: Jun. 19, 2024. [Online]. Available: <https://www.infoautonomos.com/blog/que-es-wacc/>
- [34] “El modelo CAPM: aplicación en finanzas y cómo calcularlo | UNIR.” Accessed: Jun. 19, 2024. [Online]. Available: <https://www.unir.net/empresa/revista/modelo-capm/>
- [35] “Risk-Free Asset: Definition and Examples of Asset Types.” Accessed: Jun. 19, 2024. [Online]. Available: <https://www.investopedia.com/terms/r/riskfreeasset.asp>
- [36] “¿Es rentable invertir en energías renovables? | Blog de Fundeen.” Accessed: Jun. 19, 2024. [Online]. Available: <https://www.fundeen.com/blog-energias-renovables/es-rentable-invertir-en-energias-renovables>
- [37] “Betas.” Accessed: Jun. 19, 2024. [Online]. Available: https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html



ANEXOS

ANEXO I. Fotografías Castillo de Orús

Durante la visita al Castillo de Orús se tomaron fotografías de las partes relevantes de la fina para el TFM. A continuación, se muestran todas ellas en las Figura I. 1, Figura I. 2, Figura I. 3 y Figura I. 4.



Figura I. 1 Balsa de la Paridera



Figura I. 2 Balsa de la Cabañera



Figura I. 3 Parque fotovoltaico de 90kWp





Figura I. 4 Caseta donde se ubica el codo en Y y la bomba de 33kW (izquierda) y campo de regadío con colza

ANEXO II. Comparación de la Producción Energética entre FIMER y PVGIS

Los datos de producción energética generados por el parque PV de 90kWp se obtuvieron a través de la aplicación de Energy Viewer, Fimer.

Dichos datos se compararon con PVGIS y se observó que PVGIS subestimaba la producción energética de las placas. Concretamente, desde el 19 de diciembre hasta el 29 de abril según Fimer las placas generaron 56.060kWh, sin embargo, según PVGIS (con un 10% de pérdidas) se produjeron 48.777kWh, una reducción del 17%. Así que, se optó por admitir esta disminución de la producción y no se añadió, por ejemplo, el consumo de los inversores dentro del parque PV, ya que aumentaría todavía más esta diferencia.

Nota: Según un correo respuesta de Fimer, en su aplicación se muestra la energía medida desde la parte de la corriente alterna del inversor, es decir, en la medición vienen descontadas las pérdidas por invertir la corriente continua a alterna, por lo tanto, la decisión de no añadir estas pérdidas tiene un mayor rigor.

ANEXO III. Precios Tarifa 6.1TD

Facilitados por Respira Energía

La tabla de precios de la tarifa 6.1TD facilitada por Respira se muestra en la siguiente Figura II. 1.

DATOS PROPORCIONADOS POR RESPIRA ENERGÍA DE UNA MEDIA DE LOS DATOS DEL ÚLTIMO AÑO								
Tarifa	Mes	Año	P1	P2	P3	P4	P5	P6
6.1TD	5	2023				0,11281	0,10107	0,10546
6.1TD	6	2023			0,13757	0,13070		0,11926
6.1TD	7	2023	0,15761	0,14838				0,11435
6.1TD	8	2023			0,14189	0,13271		0,12239
6.1TD	9	2023			0,15459	0,13904		0,13035
6.1TD	10	2023				0,14392	0,12264	0,12169
6.1TD	11	2023		0,13830	0,11946			0,08689
6.1TD	12	2023	0,15121	0,13860				0,09771
6.1TD	1	2024	0,14177	0,12308				0,09629
6.1TD	2	2024	0,11195	0,08936				0,06600
6.1TD	3	2024		0,08178	0,06433			0,04676
6.1TD	4	2024				0,05687	0,04848	0,04912
6.1TD	5	2024				0,06810	0,06213	0,06758
Media -->			0,140635	0,11991667	0,123568	0,11202143	0,08358	0,0941423

Figura II. 1 Tabla de precios de Respira

Nota: Aunque cuanto menor es el período mayor debería ser su precio, se observa que no pasa siempre es así debido a otros factores involucrados en su cálculo.

ANEXO IV. Problemática Régimen Autoconsumo vs. Generador/Productor

Como se ha comentado a lo largo del TFM, según la legislación vigente (PONER ENLACE BOE), el régimen de autoconsumo sólo aplica para parques cuya potencia total instalada sea menor de 100kWp, por lo que, si se amplía la planta PV o se hibrida con energía eólica se pasará a régimen de productor o generador. Esto implica diversos cambios para la construcción y la producción de energía.

Si se produce en régimen de autoconsumo se puede compensar, es decir, se puede reducir la factura del mes siguiente, como máximo lo que has auto consumido. Por ejemplo: si se auto consumen 100kWh y se producen 210kWh, sólo se puede compensar 100kWh y los 10kWh restantes se venden gratis a la red. En nuestro caso se auto consumen unos 75MWh y se venden a la red más o menos unos 60MWh, así que no se vertería gratis la energía generada a la red [26][27]

Por lo tanto, si se exceden estos 100kWp instalados, se debe solicitar al CNAE el régimen de generador/productor. El trámite es más farragoso y se aplican las mismas normas que a una planta de producción de energía eléctrica estándar. Por ejemplo, se necesita una autorización administrativa previa y de construcción junto a una autorización ambiental y de utilidad pública para empezar la construcción del parque [28]. Además, ya no se tiene el derecho a la compensación (un trámite muy sencillo y nada laborioso del que se ocupa la empresa comercializadora contratada), sino que se pasa a tener ingresos económicos. Es decir, ya no se deja de pagar al mes siguiente mediante la compensación, sino que se contabiliza en forma de ingresos operativos, por lo tanto, se pagan impuestos por ello, los cuales se contabilizaron a la hora de realizar el cálculo económico.

Para evitar cambiar de régimen se puede desconectar de la red el sistema con todas las consecuencias que ello conlleva. No se podría verter a la red los excedentes y en horas de carencia horario no se podría comprar energía de la misma.

Sin embargo, está construido y en funcionamiento un parque de 1MW dentro de la finca destinado exclusivamente a la venta de energía a la red, así que en un principio se conocen todos los trámites y pasos necesarios para ser generador.

ANEXO V. Cálculo del Caudal mediante la Fórmula de Manning

Debido a no poder medir el caudal de bajada de los embalses superiores por las tuberías para regar por gravedad se utilizó una fórmula experimental para estimarlo.

Dicha fórmula tiene la siguiente expresión matemática [29], [30]:

$$V_{fuido} = \frac{1}{n} * R_H^{\frac{2}{3}} * S^{\frac{1}{2}},$$

Siendo “n” el coeficiente de rugosidad del material de las tuberías (PVC) de 0,09, “Rh” el radio hidráulico y “S” la pendiente de conducción.

Al estar la tubería completamente mojada el radio hidráulico se calcula mediante la división del área entre su perímetro. Además, hay dos valores de “S” al haber dos pendientes, una para cada embalse, obteniéndose un valor de caudal de 16,5 l/s para un embalse y 12,7 l/s para otro, sumando un total de 29,2 l/s.

ANEXO VI. Irradiancia Total

Es importante entender los diferentes conceptos de la energía solar.

Por un lado, la radiación solar puede incidir sobre una superficie de 3 maneras distintas, como se muestra en la Figura V. 1 [31], [32]:

- Radiación directa: la forman los rayos recibidos directamente del sol.
- Radiación difusa: la forman los rayos dispersados por la atmósfera en dirección al receptor, por ejemplo, en un día completamente nublado toda la radiación recibida es difusa.
- Radiación reflejada o de albedo: es la radiación solar reflejada por la superficie terrestre hacia el receptor.



Figura V. 1 Tipos de radiación solar

La suma de todas las radiaciones descritas recibe el nombre de radiación global, radiación solar total que recibe la superficie de un receptor.

Por otro lado, la irradiancia solar es la intensidad de la radiación solar que mide la unidad de potencia por unidad de superficie. La unidad de medida es el Watt /metro cuadrado (W/m^2) y comúnmente utilizado el kilovatio / metro cuadrado (kW/m^2).

ANEXO VII. Método WACC

Este método se utiliza para estimar la tasa de descuento nominal a la hora de valorar proyectos de inversión mediante el descuento de flujos de caja futuros.

En primer lugar, la fórmula matemática para el cálculo del WACC es la siguiente [33]:

$$WACC = K_e * \frac{Capital}{Capital+Deuda} + K_d * \frac{Deuda}{Capital+Deuda} * (1 - Impuestos),$$

siendo, K_e , el coste del capital aportado por el propietario; la deuda, cantidad del préstamo pedido para la realización del proyecto; los impuestos, el de sociedades del 25%, y $(1 - impuestos)$ se denomina *tax shield*; K_d , el coste de la deuda del 6% que se calcula mediante el método CAPM (Capital Asset Pricing Model).

El modelo CAPM se basa en la siguiente fórmula [34]:

$$K_e = R_f + (R_m - R_f) * \beta,$$

Siendo R_f , la rentabilidad de un activo libre de riesgo, el cual se suele considerar el bono del tesoro de Estados Unidos del 3% [35]; R_m , la rentabilidad media del sector del 5% [36]; β , es una medida de sensibilidad que permite conocer la variación relativa de rentabilidad de un activo financiero en relación a un índice de referencia o *benchmark* con un valor de 1,1 [37]. Obteniendo una K_e del 8,5%.

Como se difiere del método WACC cuanto más deuda se pida para financiar un proyecto menor será la tasa de descuento y mayores rendimientos económicos se tendrán.

Finalmente, se le debe añadir la inflación gracias al uso de la ecuación de Irving Fisher con el fin de hallar la tasa de descuento nominal:

$$(1 + \text{tasa de descuento nominal}) = (1 + WACC) * (1 + \text{inflación})$$

La inflación se estimó del 2%, que es el objetivo que tiene el Banco Central Europeo a largo plazo.

ANEXO VIII. Aerogenerador nED100

El modelo de Norvento nED100 cumple con toda la normativa de calidad y seguridad como se observa en la siguiente [21].

Normativa de Calidad / Seguridad

Turbina

Fabricación conforme a IEC 61400-22:2010
Seguridad conforme a Directiva 2006/42/CE
EMC ensayada de acuerdo a Directiva 2006/42/CE
Seguridad eléctrica conforme a Directiva 2006/42/CE
Calidad energía medida conforme a IEC 61400-21:2008
Curva sonido medida conforme a la IEC 61400-11:2012

TÜV SÜD
SGS
SGS
SGS
Barlovento
ARESSE

Palas

Diseño para IEC IIIA conforme a IEC 61400-1:200
Ensayos carga y fatiga conforme a IEC 61400-23:2014

TÜV SÜD
TÜV SUD

Figura VII. 1 Normativa de calidad y seguridad

Además, se muestran otras características del modelo en las siguientes Figura VII. 2, Figura VII. 3 y Figura VII. 4.

Emisión Acústica

Velocidad del viento a altura de buje [m/s]	Distancia a aerogenerador [m]	
	$L_{A90}=45$ dB(A)	$L_{A90}=35$ dB(A)
7 – 8	100	275
8 – 9	115	310
9 – 10	130	350
10 – 11	145	385
11 – 12	130	350

El nED100 puede operar en modo de Ruido Bajo reduciendo en 2dB el nivel máximo de ruido que emitiría funcionando en su modo Normal.

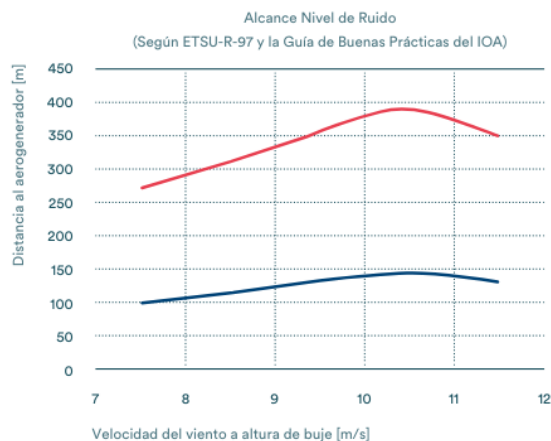


Figura VII. 2 Emisión acústica

Monitorización / Operación / Mantenimiento

Monitorización

Supervisión remota vía internet con aplicación de cliente
Centro de control de Norvento (disponible 24/7/365)

Acceso a la góndola

Por el interior de la torre

Trabajos en la góndola

Hasta 12 m/s velocidad media del viento
Óptima ergonomía para el operario

Figura VII. 3 Monitorización, operación y mantenimiento

**Conexión a Red /
Interoperabilidad**

Interconexión eléctrica	
Tipo de salida	Corriente alterna, trifásica
Voltaje	400 V
Frecuencia	50 Hz / 60 Hz
Protección	G59
Servicios auxiliares de red y prestaciones	
Control de entrega de potencia en tiempo real	
Control de potencia reactiva	
Compensación de factor de potencia	
Soporta huecos de tensión	
Arranque con caída de red	
Interoperabilidad	
Comunicación con smart-grid y operador del sistema	
Contribución activa a la estabilidad de potencia y ángulo de la red	
Contribución a la estabilidad de tensiones	
Aplicaciones	
Conectada a la red de distribución	
Conectada a redes débiles	
Como parte de una micro-red	
Operando en isla	
Operando en sistemas híbridos con: diésel y/o fotovoltaica y/o biogás y/o baterías	

Figura VII. 4 Conexión a la red e interoperabilidad

ANEXO IX. Cuenta de Pérdidas y Ganancias y Flujo de Caja

Se muestra en la Figura VIII. 1 un extracto de la PyG utilizada para el cálculo de la rentabilidad económica de cada alternativa.

FLUJOS		2024	2025	2026	2027
INGRESOS					
Venta Energía a al Red (kWh)		146496	145903	145311	144722
Venta Energía a al Red (+I, €)		11.336 €	7.758 €	7.447 €	7.575 €
Ahorro en consumo (riego + bombeo, kWh)		99791	99386	98983	98582
Ahorro en consumo (riego + bombeo, -Gasto, €)		10.540 €	10.497 €	10.455 €	10.412 €
Venta energía por Turbinación (kWh)		22726	22726	22726	22726
Venta energía por Turbinación (+I, €)		2.569 €	2.569 €	2.569 €	2.569 €
Degradación de los módulos	0,30%				
Degradación de las palas del WTG	0,50%				
TOTAL		24.445 €	20.824 €	20.471 €	20.556 €
OPEX					
FIJOS					
1. Seguro de Explotación	0,012	293 €	250 €	246 €	247 €
2. Limpieza		100 €	100 €	100 €	100 €
3. Contingencias		500 €	500 €	500 €	500 €
4. Financieros		8.761 €	8.761 €	8.761 €	8.761 €
		9.655 €	9.611 €	9.607 €	9.608 €
VARIABLES					
Impuesto sobre la energía		973 €	723 €	701 €	710 €
Transporte					
Agua y electricidad					
		973 €	723 €	701 €	710 €
TOTAL		10.628 €	10.334 €	10.308 €	10.318 €
Resultado		13.817 €	10.490 €	10.163 €	10.238 €
FLUJO DE CAJA		- 90.000,00 €	13.817,02 €	10.490,26 €	10.162,91 €
FLUJO DE CAJA ACUMULADO		- 90.000,00 €	76.182,98 €	65.692,72 €	55.529,81 €

Figura VIII. 1 PyG y flujo de caja

ANEXO X. Evolución horaria del precio de la electricidad en 2022 y en 2023.

Se presenta en las siguientes Figura IX. 1 y Figura IX. 2 la evolución del precio de la electricidad durante los años 2022 y 2023. Se observa que su volatilidad lo hace impredecible y, por ello mismo, se busca la independencia del mismo [2].

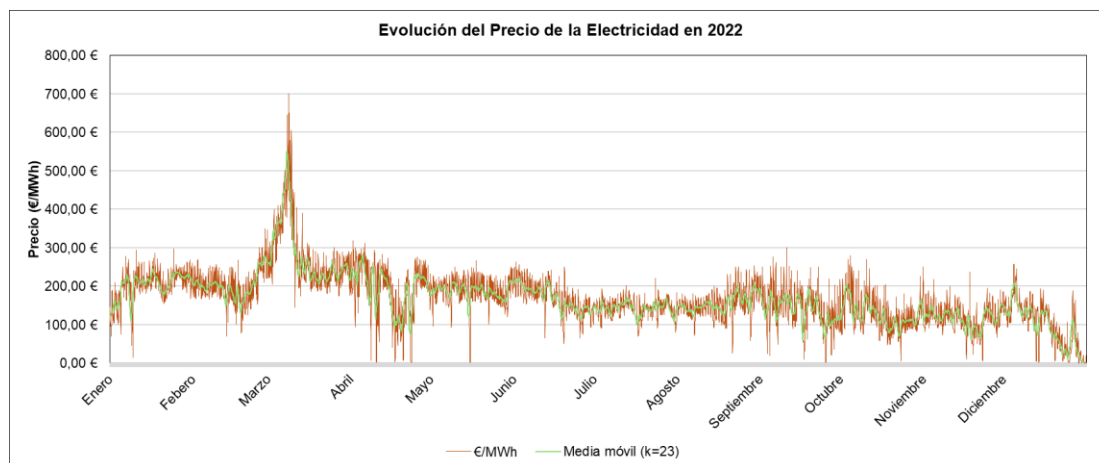


Figura IX. 1 Evolución del precio de la electricidad en 2022

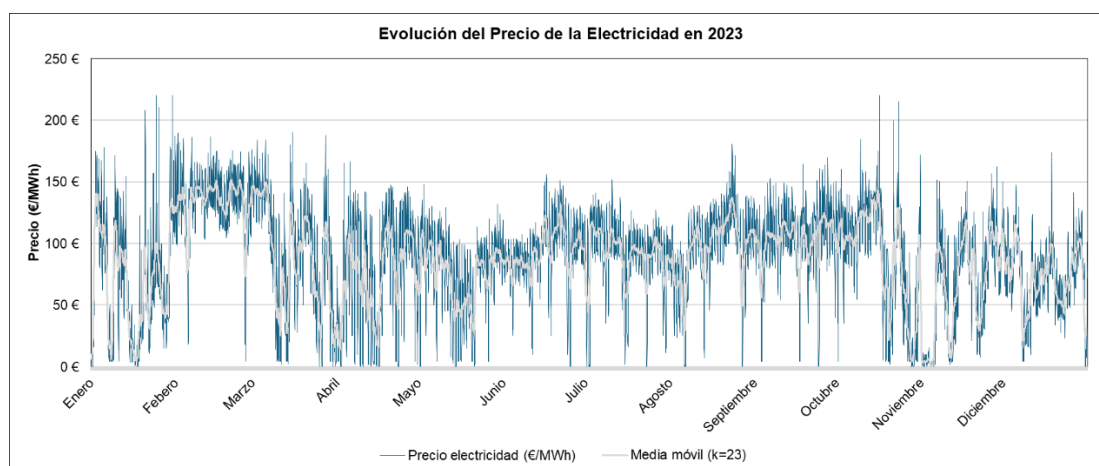


Figura IX. 2 Evolución del precio de la electricidad en 2023

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Localización de la finca del Castillo de Orús	13
Figura 1.2 Evolución del precio de la electricidad en el mercado español	14
Figura 1.3 Mix energético en el mercado español.....	15
Figura 1.4 Hibridación parque PV y eólico.....	17
Figura 1.5 Gorona del Viento	18
Figura 1.6 Flow chart del TFM	21
Figura 2.1 Planos de las instalaciones ejecutas y pendientes de ejecutar.....	24
Figura 2.2 Caseta y campo de regadío.....	25
Figura 2.3 Curva característica de la bomba ideal.....	26
Figura 2.4 Conexión balsa reguladora con la bomba	27
Figura 2.5 Referencias principales de la finca del Castillo de Orús.....	29
Figura 2.6 Fórmula para el cálculo del precio de la electricidad según la tarifa 6.1TD.	30
Figura 2.7 Período de la tarifa 6.1TD según día y hora	30
Figura 2.8 Distribución de la energía mensual y características del mes	33
Figura 2.9 Evolución de la demanda mensual.....	34
Figura 2.10 Evolución del consumo horario medio, de la demanda pico y valle de cada mes.....	34
Figura 2.11 Datos mensuales de consumo energético.....	34
Figura 2.12 Esquema de la distribución energética del parque renovable y su precio de referencia	38
Figura 3.1 Turbina de 6kW.....	44
Figura 4.1 Bases de datos de la radiación solar en PVGIS 5.2.....	47
Figura 4.2 Datos PVGIS	48
Figura 4.3 Datos de radiación solar obtenidos	48
Figura 4.4 Evolución de la irradiancia a lo largo del año.....	49
Figura 4.5 Evolución de la generación mensual y su máximo durante el año	50
Figura 4.6 Evolución de la generación horaria a lo largo del año del parque PV-90kWp	50
Figura 4.7 Agrupación de datos energéticos del parque PV-90kWp	51

Figura 4.8 Evolución mensual de datos energéticos del parque PV-90kWp.....	51
Figura 4.9 Balance energético medio horario.....	52
Figura 4.10 Evolución del balance energético medio horario	52
Figura 4.11 Evolución de la capacidad de los embalses superiores con una capacidad de 50.000m3	53
Figura 4.12 Evolución de la capacidad de los embalses superiores con una capacidad de 70.000m3	53
Figura 4.13 Flujos de caja de compra de la red y del riego	55
Figura 4.14 Flujos de caja de venta a la red y de bombeo.....	55
Figura 4.15 Evolución del VAN en función de la tasa de descuento	57
Figura 5.1 Evolución de la producción mensual y su máximo de un parque PV-190kWp	59
Figura 5.2 Evolución horaria de la generación de un parque PV-190kWp	60
Figura 5.3 Agrupación de datos energéticos del parque PV-190kWp	60
Figura 5.4 Evolución mensual de datos energéticos del parque PV-190kWp.....	61
Figura 5.5 Balance energético medio horario.....	62
Figura 5.6 Evolución del balance energético medio horario	62
Figura 5.7 Evolución de la capacidad de los embalses superiores con una capacidad de 50.000m3	63
Figura 5.8 Evolución de la capacidad de los embalses superiores con una capacidad de 70.000m3	63
Figura 5.9 Balance energético medio horario con turbinación y PV-190kWp	64
Figura 5.10 Evolución del balance energético medio horario con turbinación	64
Figura 5.11 Generación del mix renovable	65
Figura 5.12 Evolución de la capacidad de los embalses superiores con una capacidad de 50.000m3 con turbinación	65
Figura 5.13 Flujos de caja de compra de la red y del riego	66
Figura 5.14 Flujos de caja de venta a la red y de bombeo.....	66
Figura 5.15 Flujos de caja de compra de la red y del riego con turbinación	67
Figura 5.16 Flujos de caja de venta a la red y de bombeo con turbinación.....	67
Figura 5.17 Flujo de caja por bombear para rellenar una vez los embalses y coste de oportunidad del bombeo	68
Figura 5.18 Evolución del VAN en función de la tasa de descuento	70

Figura 5.19 Evolución del VAN en función de la tasa de descuento con turbinación ...	71
Figura 6.1 Sierra colindante a la fina y su perfil de elevación	74
Figura 6.2 Mapa Vortex de la velocidad del viento en la finca y alrededores	75
Figura 6.3 Ley exponencial de Hellman.....	76
Figura 6.4 Coeficiente alpha según la rugosidad del terreno	76
Figura 6.5 Evolución mensual de la velocidad del viento	77
Figura 6.6 Evolución de la velocidad horaria del viento a lo largo del año	77
Figura 6.7 Velocidades medias mensuales del viento	78
Figura 6.8 Distribución de la velocidad del viento en intervalos de 1m/s.....	78
Figura 6.9 Rosa de vientos del Castillo de Orús.....	79
Figura 6.10 Evolución de la densidad del aire a lo largo del año.....	80
Figura 6.11 Evolución de la temperatura a lo largo del año.....	80
Figura 6.12 Efectos orográficos.....	81
Figura 6.13 Pérdidas del parque eólico	81
Figura 6.14 Efecto estela	82
Figura 6.15 Ubicación PE San Isidro y demás ubicaciones	82
Figura 6.16 Parámetros clásicos para las clases de los aerogeneradores.....	83
Figura 6.17 Ubicación de los aerogeneradores nED100 en Europa	84
Figura 6.18 Sistema de verificación ISO de Norvento	84
Figura 6.19 Curva de potencia del aerogenerador nED100.....	85
Figura 6.20 Modelo nED100.....	86
Figura 6.21 Producción eólica mensual.....	86
Figura 6.22 Evolución de la generación de energía eólica a lo largo del año	87
Figura 6.23 Evolución de la generación eólica horaria a lo largo del año	87
Figura 6.24 Producción energética según Norvento.....	88
Figura 6.25 Agrupación de datos energéticos del parque hibridado de 190kW.....	89
Figura 6.26 Evolución mensual de datos energéticos del parque hibridado de 190kW .	89
Figura 6.27 Balance energético medio horario.....	90
Figura 6.28 Evolución del balance energético medio horario	90
Figura 6.29 Evolución de la capacidad de los embalses superiores con una capacidad de 50.000m3.....	91
Figura 6.30 Evolución de la capacidad de los embalses superiores con una capacidad de 70.000m3.....	91

Figura 6.31 Balance energético medio horario con turbinación y 190kW	92
Figura 6.32 Evolución del balance energético medio horario con turbinación y 190kW	92
Figura 6.33 Generación del mix renovable	93
Figura 6.34 Evolución de la capacidad de los embalses superiores con una capacidad de 50.000m3 y con turbinación	93
Figura 6.35 Flujos de caja de compra de la red y del riego	94
Figura 6.36 Flujos de caja de venta a la red y bombeo	94
Figura 6.37 Flujos de caja de compra de la red y del riego con turbinación	95
Figura 6.38 Flujos de caja de venta a la red y bombeo con turbinación	95
Figura 6.39 Flujo de caja por bombear para rellenar una vez los embalses y coste de oportunidad del bombeo	96
Figura 6.40 Evolución del VAN en función de la tasa de descuento	98
Figura 6.41 Evolución del VAN en función de la tasa de descuento con turbinación ...	99
Figura 7.1 Evaluación del precio de la electricidad en el mercado mayorista español	101
Figura 7.2 Evolución detallada del precio de la electricidad en los últimos 5 años.....	102
Figura 7.3 Evolución del precio de la electricidad en 2024	103
Figura 7.4 Evolución del precio futuro de la electricidad en el mercado español según ACOGEN	103
Figura 8.1 Curva de pato del mercado eléctrico	106

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Características sistema de tuberías y embalses	28
Tabla 2.2 Distribución del término de la potencia contratada - Tarifa 6.1TD (€/kW/año)	31
Tabla 2.3 Distribución del término de energía - Tarifa 6.1TD (€/kWh/año)	31
Tabla 3.1 Pérdidas por fricción del sistema de tuberías	42
Tabla 4.1 Coordinadas y altitud del parque PV	47
Tabla 4.2 Resultados económicos parque PV-90kWp	57
Tabla 5.1 Resultados económicos parque PV-190kWp	69
Tabla 5.2 Resultados económicos parque PV-190kWp y turbinación	71
Tabla 6.1 Coordinadas y altitud del emplazamiento del WTG	73
Tabla 6.2 Características nED100	85
Tabla 6.3 Producción bruta, neta y rendimientos	88
Tabla 6.4 Resultados económicos parque hibridado de 190kW	97
Tabla 6.5 Resultados económicos parque hibridado de 190kW con turbinación	99
Tabla 7.1 Comparativa en términos LCOE de cada alternativa	104
Tabla 8.1 Comparativa económica sin turbina	105
Tabla 8.2 Comparativa económica con turbina	106